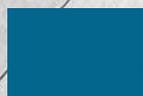
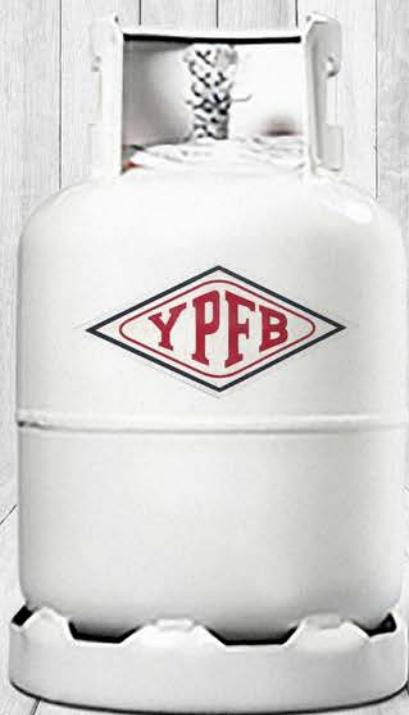


Las seis verdades de la nacionalización del gas



FUNDACIÓN
VICENTE
PAZOS
KANKI

KANKI
PAZOS

LAS SEIS VERDADES DE LA “NACIONALIZACIÓN” DEL GAS



FUNDACIÓN
VICENTE
PAZOS
KANKI
KANKI
PAZOS
VICENTE

LAS SEIS VERDADES DE LA “NACIONALIZACIÓN” DEL GAS

Coordinación de la investigación: Diego Ayo Saucedo

Editor: Raúl Peñaranda U.

Fundación Vicente Pazos Kanki

Calle Gabriel René Moreno N. 1367

Edificio Taipi piso 4 oficina 401 y 402

Zona San Miguel

Diseño: Percy Mendoza

Impresión: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

D.L. XXXXXXXXXXXXX

ISBN. XXXXXXXXXXXXX

La Paz, 2017

SUMARIO

INTRODUCCIÓN	7
VERDAD No 1	
EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS SIGUE EN MANOS DE LAS	
TRASNACIONALES	9
Qué fue exactamente la “nacionalización” y por qué se usaron militares para llevarla a cabo.....	9
La nacionalización prácticamente no descubrió ningún campo nuevo.....	12
La petrolera, una actividad de largo plazo y muchas posibilidades de error.....	13
¿A cuánto ascienden las reservas probadas de gas natural?.....	14
Reservas probadas, lo que dicen las cifras del periodo 2006-201X.....	15
El desarrollo de los campos sigue en manos de las trasnacionales.....	16
YPFB viola la norma y no hace certificaciones anuales de reservas.....	17
Posible aumento de las reservas en los próximos años.....	18
Bolivia tiene un moderado potencial hidrocarburífero.....	19
Aumento de producción hasta 2019 y luego se prevé la declinación de los campos.....	19
Producción de hidrocarburos líquidos.....	20
VERDAD No 2	
ANTES DE LA NACIONALIZACIÓN SE PERFORABA CUATRO VECES	
MÁS POZOS	23
Bolivia produce casi la misma cantidad de gas que necesita.....	23
Posible demanda insatisfecha... y riesgo de importar gas.....	24
Será difícil cumplir el objetivo gubernamental de aumento de las reservas.....	25

La difícil tarea de lograr inversiones en exploración de nuevos campos.....	26
Muchos fracasos en los contratos suscritos producto de Licitación Internacional	28
Sólo dos acuerdos, y uno de ellos fallido, a partir de los Convenios de Estudio.....	29
Los contratos entre YPF y sus empresas filiales muestran pocos éxitos ...	29
Antes de la nacionalización se perforaba cuatro veces más pozos	31
Se intensifica la exploración, pero aumentan los fracasos.....	32
Evidente contradicción entre YPF y ANH.....	32
La nueva delimitación de áreas exploratorias causa conflicto.....	33
Estudios geológicos con potencialidades.....	34
Inversión en exploración con dudas	34

VERDAD No 3

LOS CAMPOS ESTÁN EN PROCESO DE AGOTAMIENTO

Aumenta la producción, pero no las reservas.....	37
Campos en proceso de agotamiento	38
Una asociación con PDVSA que violenta la ley.....	39
Aumenta el número de “pozos de desarrollo” gracias al aumento del precio internacional del gas.....	41
Primero baja el número de pozos, luego sube.....	41
La producción nacional de gas se estabiliza en los 60 millones de metros cúbicos diarios.....	42
Creciente inversión en explotación.....	43
La proyección al año 2025 está llena de nubarrones.....	44
El frágil equilibrio que ofrece Incahuasi.....	45
Las esperanzas puestas en Boyui y Boicobo.....	46
El escenario más favorable sólo lograría recuperar la producción de 2006.....	46

VERDAD No 4

EL AUMENTO DE LOS INGRESOS FUE POR LOS PRECIOS, NO POR LA NACIONALIZACIÓN.....

Bajan los ingresos por la exportación de gas.....	51
Plan Marshall para la economía de Bolivia.....	52
Retornan a la economía los déficits comercial y fiscal	52
Aumentar las reservas, el antídoto contra la amenaza de los precios bajos.....	53

VERDAD No 5

TERRIBLE BUROCRACIA, CADA CONTRATO DEMORA

DOS AÑOS EN FIRMARSE..... 55

Aparte de la burocracia, la caída de los precios y la ineficiencia ralentizan la firma de contratos.....	56
Los problemas del caos normativo.....	57
Una Ley de Incentivos con pocos resultados.....	58
¿Por qué los incentivos no sirvieron?.....	59
El embrollo de los taladros adquiridos de China.....	61
¿Sirvió de algo el aumento de sueldos en YPFB? La respuesta es “no”.....	62
Guerra de baja intensidad entre YPFB y el Ministerio.....	63

VERDAD No 6

COSTOS RECUPERABLES, EL ABUSO DE LAS PETROLERAS..... 65

La friolera de 5.424 millones de dólares devueltos a las petroleras.....	66
No se cumple el “encantador mecanismo” para autorizar la devolución de los costos recuperables.....	67
Dos ejemplos de la manera discrecional en el que se devuelven los costos recuperables.....	69
Un decreto para lograr un poco de orden.....	69

ANEXOS

I Datos sobre la certificación de reservas.....	71
II Demanda de hidrocarburos.....	72
III Demanda de gas natural.....	72
IV Régimen fiscal.....	74
V Tipos de contratos petroleros a nivel internacional.....	75
VI Mecanismos para la evaluación de proyectos petroleros.....	78
VII Ley de incentivos N° 767, del 11 de diciembre de 2015.....	81
VIII Ley Complementaria N° 817, del 19 de julio de 2016.....	83
IX Decreto Supremo 2830, del 6 de julio de 2016.....	84
X Efectos del precio internacional del petróleo en el sector petrolero boliviano.....	84

INTRODUCCIÓN

Pese a los esfuerzos propagandísticos de las autoridades y su enorme capacidad para censurar, filtrar y evitar que la información del sector de hidrocarburos se conozca con claridad, existen diversos elementos que demuestran los problemas que enfrenta el régimen en este campo. Estos son los siguientes: 1) los problemas inminentes para firmar la renovación del contrato de venta de gas a Brasil; 2) el fracaso de los planes de inversión en exploración de nuevos campos; 3) la declinación de la producción de campos gasíferos y petrolíferos, 4) los excesivos tiempos que toman las negociaciones de contratos petroleros hasta llegar a su aprobación; 5) la caída del precio internacional del petróleo; y otros.

Todo ello hace que YPF, y por ende el Ejecutivo, se engañe al no querer ver la realidad y los problemas estructurales; por ese motivo planifica situaciones “ideales” que no son realistas y hacen que la industria del gas en el país enfrente severos obstáculos que amenazan con ralentizar el crecimiento económico nacional de los próximos años.

Claramente, el problema de fondo es que, a 10 años de la nacionalización, el Estado no tiene la capacidad de liderar el sector petrolero y el país sigue dependiendo del accionar de empresas transnacionales como Repsol E&P y Total E&P, que son las que exploran, incorporan reservas, invierten en un incremento importante de producción e imponen sus condiciones para hacerlo.

¿Realmente el sector petrolero está dirigido por profesionales técnicamente preparados? ¿Qué tiene mayor importancia, la parte política o la parte técnica en la toma de decisiones? ¿Es factible alcanzar las metas determinadas por el gobierno o es simplemente una propuesta basada en muchos supuestos?

El presente libro busca responder estas preguntas y mostrar la situación de los hidrocarburos desde la aprobación de la denominada “nacionalización” del sector ocurrida en el año 2006 y demostrar que las empresas transnacionales aún controlan esa industria a 11 años de tomada esa decisión. Esa es una de las “verdades” que este libro presenta.

Para redactar el texto, he tomado la información vertida en numerosos talleres y seminarios organizados entre 2015 y 2016 por la Fundación Vicente Pazos Kanki, algunos de ellos públicos y otros sólo destinados al personal de la misma, es decir eventos cerrados. A esos talleres y seminarios asistieron diversos especialistas, entre ellos servidores públicos, que en general pidieron que no fueran mencionados sus nombres. Eso dificulta en ocasiones la posibilidad de citar con precisión de dónde provienen algunos datos, pero todos fueron confirmados antes de su inclusión en el libro. Tengo profundo agradecimiento por todos quienes aportaron esos eventos.

Por otra parte, para redondear el trabajo, se ha realizado una intensa actividad hemerográfica y consultado la información oficial disponible.

El periodista y editor Raúl Peñaranda ordenó luego el texto, aportándole más ilación a las ideas y fluidez a la lectura. Van mis agradecimientos también para él.

Dr. Diego Ayo Saucedo
Director Fundación Pazos Kanki

VERDAD N° 1
EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS SIGUE
EN MANOS DE LAS TRASNACIONALES

Qué fue exactamente la “nacionalización” y por qué se usaron militares para llevarla a cabo

Entre el año 2000 y 2005 el país vivió una fuerte etapa de inestabilidad política y social. En general la sociedad estaba deseosa de un cambio social que deje atrás un sistema de partidos visto por lo general como ineficiente, corrompido y ajeno a los intereses de la mayoría del pueblo boliviano, y que inicie una etapa de reformas económicas y sociales. Parte importante de las demandas era lograr cambios en la manera cómo se desarrollaba la industria hidrocarburofífera boliviana, que se basaba en la Ley 1689, aprobada en 1996 por el primer Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada.

Esa ley redujo los impuestos a las empresas petroleras que operaban en el país y les dio la propiedad de los hidrocarburos desde el momento en que éstos salían de la superficie. Luego, por el negocio que obtenían por la exportación del gas, pagaban impuestos al Estado, que no superaban el 18%, al que se sumaba el 11% de regalías departamentales.

La efervescencia social y la disposición de la opinión pública hacia un cambio generó grandes movilizaciones que, primero, dieron fin con el Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, que renunció el 17 de octubre de 2003 y huyó a EEUU, donde reside actualmente.

El Gobierno siguiente, liderado por Carlos Mesa, intentó procesar la gran cantidad de demandas sociales existentes, y avanzó en el tema del gas. Convocó a un referéndum. Realizado el 18 de julio de 2004, que sentó las bases para importantes reformas posteriores.

Las cinco preguntas del referéndum pueden resumirse así: 1. Abrogación de la Ley de Hidrocarburos vigente hasta entonces. 2. Recuperación para el Estado de la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo. 3. Refundación de YPF y recuperación de las acciones de los bolivianos producto de la capitalización. 4. Uso del gas como recurso estratégico para la salida soberana al mar. 5. Garantizar el consumo interno, industrialización e incremento de impuestos hasta por lo menos a un 50% del valor de la producción¹.

Las preguntas del referéndum fueron aprobadas por altos porcentajes, en algunos casos de más del 85%. El resultado sentó las bases para la aprobación de la ley N° 3058, pero ello tomó 10 meses de debate y la polarización peligrosa de la situación política boliviana.

El 17 de mayo de 2005, el Congreso promulgó esa ley, que aprobó un Impuesto Directo a los Hidrocarburos, del 32%, y regalías del 18% (hasta esa fecha, eran del 11%). El IDH se distribuye entre los departamentos y el TGN, además de municipios, universidades, pueblos indígenas, Policía y Fuerzas Armadas. La suma del IDH y de las regalías daba 50%, precisamente la cifra aprobada por el referéndum del gas.

En las elecciones de fines de 2005, Evo Morales ganó las elecciones ampliamente, montado en la mencionada ola de deseo de reforma social que motivaba a los bolivianos. Cuatro meses después de su ascenso al poder, es decir el 1 de mayo de 2006, firmó el decreto 28701, de “nacionalización” de los hidrocarburos. Una “nacionalización” entre comillas, puesto que en realidad sólo tomó las bases de la ley 3058 y aumentó algunos artículos.

La “nacionalización” del MAS es muy diferente a las anteriores nacionalizaciones que hubo en el país, que decidieron la expulsión de las empresas transnacionales para que YPF se hiciera cargo de operar los campos expropiados. En el caso de la “nacionalización” del MAS, los campos permanecieron a cargo de las empresas debido a que el Estado no tenía la capacidad para asumir la operación de los pozos. El decreto establece que las empresas petroleras que trabajaban en el país pasaban a ser “contratistas”, a las que se les aumentaban los impuestos, pero luego éstos se reducían con los “gastos recuperables” de los que hablaremos más adelante². Al final, según diversos estudios, la “nacionalización” implicó el aumento del 16% de los impuestos (del 50% de la ley 3058 a 66%)³.

Pero la genialidad propagandística del régimen hizo que el aumento de impuestos que autorizó el 1 de mayo el Gobierno se convirtiera en la “tercera nacionalización” de la historia boliviana de los hidrocarburos.

1 Resumen de Carlos Mesa, tomado de <https://carlosdmesa.com/2014/07/28/un-referendo-para-la-historia/>

2 Decreto Supremo 28701, tomado de http://estaticos.elmundo.es/documentos/2006/05/decreto_bolivia.pdf

3 Uno de esos estudiosos es Mauricio Medinaceli, tomado de http://www.mmedinaceli.com/index.php?option=com_content&view=article&id=52%3Ablog031&catid=3%3Acontenblog&Itemid=6&lang=es

Uno de los efectos “brillantes” de esa campaña propagandística fue el artículo 4 del decreto de nacionalización, que señalaba que los campos más grandes, los que produjeran más de 100 millones diarios de pies cúbicos de gas, debían pagar un 32% adicional de impuestos. El Gobierno lo que buscaba era sumar 82% de impuestos para los bolivianos, para contrastarla con la siguiente idea, que es falsa y que se basa en señalar que las petroleras en el pasado solo pagaban el 18% de impuestos. Ello no es correcto porque ese 18% de pago solo estaba vigente para los “campos nuevos”, es decir descubiertos por la propia empresa, y porque además de ello pagaban el 11% de regalías departamentales e impuestos a las utilidades. Pero las críticas a las petroleras lograron establecer en el imaginario popular que éstas aportaban sólo el 18% del valor exportado. Con el objetivo de hacer el contraste más efectista, el Gobierno aumentó ese 32% adicional a los campos más grandes, para poder señalar que el país había pasado de recibir sólo el 18% de impuestos, a entregar sólo el 18% a las operadoras.

Pero el artículo 4 del decreto de “nacionalización” establece dos aspectos que desenmascaran esta mentira: primero, que el 32% adicional iba a ser cobrado solamente durante una fase de “transición” y que, además, a las petroleras les serían devueltos los “gastos recuperables”⁴.

No solo fue eso. Para darle dramatismo al hecho, y dotar a las autoridades de un rasgo heroico, al aprobar el decreto, el Gobierno dispuso que las FFAA tomaran las instalaciones que operaban las empresas petroleras hasta un día antes. Al día siguiente, las empresas petroleras siguieron operando los mismos campos. O sea que el despliegue militar no tenía ningún efecto, excepto el propagandístico. Las empresas acataron los nuevos impuestos, aunque criticaron, y lo siguen haciendo, ese régimen fiscal.

El resultado fue una inmensa popularidad para el Gobierno y, obviamente, para el presidente Morales. Y sobre esa popularidad, basada como decimos en una “nacionalización” que no es más que el aumento de impuestos, el Presidente ha asentado gran parte de su régimen.

Luego vinieron los conocidos aumentos de precios de los hidrocarburos a nivel internacional. Como gracias a la acción de dos “neoliberales”, el precio del gas que vendemos a Argentina y Brasil está indexado al del petróleo, y éste subió hasta superar los 100 dólares el barril, las arcas del estado jamás tuvieron tantos recursos. Los dos “neoliberales” que negociaron esa manera de fijar el precio fueron Ronald MacLean y Herbert Müller, canciller y ministro de Hidrocarburos, respectivamente, durante el Gobierno democrático de Hugo Banzer Suárez (1997-2002). Como se verá más adelante, llegaron a las arcas estatales

4 Decreto Supremo 28701, tomado de http://estaticos.elmundo.es/documentos/2006/05/decreto_bolivia.pdf, op cit

60.000 millones de dólares adicionales a lo que el país hubiera recibido sin ese aumento de los precios. Y ello generó el colchón económico sobre el cual el Presidente terminó por asentar a su Gobierno.

Así reflexionó Carlos Mesa al respecto: “en cuanto a la nacionalización, si hubiese podido adivinar lo que quería decir esa palabra para el presidente Morales, yo hubiese ‘nacionalizado’ el gas sin dudarlo. Una ‘nacionalización’ cuyo resultado es que las empresas transnacionales siguen operando en el país, con los mismos contratos originales modificados y con el reconocimiento de los más de 3.000 millones que dicen haber invertido antes de 2006, poco tiene que ver con el concepto intrínseco de la palabra nacionalización”⁵.

La nacionalización prácticamente no descubrió ningún campo nuevo

Las tareas de exploración y explotación son actividades fundamentales sin las cuales no es posible garantizar la sostenibilidad del sector productor de petróleo y gas. La explotación de un campo, es decir la extracción de un hidrocarburo, es consecuencia de una exploración previa, es decir solamente en caso de que se descubra un pozo, luego puede “explotarse”.

Generalmente las tareas de exploración demoran entre siete y diez años, lo que conlleva a que se deba esperar ese tiempo antes de poder explotar un yacimiento, siempre que el trabajo exploratorio resulte exitoso.

¿Qué significa esto? Significa que la producción y comercialización de hidrocarburos del periodo 2006-2013, que corresponde al Gobierno del Presidente Evo Morales, fueron consecuencia de las inversiones realizadas en el decenio anterior y que para poder sostener la cantidad de reservas y de producción a futuro son primordiales nuevas actividades exploratorias intensivas. Hasta ahora la nacionalización prácticamente no descubrió ningún campo nuevo, salvo los llamados Dorado Oeste y Caigua, descubiertos por YPFB Chaco, de los que se hablará más adelante.

Uno de los objetivos del presente documento es analizar si realmente el Estado ha promovido de manera oportuna una política de inversión en exploración que permita la reposición permanente de reservas para satisfacer la demanda interna y los contratos de exportación; así se podrá determinar si realmente la nacionalización de los hidrocarburos se ha hecho efectiva y si el Estado controla la industria petrolera del país o ésta aún depende de las empresas transnacionales.

5 Carlos Mesa, tomado de <https://carlosdmesa.com/2014/07/28/un-referendo-para-la-historia/>, op cit

Es decir, todos los campos en producción fueron originados producto de negociaciones previas a la nacionalización, incluido el proyecto Incahuasi-Aquí, operado por Total E&P Bolivie. Esto juega un rol importante en la actualidad para poder satisfacer la demanda de gas natural tanto para el mercado interno como para el mercado de exportación, como se explica posteriormente.

***La petrolera, una actividad de largo plazo
y muchas posibilidades de error***

Brevemente, para entender el ciclo de exploración y explotación, es necesario mencionar las actividades que intervienen en el mismo. Primero es necesario que el Estado cuente con áreas exploratorias a ser investigadas, cuyo uso en caso de tener potencial y ser de interés para las empresas petroleras, es negociado por el Estado a través de YPFB con empresas que realizaron convenios de estudio o ganaron una licitación internacional. Ello se realiza en el marco de la resolución ministerial 262-11 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Posteriormente, estas negociaciones se traducen en la firma de contratos que deben ser autorizados y aprobados mediante leyes en la Asamblea Legislativa Plurinacional⁶, y posteriormente protocolizados.

A partir de la protocolización, la empresa que se ha adjudicado un contrato inicia las actividades exploratorias de geología, y en caso de encontrar buenos resultados, diseña un proyecto de perforación exploratoria, para luego proceder a perforar. En caso de encontrarse reservas de hidrocarburos, éstas deben ser evaluadas y certificadas para determinar si su posterior explotación es económicamente viable.

Si la cantidad de hidrocarburos encontrados en el subsuelo permite su explotación comercial, se realiza el desarrollo del nuevo campo petrolero, que comprende la perforación de “pozos de desarrollo” y la construcción de una planta de procesamiento y ductos de transporte para posteriormente poder iniciar la producción regular del hidrocarburo y su comercialización.

6 Artículo 362 - Parágrafo II de la Constitución Política del Estado



Del párrafo anterior se infiere que la actividad petrolera implica muchas fases que dependen entre sí y cuyo fracaso conlleva el riesgo del fracaso general del proyecto. Éste riesgo se hace menor a medida que se avanza en el proyecto, es decir, a medida que se invierte más, pero hasta que se compruebe los resultados de la perforación no se puede garantizar la existencia o no de hidrocarburos en el subsuelo. Esto significa que de cumplirse de manera positiva todas las actividades del proceso exploratorio, se podrá recién avanzar hacia la explotación.

Como se explicará más adelante, éste es un proceso de riesgo en el que es más probable el fracaso que el éxito y de ahí la necesidad de incrementar la actividad exploratoria para tener mayores opciones de lograr un incremento de reservas.

Asimismo, de la explicación anterior se desprende que más allá de la normativa que regule el sector de hidrocarburos, para que el mismo avance es necesario que las empresas petroleras, estatales o privadas, inviertan en actividad petrolera. Esto quiere decir que el Estado debe ofrecer condiciones atractivas para el inversionista, independientemente de si éste es YPFB o una empresa privada.

¿A cuánto ascienden las reservas probadas de gas natural?

Uno de los aspectos más importantes del debate actual del área hidrocarburífera es el que se refiere al estado de las reservas probadas certificadas de gas natural del país.

¿Qué significa reservas probadas? Según la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), “reservas son cantidades de petróleo recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo. Las reservas, para poder ser “probadas” deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, (ser) recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación)”⁷.

De esa definición se puede concluir que existen distintos tipos de reservas en función a los cuatro criterios (descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes). En el caso de las reservas probadas, también conocidas como reservas P1, son las que a la fecha en las que son certificadas cumplen con los cuatro criterios, es decir, fueron “descubiertas” y han sido “comprobadas”, es posible su “recuperación” debido a que existen las condiciones técnicas e infraestructura necesarias para ello, son económicamente “comerciales” y se prevé que generarán un excedente económico, y finalmente son “remanentes”, es decir existen en el subsuelo en el momento.

Reservas probadas, lo que dicen las cifras del periodo 2006-2013

Como es de conocimiento público, en el periodo 2006-2016 YPFB ha contratado servicios de certificación de reservas oficiales en dos oportunidades: la primera fue realizada al 31 de diciembre de 2009 por la empresa Ryder Scott Petroleum Company⁸, que certificó que Bolivia tenía en ese momento 9,94 TCF de gas natural como reservas probadas. La segunda certificación fue realizada al 31 de diciembre de 2013 por la empresa canadiense GLJ Petroleum Consultants⁹, la cual certificó una reserva probada de 10,45 TCF.

Año	Empresa	Reservas Certificadas	Incremento	Incremento promedio anual
2009	Ryder Scott	9,94 TCF	-	-
2013	GLJ	10,45 TCF	0,51 TCF	0,13 TCF

7 Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos, página 6 – Society of Petroleum Engineers

8 <http://www.hidrocarburosbolivia.com/noticias-archivadas/317-contenido-general-archivado/contenido-general-01-01-2011-01-07-2011/41610-se-confirma-crisis-energetica-con-reservas-de-994-tcf.html>

9 <http://www.paginasiete.bo/economia/2014/7/23/reservas-suben-994-1045-cuatro-anos-27441.html>

El desarrollo de los campos sigue en manos de las transnacionales

Es importante enfatizar que las reservas probadas son las que se pueden disponer inmediatamente para su comercialización. El cuadro anterior muestra que entre los años 2009 y 2013 las reservas probadas de gas se incrementaron en 0,51 TCF, de 9,94 TCF a 10,45 TCF, a razón de 0,13 TCF por año. De estos datos se pueden determinar dos aspectos fundamentales al momento de realizar un análisis de la problemática actual que concierne a la actividad exploratoria:

Primero, hemos incrementado nuestras reservas probadas, pero ese incremento ha sido sólo “un poco mayor” que el gas consumido por el mercado interno y mercado de exportación¹⁰. Según el informe de GLJ Petroleum Consultants, durante el periodo 2009-2013 se han producido (consumido) 2,53 TCF y se han incrementado 3,043 TCF en reservas probadas, lo que explica el incremento neto de 0,51 TCF.

El segundo aspecto es que ese pequeño aumento se debe a actividades de desarrollo de campos que estaban en producción anteriormente y no producto de nuevas actividades exploratorias. De hecho, la mayor contribución al incremento de reservas probadas (P1) es el aporte de los proyectos encarados por las transnacionales Total (Campo Incahuasi), Repsol (Campo Margarita) y Petrobras (Campo Sábalo), los cuales fueron negociados antes de la nacionalización de los hidrocarburos del año 2006 bajo condiciones contractuales obviamente diferentes a las actuales, más atractivas para las inversiones en actividades exploratorias.

El comportamiento del sector ha estado, está y seguirá sujeto a los resultados logrados por las empresas transnacionales, por lo menos hasta 2025. En el periodo 2006-2020, el comportamiento de la producción nacional de gas natural está explicado principalmente por el aporte de los megacampos operados por parte de Repsol E&P (Margarita y Huacaya), Petrobras Bolivia (Sábalo, San Alberto e Itaú) y Total E&P Bolivia (Incahuasi-Aquí) y los posibles resultados de proyectos exploratorios en los proyectos Boyui-Boicobo (Repsol E&P), Azero (Total E&P Bolivia) y Huacareta (Shell Bolivia).

Entre 2006 y 2016, YPF Casa Matriz no registró ningún descubrimiento de hidrocarburos, por lo que en la actualidad no es posible considerarla como una empresa operadora con capacidad técnica comprobada. Para contrarrestar la declinación natural de los campos en actual producción es necesaria el protagonismo de YPF para convertirse en un operador, para no depender de los compromisos de inversión de empresas privadas.

¹⁰ <http://comunicacion.presidencia.gob.bo/docprensa/pdf/20140722-11-20-22.pdf>

YPFB viola la norma y no hace certificaciones anuales de reservas

¿Por qué es necesario certificar las reservas probadas de hidrocarburos? La Ley 3740 del 31 de agosto de 2007, promulgada por el presidente Evo Morales, establece lineamientos para el desarrollo sostenible del sector hidrocarburífero, entre los cuales indica que YPFB anualmente deberá certificar las reservas y publicar los resultados a fin de contar con información oportuna para controlar el sector petrolero.

Claramente YPFB ha incumplido esta norma al no haber realizado certificaciones anuales y la razón es evidente: en el periodo 2006-2009 el Gobierno no visualizaba el tema de las reservas como un problema debido a que la última certificación disponible para ese periodo indicaba que Bolivia tenía alrededor de 26 TCF de reservas probadas. Los resultados presentados por la empresa Ryder Scott Petroleum Company fueron un golpe duro para el Gobierno debido a que las decisiones planteadas y planificación estratégica para el desarrollo del sector hidrocarburífero fueron establecidas en base al estimado de reservas al 2005 (ley de hidrocarburos 3058, decreto de nacionalización 28701, estrategia boliviana de hidrocarburos del 2009, contratos de exportación de gas natural a Brasil y Argentina).

Por esta razón, haber certificado anualmente las reservas cuando éstas no se incrementaban por la poca actividad exploratoria hubiera dejado en evidencia el mal manejo del sector petrolero por parte de YPFB.

En el año 2013, el Gobierno, a través de YPFB, decidió realizar la certificación de reservas recién después de cuatro años. Lo hizo debido a que producto de la actividad de desarrollo de los megacampos (Margarita, San Alberto, Sábalo e Incahuasi-Aquío) fue la primera gestión en la que las reservas probadas se incrementaron por encima de 9,94 TCF. Por ello, fue la primera gestión en cuatro años en la que el Gobierno podía mostrar resultados positivos al respecto.

Bajo ésta lógica, seguramente el Gobierno hubiese aceptado certificar las reservas a 2014 o 2015 si éstas hubiesen aumentado, es decir si se hubiesen descubierto nuevos campos de hidrocarburos. Este escenario no ha ocurrido debido a que no ha habido importantes descubrimientos y más aún ha habido fracasos en proyectos como los de YPFB Petroandina SAM (Timboy-X2 y Lliquimuni Centro X1), de los cuales se hablará más adelante.

A consecuencia de los puntos expuestos, se puede afirmar que después de la “nacionalización” no ha habido actividad exploratoria intensiva y bajo criterios técnicos en el país, debido a lo cual las reservas probadas del país no han aumentado¹¹.

11 En la sección “Anexos” se añade más información sobre las reservas.

Posible aumentos de las reservas en los próximos años

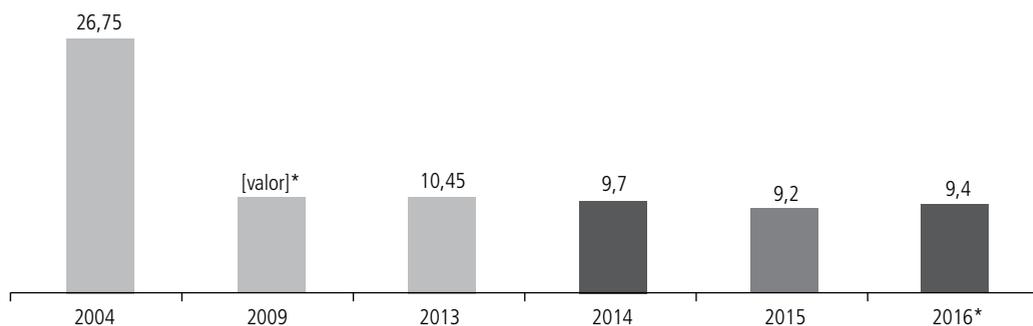
La cifra estimada de 9,4 TCF podría incrementarse considerando el informe de la consultora GLJ Petroleum Consultants, que indica que Incahuasi-Aquíó tiene entre dos y tres TCF. Sin embargo, como se explicó previamente, para poder considerar una reserva probada es necesario que cuente con el desarrollo respectivo, mercado y esté disponible. Se prevé que esa situación ocurrirá recién en 2019, con la puesta en marcha de la segunda fase del proyecto, operado por Total E&P Bolivia y que planea alcanzar una producción total de 13 millones de metros cúbicos diarios.

Adicional a esta cifra, de acuerdo a datos de YPF, existiría potencial hidrocarburo en dos proyectos del área Caipipendi, operada por Repsol E&P: Boyui y Boicobo. Considerando estos proyectos y resultados positivos en algunos de los proyectos exploratorios aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional, a 2020 las reservas nacionales podrían alcanzar 12 TCF, y a 2025, 14 TCF.

Ello refuerza la tesis planteada en el presente documento respecto a que difícilmente se alcanzarán las metas planteadas en el Plan de Desarrollo Económico Social 2016-2020 (17,45 TCF a 2020) y en la Agenda Patriótica a 2025 (18 TCF a 2025).

Sin embargo, se demostraría que un ciclo intensivo y progresivo de actividad exploratoria realizado en el presente tendrá resultados en el mediano plazo (2020-2025) y que el principal problema no es la falta de actividad exploratoria sino el rezago producido durante los años 2006 a 2013. Ello podría generar incumplimiento en la producción para mercado externo y las sanciones contractuales que esto conlleva.

RESERVAS DE GAS NATURAL 2004 - 2016 (expresadas en TCF)



Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

* La reserva bajó de 26 TCF a 9.94 TCF debido a cambios en el procedimiento internacional de cuantificación de reservas y actualización de los parámetros de porosidad de los reservorios del país.

Bolivia tiene un moderado potencial hidrocarburífero

El potencial hidrocarburífero se refiere a la cantidad de gas natural y petróleo que se estima encontrar en subsuelo en base a información histórica existente, sin haber realizado aun perforaciones exploratorias. Para tal efecto, se utilizan datos análogos de campos en producción, información geológica de diferentes regiones y otros datos obtenidos de perforaciones pasadas, entre otras fuentes de información.

El año 2012, YPFB contrató a la empresa internacional Oil Solutions Inc. para que realice la estimación de recursos prospectivos en áreas de interés petrolífero. Como resultado del estudio se estimaron alrededor de 60 TCF de gas natural de reservas en el país.

Es importante considerar que, si bien el Gobierno utilizó esta cifra como base en distintos documentos políticos (Agenda Patriótica 2025, Plan de Desarrollo 2016-2020, entre otros), a nivel técnico hay dos aspectos a considerar para poder estimar la cantidad real de recursos que podrían llegar a obtenerse en superficie y producirse a partir de la actividad exploratoria: 1) la probabilidad de éxito geológico y 2) el factor de recuperación de hidrocarburos.

El primer aspecto es importante debido a que históricamente en Bolivia se da que tres de cada diez pozos explorados son positivos, es decir que contienen hidrocarburos. De este dato podemos concluir que la probabilidad de éxito geológico es de 30%.¹² El segundo aspecto se refiere a la cantidad de hidrocarburos que efectivamente se puede recuperar del subsuelo. Al respecto, la cifra generalmente utilizada en la industria petrolera para el gas natural es 50% del total de éste hidrocarburo en subsuelo, cifra que puede incrementarse levemente a partir de métodos adicionales de recuperación secundaria.¹³

Aumento de producción hasta 2019 y luego se prevé la declinación de los campos

De acuerdo al Plan Estratégico Corporativo de YPFB 2015–2019, los “mega campos” San Alberto, Sábalo, Margarita e Incahuasi, producen en promedio el 75% del total de la producción de gas natural durante 2016 y esta cifra se incrementa a 84% en el periodo 2016-2035, lo cual muestra la dependencia

12 Existen estudios que consideran dos probabilidades de éxito geológico (30% para en zona tradicional y menos de 15% en zona no tradicional), para fines de este documento se considerara 30% para todos los proyectos exploratorios. El criterio utilizado concuerda con la información de YPFB incluida en el Plan Estratégico Corporativo 2015-2019, Página 32.

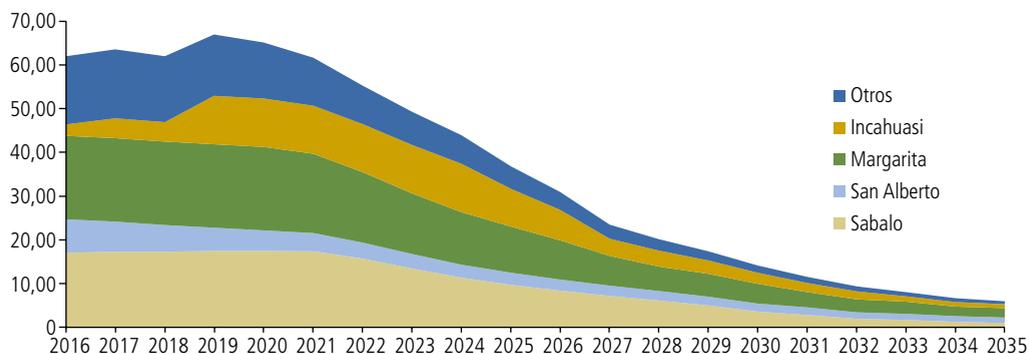
13 Introducción a la Geología del Petróleo, página 68, Saxe Lysholm, Vett & Viten Group

que tiene el sector petrolero de las acciones que realicen las transnacionales Petrobras, Repsol y Total E&P.

Como se puede observar en la siguiente gráfica, la entrada en producción del proyecto Incahuasi da un cierto alivio a la oferta de gas natural en los años 2016 y 2019 ya que contribuirá inicialmente con 6 MMmcd hasta llegar a 13 MMmcd, extendiendo el pico de producción nacional y representando el 16% de la producción total de gas natural en el 2019.

En este sentido, es primordial para el Estado realizar un seguimiento permanente de la ejecución de este proyecto y los riesgos asociados al desarrollo del campo.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2016 - 2035 (MMmcd)



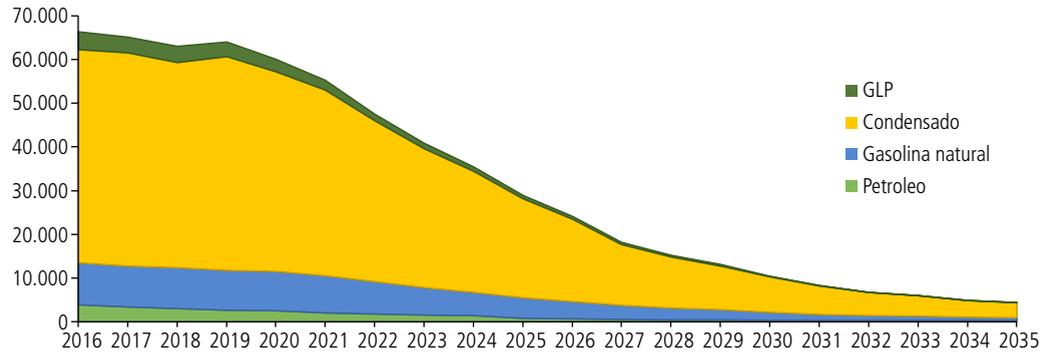
Fuente: Elaboración Propia en base a datos proporcionados por YPF

Producción de hidrocarburos líquidos

El comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos es similar al comportamiento de la producción de gas natural, principalmente debido a que la mayor producción de líquidos deriva del condensado asociado al gas, siendo en promedio 77% de la producción de hidrocarburos líquidos en el periodo 2016-2035.

Asimismo, en el gráfico se demuestra que es evidente que no somos un país petrolífero y para satisfacer el consumo interno debemos continuar con la importación de diésel dada la baja producción de petróleo (alrededor de 4%) respecto al total de hidrocarburos líquidos producidos.

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS 2016 - 2035 (BPD)



Fuente: Elaboración Propia en base a datos proporcionados por YPF

VERDAD N° 2
ANTES DE LA NACIONALIZACIÓN SE PERFORABAN
CUATRO VECES MÁS POZOS

Bolivia produce casi la misma cantidad de gas que necesita

Ya se ha hablado con anticipación de la producción de hidrocarburos. ¿Pero cuánto de ellos necesitamos?

Desde el punto de vista de la demanda, el crecimiento del mercado interno hace necesario prever un incremento en la capacidad de transporte de gas natural a fin de garantizar el abastecimiento. En cuanto al mercado de exportación, al haber una demanda insatisfecha (si se considera únicamente la producción actual), existirá una demanda que no se podrá cubrir con la producción de los campos actuales. Esta brecha debe ser cubierta en función a los resultados de los proyectos exploratorios en ejecución, caso contrario el país ingresará a un periodo de constantes penalidades al incumplimiento de los contratos de compra-venta de gas natural.

En síntesis, la demanda total de gas natural debería incrementarse de 66,52 MMmcd en 2016 hasta 79,19 MMmcd en el año 2026, siempre que Argentina y Brasil decidan importar los volúmenes máximos establecidos en los contratos.

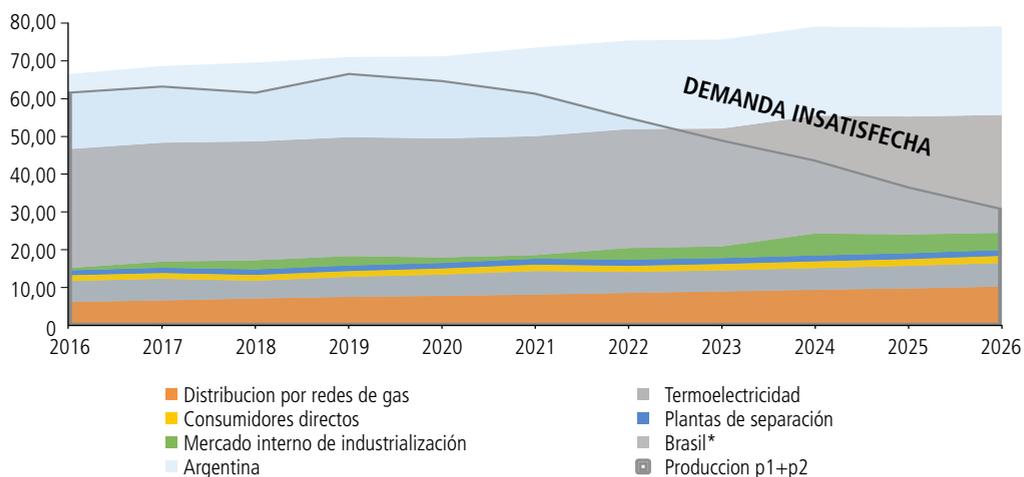
Demanda en mmmcd	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Mercado interno (promedio)	15,09	16,86	17,18	18,25	17,93	18,52	20,43	20,89	24,30	24,06	24,43
Mercado interno de consumo	14,55	15,23	14,75	15,79	16,44	7,56	17,30	17,79	18,44	19,08	19,90
Distribucion por redes de gas	6,12	6,55	7,05	7,45	7,75	8,05	8,53	8,98	9,36	9,73	10,25
Termoelectricidad	5,55	5,78	4,74	5,31	5,62	6,32	5,54	5,56	5,78	6,01	6,24
Consumidores directos	1,53	1,54	1,56	1,60	1,62	1,65	1,69	1,70	1,75	1,80	1,86
Plantas de separación	1,35	1,37	1,40	1,42	1,45	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Mercado interno de industrialización	0,54	1,63	2,43	2,46	1,49	0,96	3,12	3,09	5,86	4,97	4,53
Mercado externo (promedio)	51,43	51,83	52,43	52,83	53,33	55,03	55,03	54,76	54,76	54,76	54,76
Brasil*	31,53	1,53	31,53	31,53	31,53	31,53	31,53	31,26	31,26	31,26	31,26
Argentina	19,90	0,30	20,90	21,30	21,80	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50
Total demanda mi y me	66,52	68,69	69,61	71,08	71,26	73,55	75,46	75,65	79,06	78,82	79,19

Fuente: YPFB (datos a diciembre de 2014)

*Bajo el supuesto de que se renueve el contrato gsa que finaliza el 2019

Possible demanda insatisfecha... y riesgo de importar gas

BALANCE DE OFERTA ACTUAL Y DEMANDA DE GAS NATURAL (MMMCD)



Fuente: YPFB (datos a diciembre de 2014)

El gráfico anterior muestra que existe una demanda insatisfecha si se considera la producción actual de los campos y los compromisos máximos de la demanda interna y de los contratos de exportación.

El hecho de que exista una demanda insatisfecha no significa necesariamente que vaya a existir un desabastecimiento a partir de 2017. Esto se explica en el gráfico, que muestra que para el periodo 2016-2019, si bien la demanda es ligeramente mayor a la oferta, la demanda interna considera proyectos “políticos” como el Mutún, la exportación de energía termoeléctrica, instalación de redes de gas, etc., que son postergados o implementados más lentamente según falte gas. De todas maneras, la importación de gas en el largo plazo no puede descartarse.

A partir de 2020 la brecha de demanda insatisfecha se hace mayor si Brasil continúa comprando la misma cantidad de gas y en ese punto es vital la entrada de la nueva producción a partir de proyectos exploratorios.

Esta situación explica por qué YPF define continuamente la oferta y demanda (trimestralmente), lo que demuestra que no existe una planificación organizada de la producción de gas natural por parte de los organismos gubernamentales involucrados.

Entre 2020 y 2025 se puede observar que la producción continuará su tendencia decreciente, explicada porque los campos continuarán su declinación, por lo que la producción de los campos actuales de gas bajará drásticamente de 67 MMmcd a 37 MMmcd. Bolivia, en ese caso, tendría que importar gas.

Por esta razón se hace crucial incorporar nuevos descubrimientos a la producción nacional, que a la fecha no existen dada la poca exploración en el país; sin embargo, a continuación se analiza posibles escenarios producto de los proyectos exploratorios en actual ejecución.

Será difícil cumplir el objetivo gubernamental de aumento de las reservas

Considerando los factores mencionados, el potencial hidrocarburífero sería de 60 TCF (potencial hidrocarburífero inicial) x 0,30 (probabilidad de éxito geológico) x 0,5 (factor de recuperación) = 9 TCF. O sea que considerando las áreas que el Estado, a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y YPF, ha identificado para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el escenario más probable es tener reservas probadas de hasta 9 TCF (de acuerdo con datos históricos y parámetros de la industria petrolera).

El Plan de Desarrollo Económico Social 2016-2020 realizado por el Gobierno como parte de su planificación estratégica establece como meta al 2020

contar con reservas probadas de 17,45 TCF¹⁴, es decir un incremento de 7 TCF respecto a la última certificación de reservas realizada por GLJ Petroleum Consultants al 31 de diciembre de 2013 (10,45 TCF).

Tomando en cuenta que la demanda interna de gas natural está incrementándose y que existen compromisos de exportación a Brasil y Argentina, el consumo entre 2014-2020 será de 5,6 TCF, a razón de 0,8 TCF por año¹⁵, por lo que para cumplir la meta propuesta por el Gobierno a 2020, es necesario incrementar las reservas en 12,6 TCF, que a primera vista es un objetivo inalcanzable.

Para poder explicar la baja probabilidad de que las autoridades logren el objetivo propuesto de 17,45 TCF de reservas certificadas al 2020, cabe mencionar que YPFB tiene planificada actividad exploratoria en las siguientes áreas, con un potencial de alrededor de 16 TCF¹⁶: Azero (3,0 TCF), Huacareta (2,6 TCF), San Telmo (3,2 TCF), Astillero (1 TCF), Charagua (2,3 TCF) y Boyuy-Boicobo (3.5 TCF). De estos, como se explicó previamente, el porcentaje de éxito es de alrededor de 30%, es decir que de los 16 TCF de potencial hidrocarburo máximo, se podrían obtener realmente alrededor de 5 TCF.

En otras palabras, para poder cumplir el objetivo del Plan de Desarrollo Económico Social 2016-2020, YPFB “espera el milagro” de lograr un descubrimiento en prácticamente todos los proyectos exploratorios que se encararán en este periodo, desafiando aspectos técnicos que indican que la probabilidad de alcanzar los objetivos planteados es muy baja.

Aún más, debido a los tiempos que se manejan para realizar la actividad exploratoria, los primeros resultados en términos de descubrimiento de reservas, desarrollo de campos y producción podrían obtenerse entre los años 2019 y 2022, lo que quiere decir que se generaría un desfase en el ciclo exploratorio.

La difícil tarea de lograr inversiones en exploración de nuevos campos

Con la finalidad de atraer inversiones, el oficialismo, a través de YPFB y del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (ahora Ministerio de Hidrocarburos), ha determinado lugares que, en base a información histórica, tienen algún potencial hidrocarburo.

14 Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, página 58

15 62 millones de metros cúbicos por día (MM mcd) equivalen a 0,8 trillones de pies cúbicos (TCF), aproximadamente.

16 Información extraída de la presentación realizada por el Vicepresidente del Estado en el VI Congreso YPFB Gas & Petróleo respecto al potencial hidrocarburo que podría ser comercializable en caso de éxito.

De esa manera y en el marco del ciclo exploratorio que cualquier país debe promover, en 2012 YPFB comprendió la necesidad de atraer inversiones por lo que participó de importantes eventos internacionales promocionando 15 áreas exploratorias, las cuales son¹⁷: Carandaití, Cedro, Cobija, Corregidores, El Chore, Huacareta, Ivirza, Litoral, Madre de Dios, Manuripi, Nueva Esperanza, Pelicano, La Guardia, Alegría y Coipasa.

Producto de esta promoción el Estado esperaba obtener intenciones de negociación de contratos con empresas transnacionales. De hecho, YPFB publicó la intención de empresas extranjeras para invertir en el país¹⁸, pero los resultados no fueron positivos, debido a estos argumentos: 1) La diferencia existente del precio de los hidrocarburos que se vende en el mercado interno y en el mercado internacional, que reduce los ingresos de las empresas. 2) La Ley de Hidrocarburos 3058, que las empresas desean reformar. 3) El régimen fiscal, que establece altas regalías¹⁹.

Al final, la mayoría de los acuerdos tuvo que hacerse con las filiales de YPFB y no con transnacionales, que es lo que el Gobierno esperaba para atraer divisas en las tareas de exploración.

¿Qué quieren decir los resultados negativos de las mencionadas negociaciones? La lección aprendida de la promoción de áreas de 2012 debió ser que para poder atraer inversionistas extranjeros es necesario cumplir con los tres requisitos ya mencionados: generar una retribución atractiva para el inversionista por la venta de hidrocarburos en el mercado interno, modificar la Ley de Hidrocarburos 3058 y modificar el régimen fiscal.

Durante las gestiones 2013, 2014 y 2015 se han aprobado 12 contratos de servicios petroleros en la Asamblea Legislativa Plurinacional, producto de la negociación de los contratos petroleros entre YPFB y las empresas petroleras privadas, como se describe a continuación:

17 http://www1.ypfb.gob.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=479:ypfb-iniciara-en-febrero-de-2012-rondas-para-promocionar-14-areas-reservadas-&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196

18 http://in.com.bo/in24/index.php?option=com_content&view=article&id=4308&catid=3&Itemid=

19 Página 32 a 34 del Plan Estratégico 2015 – 2019 de YPFB Corporación

Área	Empresa	Modalidad de adjudicación	Inicio de negociación	Año	Nº de Ley
Azero	Total E&P y Gazprom	Convenio de estudio y negociación	2009	2013	Ley 379/2013 Ley 405/2013
Huacareta	British Gas	Licitación internacional	2012	2013	Ley 420/2013 Ley 468/2013
Cedro	Petrobras	Licitación internacional	2012	2013	Ley 406/2013 Ley 467/2013
Sanandita	Eastern Petroleum	Convenio de estudio y negociación	2009	2013	Ley 245/2012 Ley 380/2013
San Miguel	YPFB Chaco	Adjudicación a filial	2012	2013	Ley 409/2013 Ley 470/2013
Isarsama	YPFB Chaco	Adjudicación a filial	2012	2013	Ley 408/2013 Ley 471/2013
Dorado Oeste	YPFB Chaco	Adjudicación a filial	2012	2013	Ley 407/2013 Ley 469/2013
Carohuaicho 8A	YPFB Chaco	Adjudicación a filial	2013	2015	Ley 609/2014 Ley 670/2015
Carohuaicho 8B	YPFB Chaco YPFB Andina	Adjudicación a filial	2013	2015	Ley 607/2014 Ley 671/2015
Oriental	YPFB Chaco YPFB Andina	Adjudicación a filial	2013	2015	Ley 608/2014 Ley 672/2015
Carohuaicho 8D	YPFB Andina	Adjudicación a filial	2013	2015	Ley 627/2015 Ley 683/2015
Carohuaicho 8C	YPFB Chaco YPFB Andina	Adjudicación a filial	2013	2015	Ley 697/2015 Ley 762/2015

El cuadro anterior describe que YPFB ha logrado la autorización y aprobación de 12 contratos de servicios petroleros, de los cuales cuatro fueron suscritos con empresas transnacionales en el año 2013 y ocho fueron suscritos con sus empresas filiales YPFB Chaco y YPFB Andina entre 2013 y 2015.

También se muestra que los tiempos desde el inicio de la negociación de contratos petroleros hasta la aprobación de los contratos es de uno a dos años, que deben ser sumados al tiempo que durará la actividad exploratoria²⁰.

Muchos fracasos en los contratos suscritos producto de Licitación Internacional

A finales de 2012, para poder concretar nuevos acuerdos para realizar actividad exploratoria a partir de la experiencia en la Ronda de Promoción de Áreas, YPFB lanzó una Licitación Pública Internacional, una de las modalidades para

²⁰ Página 34 del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB, principales causas por las que no se ha firmado más contratos de servicios petroleros

adjudicación de áreas exploratorias en el marco de la Resolución Ministerial 262-11 del MHE, para la adjudicación de las áreas Huacareta y Cedro, licitaciones que fueron ganadas por British Gas Sucursal Bolivia y Petrobras Bolivia, respectivamente. Las cláusulas contractuales para la adjudicación de ambas áreas fueron negociadas durante el primer semestre de 2013 y remitidas al Órgano Legislativo a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía en el segundo semestre del año 2013, lo que permitió la promulgación de las Leyes 468/2013 y 467/2013 para la exploración y explotación del área Huacareta y Cedro, respectivamente.

De estas dos áreas mencionadas, el área Huacareta está actualmente en fase de exploración y se tiene importante expectativa de éxito debido al alto potencial hidrocarburífero; el área Cedro está en proceso de devolución por parte de Petrobras Bolivia debido a que los resultados de los estudios realizados hasta la fecha no son atractivos para la mencionada empresa.

Sólo dos acuerdos, y uno de ellos fallido, entre los Convenios de Estudio

Convenio de Estudio se refiere a la autorización que otorga el Ministerio de Hidrocarburos y Energía a través de YPFB para que cualquier empresa petrolera realice estudios previos para determinar la conveniencia de invertir o no en actividad exploratoria durante un lapso de un año, después del cual deberá presentar un informe técnico a YPFB y manifestar su interés o no en el área estudiada.

En el periodo 2006-2016, YPFB ha suscrito solamente dos convenios de estudio con empresas transnacionales. Una fue para el área Sanandita, la cual ha sido devuelta debido a que no se logró protocolizar el contrato entre YPFB y Eastern Petroleum por problemas en la constitución de la empresa en Bolivia. La otra se refiere al área Azero, con la empresa francesa Total E&P y la rusa Gazprom, proyecto que actualmente está en ejecución y tiene una importante posibilidad de éxito.

Los contratos entre YPFB y sus empresas filiales muestran pocos éxitos

Como hemos visto YPFB ha suscrito contratos con sus empresas filiales YPFB Chaco e YPFB Andina en el marco de lo establecido en la R.M. 262-11 mencionada previamente. De las ocho áreas asignadas a las filiales de YPFB se observan pocos resultados favorables en las tareas de hallazgo de gas o líquidos.

Dorado Oeste (área No. 1) ha tenido éxito en la perforación del pozo ex-

ploratorio DRO X-1001, que aportará siete MMpcd. Es decir que sólo le aporta a la producción nacional de gas natural el equivalente al 0,3% del total de la producción actual, y contribuirá con una reserva de 0,02 TCF que equivale al 0,19% del total de reservas probadas. Por lo tanto, es un proyecto con resultados positivos, pero un impacto marginal.

El resto de los proyectos tienen más signos de interrogación que certezas:

Área No. 2) En el área San Miguel, YPFB Chaco realizó la perforación del pozo SMG-X1 a mediados de 2014 y los resultados fueron negativos por lo que se procedió a abandonarlo. De la perforación del pozo SMG-X1 se evidenció la posible presencia de hidrocarburos en el área por lo que se está preparando la perforación de un nuevo pozo SMG-X2, pero es necesario considerar que el proyecto ya tiene “costos hundidos” producto del fracaso en el pozo SMG-X1. Por lo tanto, como proyecto integral ya cuenta con pérdidas que deben ser consideradas antes de proponer realizar nuevas perforaciones.

Área No. 3) En el área de Isarsama actualmente se están realizando estudios de interpretación sísmica para determinar posibles proyectos de perforación. La interpretación sísmica determinará si existen las condiciones para poder avanzar en la exploración y realizar un pozo exploratorio.

En las áreas Oriental, Carohuaicho 8A, Carohuaicho 8B, Carohuaicho 8C y Carohuaicho 8D se tiene previsto realizar estudios de reprocesamiento sísmico, que significa utilizar los datos históricos que se tienen en las áreas y procesarlos con instrumentos más precisos. Los resultados de estos estudios permitirán determinar posibles proyectos de perforación en las mencionadas áreas.

De acuerdo a los estudios previos realizados por las filiales YPFB Andina y YPFB Chaco, estos proyectos tienen poco potencial hidrocarburífero, es decir son de bajo impacto, y en caso de descubrimiento de hidrocarburos es necesario desarrollar los futuros campos. Lo más probable sería una entrada en producción dentro de cuatro años, es decir que en caso de ser proyectos positivos no aportarán significativamente al incremento de reservas en este periodo (2014-2020).

Por lo expuesto, en la actualidad solamente YPFB ha logrado consolidar la exploración con inversionistas transnacionales en dos áreas, correspondientes a los proyectos más atractivos promocionados por YPFB, Azero y Huacareta, es decir que todas las esperanzas de la exploración en el periodo 2016-2020 y la posibilidad de incrementar reservas está centrada en estas dos áreas.

En otras palabras, son el “milagro” que el Estado espera. Esto “camuflaría” la falta de capacidad de YPFB para alentar el sector y promover políticas que permitan atraer inversores.

Ante este escenario, claramente YPFB no juega un rol importante en el in-

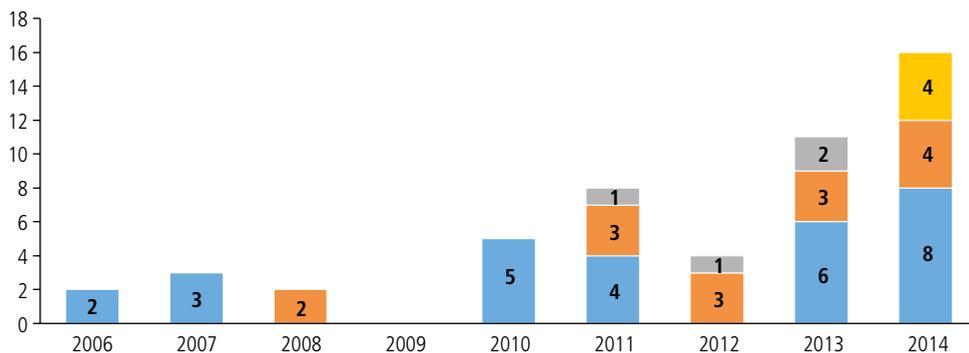
crecimiento de reservas en este periodo, y más aún, todas las esperanzas dependen de los resultados de los proyectos de las transnacionales Total E&P Bolivia y Shell Bolivia.

Antes de la nacionalización se perforaba cuatro veces más pozos

La actividad exploratoria está definida por cuáles inversiones se han realizado por parte de las empresas que operan el área en cuanto a geología, estudios sísmicos y perforación de pozos exploratorios. En una misma área pueden realizarse varios pozos exploratorios por diferentes motivos, como que el área puede tener presencia de hidrocarburos en varios posibles lugares, el pozo puede haber sido negativo, pero mostrar resultados alentadores en zonas aledañas, etc.

En el periodo 2006–2014 se perforaron 51 pozos exploratorios, la mayoría de ellos en la gestión 2013, como se muestra a continuación²¹:

POZOS EXPLORATORIOS 2006-2014



Fuente: Elaboración propia en base a información del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación

En el cuadro anterior, elaborado a partir de información de YPFB Corporación, se puede ver que durante el periodo 2006-2012 se perforaron 24 pozos, a razón de tres pozos por año, con lo que se puede determinar que durante este periodo la actividad exploratoria ha sido baja en comparación con el periodo 1997-2005, en el que se perforaron 122 pozos a razón de 13 pozos por año en promedio²². En los años 2013 y 2014 la cantidad de pozos de exploración se ha incrementado, pero en general se puede decir que antes de la nacionalización

21 El corte para el análisis es 2015 en la mayoría de los casos.

22 http://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-29-160111-1025-2.pdf

se perforaban cuatro veces más de pozos por año que en la última década.

Contrastando la información presentada por YPFB en su Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 con la información que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) tiene en su página web²³, única información disponible al público en general respecto a actividad de exploración y explotación del país, se puede realizar algunas consideraciones:

1) Los principales descubrimientos de este periodo se dieron en los campos Huacaya (2007), operado por Repsol E&P, Aquío X1001 (2011), operado por Total E&P Bolivia, y Caigua X1001D, operado por YPFB Chaco.

2) Durante el periodo 2006-2009 YPFB Corporación no realizó actividad exploratoria debido a que este fue un periodo de adaptación para cumplir con el nuevo rol de administrador de la cadena hidrocarburífera debido a que hasta 2005 fue una empresa residual dedicada a fiscalizar la actividad de las empresas transnacionales. Esta situación generó un rezago de cuatro años en el ciclo exploratorio, el cual debe ser intensivo y constante, así como demostró la falta de capacidad técnica y de dirección en la principal empresa del país.

Se intensifica la exploración, pero aumentan los fracasos

Otro de los aspectos que es bueno mencionar es que durante el periodo 2012-2014 se intensificó la actividad exploratoria, principalmente por parte de YPFB y de sus empresas subsidiarias, sin embargo esto coincidió con los principales fracasos de la corporación estatal de petróleo en términos de perforación de pozos exploratorios en los que no se encontró presencia de hidrocarburos, entre otros, Sararenda X1 (2012), operado por YPFB Andina, Timboy X2 (2013), operado por YPFB Petroandina SAM, San Miguel X1 (2014), operado por YPFB Chaco, además del conocido fracaso en el pozo Lliquimuni Centro (2015), operado por YPFB Petroandina SAM en el norte de La Paz, que costó alrededor de 50 millones de dólares para la realización de la perforación, sin contar costos de infraestructura, caminos y otros administrativos.

Evidentes contradicciones entre YPFB y ANH

Existen inconsistencias en las cifras presentadas por YPFB Corporación y por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, por lo que es necesario notar la falta de coordinación por parte de dos entidades gubernamentales a la hora de presen-

23 http://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-29-160111-1025-2.pdf

tar de manera transparente la misma información. A continuación se presenta un cuadro comparativo respecto a la cantidad de pozos exploratorios según YPF (Plan Estratégico) y ANH (página web).

Año	Información YPF	Información ANH ²⁴
2006	2	3
2007	3	3
2008	2	1
2009	0	2
2010	5	3
2011	8	9
2012	4	5
2013	11	8
2014	16	10
Total	51	44

La nueva delimitación de áreas exploratorias causa conflicto

El Decreto Supremo N° 2549 incrementó las áreas delimitadas como reservadas para la exploración y explotación (E&E) por YPF Corporación, de 98 a 99²⁴, las cuales abarcan aproximadamente el 25% del territorio nacional.

También es bueno mencionar la manera cómo son delimitadas geográficamente las áreas exploratorias en el terreno. La falencia del método utilizado por el Ministerio de Hidrocarburos es que el criterio de delimitación debe reflejar también de cierta forma como están conformadas las estructuras geológicas del subsuelo.

La normativa vigente establece que en una zona tradicional debe limitarse a 40 parcelas, lo que representa un riesgo de posibles conflictos limítrofes con otras zonas en caso de un descubrimiento de un megacampo y su posterior desarrollo. Ese hallazgo generaría problemas contractuales y técnicos respecto al desarrollo de los campos descubiertos.

En este plano, la delimitación de los campos Margarita-Huacaya ha generado controversias respecto a sus reservorios y asignación de porcentajes de propiedad entre Tarija y Chuquisaca. Esto es un claro ejemplo de la falta de seriedad por parte del personal técnico que maneja el sector petrolero y la falta de claridad respecto a las estrategias que deben encararse para realizar

²⁴ La subdelimitación de las áreas Aguaragüe y Carohuaicho incrementa este número por encima de 100 áreas reservadas.

una actividad exploratoria intensiva y progresiva, considerando tanto límites geográficos y geológicos.

Estudios geológicos con potencialidades

Dentro de las actividades necesarias para la exploración hidrocarburífera se encuentran los estudios geológicos que permiten identificar posibles proyectos y reducir la incertidumbre al momento de perforar.

Empresa	Numero de áreas estudiadas
Oil Solutions	56
COMESA	25
YPFB Chaco	12
YPFB Andina	12
Total	105 áreas exploratorias estudiadas

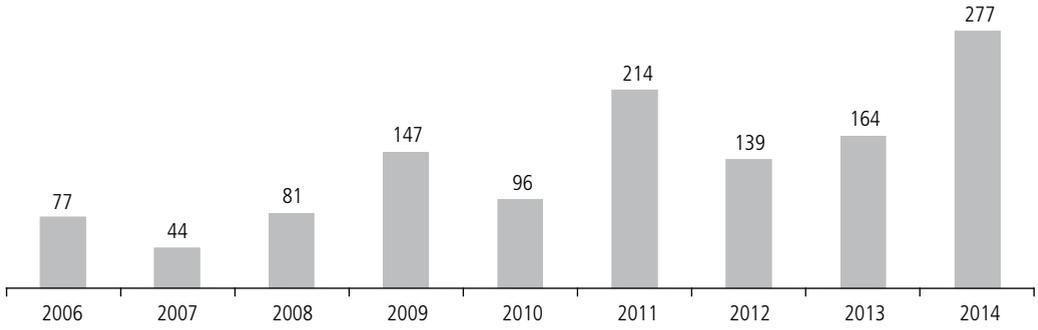
Esto significa que YPFB dispone de información técnica respecto a 105 proyectos exploratorios y debería estar en condiciones de realizar actividades de exploración con un alto grado de calidad técnica. Si ese escenario a la fecha no se ha dado es porque YPFB Casa Matriz no ha registrado ningún descubrimiento exploratorio desde la nacionalización del sector.

Inversión en exploración con dudas

Según los documentos oficiales de YPFB se han invertido alrededor de 1.239 millones de dólares en actividad exploratoria durante el periodo 2006-2014, lo que hace un promedio de 137 millones por año, y de 24 millones de dólares por pozo en promedio, cifras que son bajas en comparación con la inversión en los principales proyectos que resultaron negativos (Sararenda X1 – 70 millones de dólares, Timboy X1 – 50 millones, Lliquimuni Centro X1 – 50 millones). Esto genera interrogantes como ¿son las cifras reales? ¿Por qué los proyectos mencionados cuestan entre dos y tres veces más? ¿YPFB no tiene control sobre los costos recuperables? ¿Existe sobreprecio en la industria petrolera?

INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (expresado en millones de dólares)

Las seis verdades de la “nacionalización” del gas



Fuente: Elaboración propia en base a información del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación.

VERDAD N° 3

LOS CAMPOS ESTÁN EN PROCESO DE AGOTAMIENTO

Aumenta la producción, pero no las reservas

Se define como “campo” al proyecto exploratorio realizado en un área en la que se ha encontrado hidrocarburos y ha sido preparada para entrar en producción mediante la perforación de pozos de desarrollo que permitan incrementar la producción, desde el reservorio a la superficie, y la construcción de una planta de procesamiento de la producción.

En la actualidad existen 66 campos que tienen Contratos de Operación firmados posteriormente a la nacionalización de hidrocarburos y que se encuentran en producción. Dentro de este grupo de campos, Santa Cruz es el departamento que cuenta con mayor número de proyectos productores (39). Los 13 campos que se encuentran en Tarija y los campos compartidos entre Tarija y Chuquisaca (Huacaya) y entre Santa Cruz y Chuquisaca (Incahuasi) son los que aportan mayor producción debido a la presencia de los megacampos San Alberto, Sábalo y Margarita. Los otros dos departamentos productores que forman parte de la zona tradicional de producción son Chuquisaca y Cochabamba.

El cuadro siguiente muestra el detalle de campos por departamento a 2016. Debido al agotamiento de reservas de cada campo y a la posible incorporación de nuevos campos, la cifra puede modificarse en el tiempo.

Departamento	Numero de Campos en producción
Santa Cruz	39
Tarija	13
Cochabamba	10
Chuquisaca	2
Tarija – Chuquisaca	1
Santa Cruz – Chuquisaca	1

El principal logro de YPFB en los últimos años ha sido el incremento de la producción, tal como está mencionado en el Plan Estratégico Corporativo de la estatal petrolera. Sin embargo, el incremento de producción no necesariamente es un éxito considerando que no ha habido paralelamente un incremento considerable de las reservas. Es fundamental considerar aspectos técnicos que permitan el desarrollo óptimo de los campos e incremento de la producción ya que la producción puede declinar antes de lo esperado y reducir la cantidad de hidrocarburos posibles de recuperar debido a la reducción de la presión en los reservorios.

En ese sentido, YPFB cuenta con la información respecto al comportamiento de la producción en todos los campos a nivel nacional y la principal tarea que debería asumir es lograr que se realicen inversiones en todos los proyectos de manera continua y progresiva, lo que permitiría que la producción nacional total alcance durante el mayor tiempo posible una cifra constante de producción durante el mayor tiempo posible²⁵. En la industria petrolera ello se conoce como “plateau de producción”.

Campos en proceso de agotamiento

En ese sentido, tal como establece YPFB²⁶, la explotación de hidrocarburos atraviesa una situación difícil debido a la baja en la producción, explicada debido a que varios campos, como San Alberto, La Vertiente, Escondido, Palo Marcado, Los Suris, Vuelta Grande, Colpa, Caranda, Carrasco, Paloma, Víbora, Sirari, entre otros, han entrado en su fase de declinación. Además, salvo los campos Dorado Oeste y Caigua, descubiertos por YPFB Chaco, no se han hallado nuevos para reponer la producción. El primer paso para poder enfrentar y solucionar un problema es reconocer que el mismo existe. El Gobierno

25 El término “plateau” es utilizado en la industria petrolera para describir la producción máxima óptima en un proyecto o conjunto de proyectos posterior a la cual el campo o conjunto de campos inicia su declinación natural.

26 Página 41 del Plan Estratégico Corporativo de YPFB.

no lo ha hecho todavía.

Un problema intrínseco que conlleva esta situación es que a medida que la producción de un campo declina es más difícil y costoso poder recuperar los hidrocarburos remanentes en el reservorio, por lo que llegará un punto en el que esa producción no sea económicamente viable. Es el caso de algunos campos productores de petróleo que tienen costos de producción por encima del precio en el que ese petróleo se vende a nivel nacional²⁷ e internacional²⁸.

Por lo expuesto, para una empresa petrolera estatal es importante manejar la producción de hidrocarburos de manera eficiente²⁹ con la finalidad de maximizar la recuperación de hidrocarburos mediante la producción de los mismos en un momento en el que el precio es favorable.

Se debe admitir que en el periodo 2006-2014 se ha incrementado la producción, que, acompañada con el incremento del precio internacional, ha generado ingresos para el Estado mucho mayores a periodos anteriores, como se muestra más adelante. Al mismo tiempo, el gran problema ha sido que no han aumentado las reservas y que se ha destinado la totalidad de esos ingresos en beneficiar a distintos sectores sin considerar que era crucial reinvertir parte de los mismos en actividades exploratorias que hubieran permitido reponer las reservas consumidas.

Debe tomarse conciencia de que los hidrocarburos son un recurso no renovable. En el siguiente capítulo se realiza una explicación acerca del régimen fiscal que permite mostrar la distribución de recursos (50% de IDH y regalías para el Estado, impuestos y otros).

Una asociación con PDVSA que violenta la ley

El 11 de julio de 2007, mediante el Decreto Supremo N° 29189, siguiendo los acuerdos políticos asumidos por el gobierno en 2006 con Venezuela, se conforma la empresa YPFB Petroandina SAM, una sociedad estatal mixta con participación de YPFB en 60% y de PDVSA en 40%.

Debido a que la empresa filial de YPFB se creó previo a iniciar alguna actividad exploratoria y éste tipo de prácticas implica un riesgo, siempre estuvo latente un posible escenario en el que el Estado, a través de YPFB,

27 A nivel nacional el precio del petróleo fijado para su venta es de 27,11 \$US/Barril y un incentivo a la producción de 30 \$US/Barril.

28 Sobre el precio en el que cotiza el petróleo a nivel internacional diariamente, para fines del mercado Bolivia toma como referencia el precio del Light Crude Oil WTI debido a que es el tipo de petróleo establecido como referencia en los contratos de exportación de gas natural a Argentina y Brasil.

29 Uso eficiente de los reservorios quiere decir producir hidrocarburos bajo condiciones que no sobreploten el reservorio y deriven en una declinación temprana del mismo.

perdiera dinero.

Los dos contratos suscritos no requirieron una autorización por parte del Congreso debido a que el oficialismo señaló que se enmarcaban en la Ley de Hidrocarburos N° 3058. Los contratos tampoco incluyen obligaciones de inversión, que sí se piden en los demás contratos, y no se establecen explícitamente los mecanismos de control por parte de YPFB para poder garantizar las inversiones y una posterior devolución de las mismas al titular del contrato (el Estado boliviano). Por ello se puede ver que en realidad la empresa estatal mixta, y en especial PDVSA, tenían vía libre para ejecutar el contrato de la manera que vieran conveniente.³⁰

Al final, se demostró que el gobierno cometió con este contrato la primera vulneración de varias ya que el proyecto arrojó pérdidas y la ley es muy clara en señalar que el Estado no puede tenerlas en proyectos de exploración y explotación.

En estos proyectos no hubo actividad exploratoria progresiva, contraviniendo a lo que establece la Ley de Hidrocarburos y durante los primeros años de estos contratos, YPFB Petroandina SAM realizó actividades sísmicas en diferentes áreas.

En el año 2012, YPFB Petroandina perfora su primer pozo exploratorio en el área Aguaragüe Sur “A”, mediante el proyecto Timboy X2, en el departamento de Tarija. Al tener el pozo un resultado negativo, se dio el primer gran fracaso de esta sociedad y por ende la primera pérdida económica del Estado en actividades exploratorias.

Posteriormente, Evo Morales anunció que había presencia de petróleo en La Paz. Ese fue un desacierto que evidenció su desconocimiento debido a que no es posible garantizar la presencia de hidrocarburos sin haber realizado perforaciones con anterioridad. A finales de 2014 se inició la perforación del pozo Lliquimuni Centro X1, en el norte de La Paz. En 2016, las autoridades admitieron que la perforación había resultado negativa y con ello se generaron mayores pérdidas para el Estado.

En la actualidad esta sociedad anónima mixta está en proceso de liquidación, por lo que se procedió a la devolución de todas las áreas exploratorias.

Aumenta el número de “pozos de desarrollo” gracias

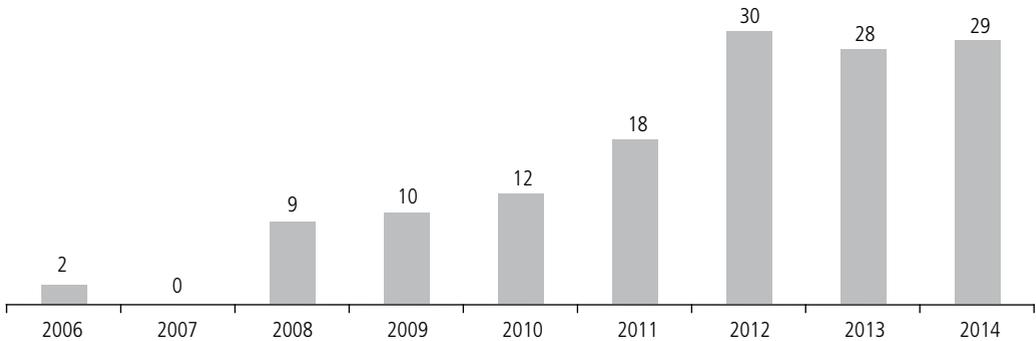
³⁰ <http://plataformaenergetica.org/content/31742>

al aumento del precio internacional del gas

Después del descubrimiento de hidrocarburos, los pozos permiten delimitar el reservorio que existe en el subsuelo y realizar una producción eficiente de los mismos. A este tipo de pozos se los denomina “de desarrollo”. Es decir, todos los pozos perforados en los campos petroleros que sirven para incrementar la producción de reservas descubiertas previamente son pozos “de desarrollo”.

Durante el periodo 2006-2014 se han perforado 138 pozos de desarrollo y 415 kilómetros de profundidad en total. Según la información proporcionada por YPFB y corroborada con la información publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos³¹, este es el detalle:

POZOS DE DESARROLLO



Fuente: Elaboración propia en base a información del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación.

Primero baja el número de pozos, luego sube

Del gráfico anterior se puede evidenciar que en los años 2006 y 2007 el desarrollo de los campos fue mínimo, esta situación se explica debido a que entre el 1 de mayo de 2006 y el 1 de mayo de 2007 había gran incertidumbre debido a la nacionalización y migración a los nuevos contratos de operación³², por lo que las empresas transnacionales registraron una baja inversión en ese periodo. En el periodo 2008-2014 se registró un alza importante en cuanto a número de pozos de desarrollo, que se da de manera posterior al alza del precio inter-

31 http://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-29-160111-1025-2.pdf Página 6 del documento “Pozos de desarrollo y de exploración perforados en Bolivia” de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

32 A partir de la nacionalización, el Estado obliga a las empresas transnacionales que tengan intención de continuar invirtiendo en el país a migrar de los contratos que se suscribieron previamente bajo condiciones económicas y contractuales diferentes al modelo propuesto por la Ley de Hidrocarburos 3058.

nacional de petróleo. Tanto las empresas privadas como el Estado boliviano comprendieron que era importante mantener los niveles de producción para captar mayor cantidad de recursos.

Año	Pozos de exploración (Información YPFB)	Pozos de desarrollo (Información YPFB)
2006	2	2
2007	3	0
2008	2	9
2009	0	10
2010	5	12
2011	8	18
2012	4	30
2013	11	28
2014	16	29
Total	51	138

El cuadro anterior muestra una relación de aproximadamente tres a uno respecto a los pozos de desarrollo y pozos exploratorios en el periodo 2006-2014, situación que debería darse de manera contraria para poder incrementar reservas. Una de las principales razones que originaron esto es que las empresas que se quedaron en el país posterior a la nacionalización, tenían un alto grado de experiencia en la producción de hidrocarburos, debido a que estaban en fase de producción de los campos descubiertos (entre los más importantes Sábalo, Margarita y San Alberto), y no así en el área de geociencias³³. En otras palabras, el sector quedó con un déficit de geólogos, geofísicos y otros profesionales con experiencia en exploración.

La producción nacional de gas se estabiliza en los 60 millones de metros diarios

A la fecha, la producción nacional de gas natural es cercana a 60 MMmcd (como se explica más adelante), mientras que la capacidad instalada de la totalidad de las plantas es cercana a 100 MMmcd en conjunto. A primera vista esto generaría una capacidad ociosa o no utilizada de 40%, pero como YPFB explica en su Plan Estratégico Corporativo, esta brecha se origina por la presencia de campos que

33 Al momento de la nacionalización el sector petrolero estaba más enfocado en la producción y no tanto a la exploración, las certificaciones de reservas indicaban que existía gran cantidad de reservas y por ende lo lógico era destinar los esfuerzos principalmente a producirlas.

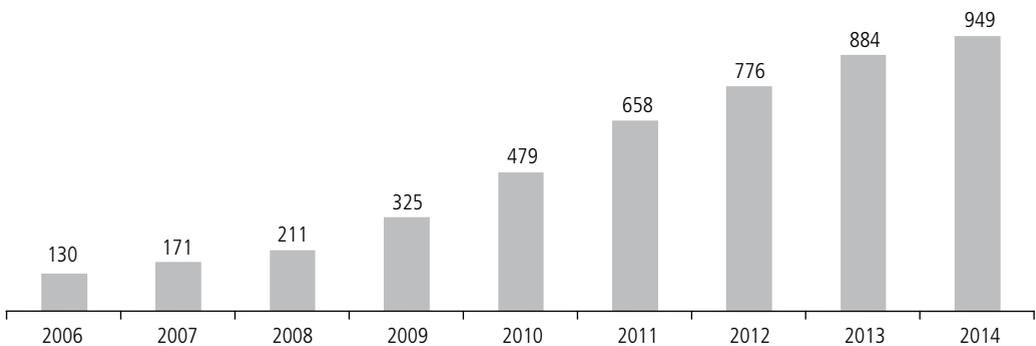
están en la etapa final de producción. Por lo tanto, son declinantes.

Llama la atención la planta ubicada en el campo Itaú, operado por Petrobras Bolivia, cuya implementación y puesta en marcha fue innecesaria debido a que por la declinación de los campos San Alberto e Itaú, que se encuentran próximos, podrían haber producido en la planta de San Alberto mediante ductos de transporte desde el campo Itaú. Ello ha originado una inversión innecesaria por parte del Estado, traducida en costos recuperables que deben ser devueltos a Petrobras Bolivia, como explica YPFB en su Plan Estratégico.³⁴

Creciente inversión en explotación

La inversión en explotación conlleva la inversión en pozos de desarrollo e inversión para la implementación de plantas de producción después de las inversiones en exploración³⁵. En el periodo 2006-2014, según datos de YPFB, las inversiones en explotación alcanzaron 4.583 millones de dólares, con un comportamiento creciente de 130 millones en 2006 a 949 millones en 2014, lo cual guarda relación con la cantidad de pozos de desarrollo perforados, como se explicó previamente. Como ya hemos visto, YPFB ha centrado sus esfuerzos en la producción y no en exploración que permita la reposición de reservas.

INVERSIÓN EN EXPLOTACIÓN (expresado en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a información del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación.

La proyección al año 2025 está llena de nubarrones

³⁴ Página 45 del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación.

³⁵ Las inversiones en exploración consisten en actividad sísmica y pozos de exploración. A partir de un descubrimiento de reservas las inversiones necesarias para producir son llamadas inversiones de explotación e incluyen pozos de desarrollo y la implementación de plantas de producción.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento histórico de la producción entre los años 2006-2015 y una proyección hasta 2025. Como se puede observar, y se ha explicado previamente, la nacionalización del año 2006, acentuada por la caída del precio internacional de petróleo en 2008, generó un desincentivo a la inversión por parte de las empresas transnacionales, incertidumbre que se puede ver reflejada en la caída de la producción hasta niveles de 40 MMmcd en 2009. En ese momento, el alza de precios hasta niveles superiores a 100 dólares por barril motivó el incremento en la producción, para lo cual las empresas transnacionales decidieron incrementar la inversión principalmente en pozos de desarrollo hasta 2015. En ese momento el precio del petróleo sufre una nueva caída.

A partir del año 2015, varios campos comenzaron a disminuir su producción debido a que son campos antiguos que están entrando a una fase de agotamiento. Entre estos se encuentran principalmente San Alberto e Itaú³⁶, como explica YPFB en su Plan Estratégico Corporativo 2015-2019, además de los campos con producción menor como Tacovo, Palo Marcado, Kanata, Ñupuco, San Roque y Santa Rosa, entre otros, por lo cual el agregado de la producción nacional se ha reducido entre 2015 y 2016 a niveles inferiores a 60 MMmcd durante algunos meses.

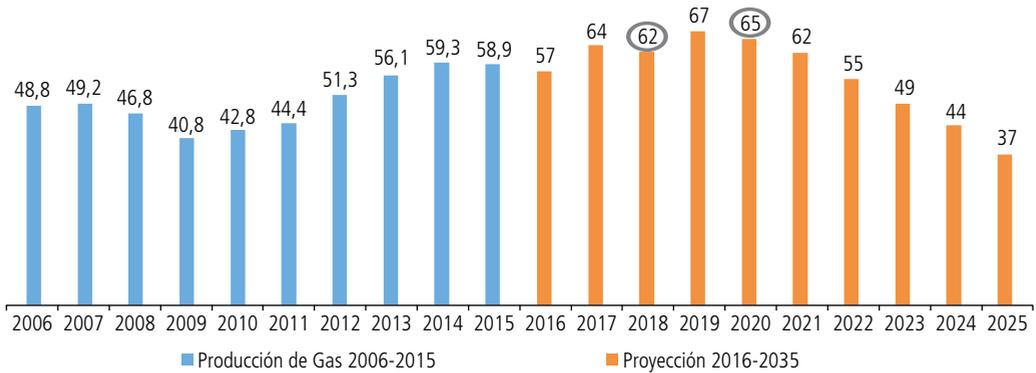
En ese sentido, en los últimos meses, el Ministerio de Hidrocarburos y YPFB analizaron los posibles déficits en la producción de gas natural. A partir de este análisis, las autoridades concluyeron que para poder cumplir con la demanda de gas natural era necesario incorporar volúmenes de producción de campos nuevos, y el único proyecto positivo que estaba próximo a concretarse era el proyecto Incahuasi-Aquíó (a la fecha único descubrimiento importante en el periodo posnacionalización, que tiene comprobados alrededor de 1,2 trillones de pies cúbicos de reservas certificadas).

Por tal motivo, las autoridades esperaban que ese proyecto se pusiera en marcha en junio de 2016 para no generar incumplimiento en la exportación de gas, pero ello no ocurrió. Eso tuvo como consecuencia que se envió menos gas a Argentina, lo que generó el cobro de penalidades de ENARSA a YPFB³⁷. Incahuasi-Aquíó entró en producción a finales de julio.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL HISTÓRICA 2006-2015 Y PROYECTADA 2016-2025 (expresada en MMmcd)

36 Página 45 del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB Corporación

37 <http://www.eldeber.com.bo/economia/incahuasi-mes-empezara-producir.html>



Fuente: Elaboración propia en base a información de YPFB Corporación y criterios técnicos respecto al factor de declinación de campos.

El frágil equilibrio que ofrece Incabuasi

Con la puesta en marcha de la planta de Incabuasi, la producción nacional de gas natural se incrementará en 2017 y podría alcanzar un repunte hasta 64 MMmcd. Sin embargo, debido a que la declinación natural de los campos anteriormente mencionados continuará, la producción tendrá una tendencia a reducirse en 2018 hasta 62 MMmcd, lo cual hace necesario un nuevo impulso: la puesta en marcha de la segunda parte del proyecto Incabuasi-Aquíño³⁸, que incrementaría a partir de 2019 otros 6,5 MMmcd adicionales a la producción nacional hasta 67 MMmcd y permitiría satisfacer la demanda interna y externa.

Como se puede ver, este proyecto es de vital importancia para el país debido a que cualquier retraso en la implementación de sus distintas fases generará problemas de desabastecimiento en el corto plazo. En otras palabras, si la puesta en marcha de la primera fase con un solo mes de desfase generó incumplimientos de contratos durante algunos días, el efecto sería mayor en caso de que la segunda fase del proyecto no resulte como se ha planificado³⁹.

Las esperanzas puestas en Boyui y Boicobo

38 Cada fase de un proyecto de desarrollo de campos incluye la perforación de pozos de desarrollo y construcción de plantas de producción o ampliación de la capacidad de producción existente. Para proyectos con una producción de 6 MMmcd o más, el desarrollo de cada etapa comprende alrededor de tres años.

39 Los riesgos asociados al proyecto podrían ser el retraso en la perforación de los pozos de desarrollo, que algunos pozos de desarrollo sean negativos, retrasos en los tiempos de la ampliación de la planta, o simplemente que el Operador Total E&P Bolivia decida no invertir en la segunda fase porque el proyecto no es económicamente viable dada la coyuntura internacional de precios.

El siguiente gráfico muestra un ejercicio si es que algunos de los proyectos en actual exploración resultaran positivos y pudieran entrar en producción:

Los proyectos Boyui y Boicobo, que podrían perforarse en 2017 y entrar en producción entre 2018 y 2020 en caso de descubrimiento, son proyectos para incorporar reservas en el área Caipipendi operada por Repsol, donde se encuentra el campo Margarita, que es un área donde está comprobada la existencia de hidrocarburos y que podría entrar en producción en un corto plazo en caso de descubrimiento.

En caso de un descubrimiento en los prospectos Boyui y Boicobo de Repsol E&P se dará un hito muy importante y estaremos ante el primer contrato de operación que dura más de 40 años en el país. Este tendrá una producción de condensado con incentivos económicos y una tabla de participación beneficiosa para el inversionista privado⁴⁰, es decir, gran parte de la producción del país (aproximadamente el 40%), tendrá un régimen fiscal beneficioso para las transnacionales.

Ambos proyectos en conjunto tienen un potencial de 3,5 TCF⁴¹. Para poder llevar a cabo estos proyectos, y en el marco de la coyuntura actual de los bajos precios de petróleo a nivel internacional, Repsol E&P solicitó a YPFB realizar modificaciones contractuales en el área Caipipendi, como se explicará más adelante.

Sin embargo, existe información de que el operador de este proyecto, Repsol, realizaría las inversiones requeridas solamente si logra mejorar las condiciones de su contrato actual e incluyera nuevos incentivos a la exploración y explotación. Ello se encuentra actualmente en negociación con YPFB.

El escenario más favorable sólo lograría recuperar la producción de 2006

Existen otros proyectos importantes, que veremos a continuación, pero como el gráfico demuestra, el escenario más favorable es lograr recuperar la producción que se tenía en 2006. Ello no puede llevar a la conclusión, precisamente, de que la “nacionalización” fue un éxito.

El área Azero, operada por Total E&P Bolivia, se encuentra actualmente en fase exploratoria y se tiene comprometido el primer pozo exploratorio para 2019. El área Huacareta, operada por Shell Bolivia, tiene un gran potencial

40 En el caso del Contrato Caipipendi, esta tabla es bastante favorable al inversionista privado en comparación con otros contratos como San Antonio (Sábalo) o San Alberto.

41 Presentación realizada por el Vicepresidente del Estado en el VI Congreso YPFB Gas & Petróleo.

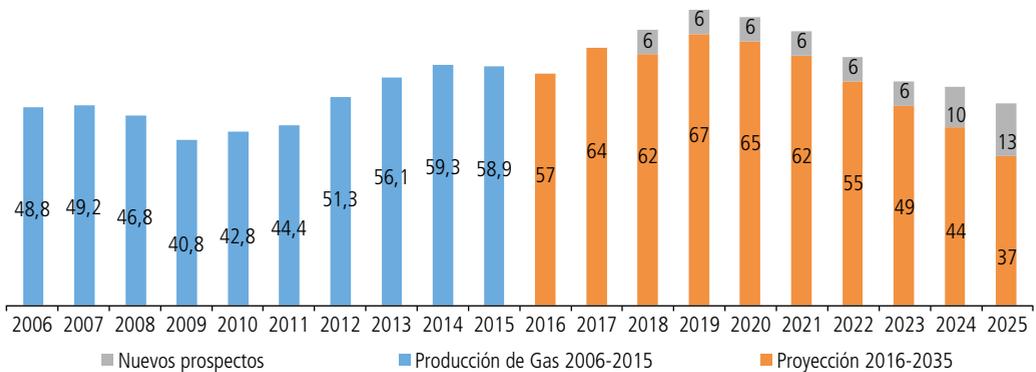
hidrocarburífero y actualmente está en fase exploratoria para determinar la estructura del subsuelo y generar posibles proyectos exploratorios.

YPFB Andina y YPFB Chaco tienen proyectos exploratorios en las áreas San Miguel, Isarsama, Oriental, Carohuaicho 8A, Carohuaicho 8B, Carohuaicho 8C y Carohuaicho 8D. Todos estos proyectos tienen un potencial hidrocarburífero menor a un TCF, lo que significa que de manera individual no aportarían gran cantidad de nuevas reservas. Sin embargo, en caso de que todos ellos resultaran positivos, la situación sería mucho más favorable.

El criterio utilizado para la proyección es asumir que uno de cada tres proyectos exploratorios es positivo, como se explicó previamente debido a la probabilidad histórica de éxito exploratorio. Un análisis más detallado respecto a la oferta de hidrocarburos y su contraste con la demanda se incluirá en el siguiente capítulo.

Aún en el escenario favorable, como ya hemos visto, para 2025, la producción nacional de gas natural bajo un escenario realista⁴² alcanzaría el mismo nivel que en 2006, lo que quiere decir que el Gobierno no ha podido consolidar al país como un referente en la región en términos de hidrocarburos, y por ende como un productor de gas natural a largo plazo.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL HISTÓRICA 2006-2015 Y PROYECTADA 2016-2025 INCLUYENDO PROSPECTOS EXPLORATORIOS (expresada en MMmcd)



Fuente: Elaboración propia en base a información de YPFB Corporación y criterios técnicos respecto al factor de declinación de campos y estimación de producción de nuevos proyectos en función al potencial de los recursos hidrocarburíferos en actividad exploratoria.

Ello se relaciona también a la entrada en producción de la primera fase del

42 Un escenario optimista conllevaría nuevos descubrimientos a partir de los proyectos que actualmente están en exploración.

proyecto Incahuasi-Aquíó (fines de julio de 2016) y de la segunda fase (2019), son puntos críticos para lograr cumplir los compromisos de venta interna y externa de gas natural. Cualquier desfase en ambos hitos generará problemas de desabastecimiento como ocurrió en el mes de junio de 2016, con el recorte de producción al mercado argentino.

El mensaje que se puede rescatar del gráfico es que ha habido un rezago en el inicio de la actividad exploratoria, que explica la caída de la producción entre 2008 y 2009 y posteriormente entre 2015 y 2016.

VERDAD N° 4

EL AUMENTO DE LOS INGRESOS FUE POR LOS PRECIOS, NO POR LA NACIONALIZACIÓN

La renta petrolera equivale a los ingresos generados de manera directa para el Estado por concepto de la comercialización de hidrocarburos. Estos ingresos pueden incluir:

1) Regalías, las cuales se entienden como el porcentaje del total de ingresos brutos con el que el Estado se queda por la comercialización de hidrocarburos. En el caso de Bolivia, se tienen dos regalías (la regalía del 18%⁴³ y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos del 32%), que comprenden el 50% de los ingresos brutos por comercialización de hidrocarburos.

2) Participación de la Empresa Estatal Petrolera (o NOC, National Oil Company, por sus siglas en inglés), que es el porcentaje de las utilidades del periodo con las que el Estado se queda a través de la empresa estatal. Este porcentaje puede ser estático, si se define un porcentaje único a lo largo del proyecto; dinámico, si varía a lo largo del proyecto en función a variables como producción, inversiones, precio, etc.: o híbrido, si es fijo durante un periodo y cambia en función a límites, es decir, por encima de una variable dada la participación subirá y se mantendrá constante hasta el siguiente límite, etc.

En Bolivia, los contratos de operación vigentes establecen una metodología para el cálculo de la participación de YPFB basada en una tabla que considera niveles de producción y un factor R que es mayor a medida que el Estado amortiza la inversión. La intersección de ambas variables permitirá determinar un porcentaje establecido en la tabla del contrato, tanto para YPFB como para la empresa privada.

⁴³ Comprende 11% para el departamento productor, 1% repartido entre los departamentos de Beni (2/3) y Pando (1/3) y 6% destinado al Tesoro General del Estado

3) Impuesto a las utilidades, que se cobra si la producción de hidrocarburos genera utilidades durante el periodo; la empresa privada deberá pagar al Estado un porcentaje previamente definido sobre lo declarado como utilidades brutas del período.

La suma de todas estas variables dará como resultado el total de ingresos percibidos por el Estado en un periodo dado por concepto de comercialización de los hidrocarburos o renta petrolera. Es necesario hacer énfasis en que solo se generan ingresos a partir de la producción y comercialización, es decir que es necesario explorar y encontrar nuevas reservas y nueva producción para poder generar ingresos y hacer sostenible la industria.

El régimen, mediante su maquinaria de la propaganda, señala que es la nacionalización, no los precios internacionales, los que explican el aumento de los ingresos estatales por la exportación de gas. Ello, es parcialmente falso. Como se puede observar en el siguiente cuadro, la renta petrolera se ha incrementado entre los años 2006-2014 de 1.473 millones a 5.489 millones de dólares⁴⁴.

Este incremento drástico se explica por dos razones principalmente: 1) el precio internacional del petróleo se incrementó a niveles por encima de 100 dólares por barril entre 2009 y 2014, y 2) Bolivia incrementó su producción, principalmente destinada a los mercados de exportación durante el mismo periodo.

GESTIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Regalías y Participación al TGN	385	439	496	523	550	687	1,045	1,260	1,297	911	591
Impuesto Directo a los Hidrocarburos	682	754	926	928	968	1,307	1,765	2,266	2,274	1,618	1,051
Ganancia de YPF	282	196	382	268	443	582	905	1,131	993	590	383
Impuestos y patentes	124	143	335	427	274	394	577	803	925	718	466
Total	1,473	1,532	2,139	2,146	2,235	2,970	4,292	5,460	5,489	3,837	2,491
Produccion promedio (MMmcd) ²	40.43	41.81	41.98	41.98	42.00	45.07	51.02	58.22	61.34	60.76	58.83

Fuente: Elaboración propia en base a información de ANH, YPF y del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

* Datos estimados considerando el precio internacional del petróleo (West Texas Intermediate, precio referencial utilizado en los contratos de exportación de gas natural a Argentina y Brasil para calcular el precio de venta).

En el año 2015 la renta petrolera cayó en un 30% respecto del año anterior debido a que el precio internacional de petróleo llegó en momentos determinados a niveles muy bajos, por ejemplo, de 36 dólares por barril. La renta bajó

⁴⁴ En la sección de Anexos se explora otro ángulo de la relevancia de los precios internacionales.

debido a que el precio de exportación de gas natural a Argentina y Brasil está directamente relacionado al del petróleo.⁴⁵

El precio promedio entre los meses de julio de 2015 y junio de 2016 fue de 42,15 dólares por barril, 42% menor al precio promedio anterior, y que el nivel de producción de gas natural ha bajado levemente –pero se estabilizará en un poco más de 60 MMmcd por la entrada en producción de Incahuasi-Aquíno como se explicó anteriormente– se puede estimar que la renta petrolera de la gestión 2016 rondará los 2.500 millones de dólares.

Esto quiere decir que el comportamiento de la renta petrolera muestra la dependencia que tiene nuestro modelo económico petrolero respecto al comportamiento de los precios internacionales, es decir, el precio del petróleo es una variable muy sensible en el comportamiento de la renta petrolera.

Bajan los ingresos por la exportación de gas

Entre 2014 y 2015, los precios de exportación del gas natural que el país vende a Brasil y Argentina cayeron en 33,7% y 40,1%, respectivamente, según el portal hidrocarburosbolivia.com⁴⁶.

Brasil pagó por el gas en el segundo trimestre de 2015 la suma de 5,7 dólares el millón de BTU (Unidad Térmica Británica). En cambio, en un similar periodo del anterior año, Brasil pagaba 8,6 dólares por millón de BTU, lo que significó una caída del 33,7%.

En el caso de Argentina, el precio fue en 2015 de 6,1 dólares por millón de BTU, pero en 2014 fue de 10,2 dólares, es decir, 40,1% más.

Posteriormente, entre 2015 y 2016, los precios del gas que el país exporta cayeron en 50% y 54,2% adicionales, respectivamente⁴⁷.

Argentina pagó en 2016 por el gas boliviano 3,8 dólares el millón de BTU (Unidad Térmica Británica), mientras para Brasil, el valor de venta fue de 3,6 dólares el millón de BTU.

En 2014 el país exportó 6.012,2 millones de dólares en gas natural, que cayeron en 2015 a 3.771 millones y a 3.000 millones en 2016.

45 El precio promedio entre los meses de julio de 2014 a junio 2015 fue 71,76 dólares por barril (32% menor al precio promedio del mismo periodo del año anterior). Se utiliza este periodo como referencia debido a que los contratos de venta de gas a Brasil y Argentina consideran una fórmula que incluye combustibles derivados del petróleo y por ende relacionados con el precio internacional de petróleo, con un rezago de tres y seis meses, respectivamente.

46 Información de Página Siete, tomada de <http://www.datos-bo.com/Economia-a-Finanzas/Inversiones/Precio-de-exportacion-de-gas-a-Brasil-cae-337-en-un-ano>

47 Tomado de Página Siete, <http://www.paginasiete.bo/economia/2016/2/10/ano-precio-venta-hasta-542-86211.html>

Plan Marshall para la economía de Bolivia

El economista Gonzalo Chávez señaló que entre 1948 y 1951, 17 países afectados por la Segunda Guerra Mundial recibieron el equivalente a 127.000 millones de dólares, en términos actuales, entregados por EEUU. Francia, Inglaterra y Alemania recibieron, en conjunto, y en dólares de hoy, 69.500 dólares, lo que les sirvió para reconstruir sus economías devastadas por la guerra y ser los países pujantes y desarrollados de hoy⁴⁸.

Bolivia, nos recuerda Chávez, ha recibido 60.000 millones de dólares adicionales en los 11 años de Gobierno de Evo Morales gracias al aumento de los impuestos cobrados a las petroleras y al incremento de precios de gas y minerales que exporta el país. Así que Bolivia recibió casi lo mismo que obtuvieron tres países destruidos por la guerra. Sin embargo, una década después de finalizada el conflicto bélico, Alemania, Inglaterra y Francia ya estaban otra vez de pie y, al poco tiempo, habían alcanzado niveles sociales y económicos superiores a los que tenían antes de la guerra y empezado a ayudar económicamente a otros países, entre ellos Bolivia.

El economista se pregunta entonces por qué, habiendo recibido tan enormes recursos en tan poco tiempo, Bolivia no ha logrado dar un salto de desarrollo y, más bien, ha reprimarizado su economía, retornándola a lo que se vivía a principios del siglo pasado, cuando era hiperdependiente de las materias primas.

Los datos de Chávez son sorprendentes. Bolivia recibió en estos años alrededor de 6.000 dólares per cápita, mientras las tres naciones europeas mencionadas recibieron 600 dólares o menos.

Obviamente que el punto de partida no es el mismo para comparar las tres economías europeas y la boliviana y que, las del Viejo Continente, a pesar de la guerra, tenían un mejor capital humano y mayor calidad institucional que las que ostentaba Bolivia en 2006. Pero ello no quita el hecho de que un país tan pobre como el nuestro no hubiera aprovechado las circunstancias para ingresar a la senda del desarrollo tras recibir tan colosales ingresos.

Retornan a la economía los déficits comercial y fiscal

La baja del precio del gas ha tenido un efecto crucial para la economía nacional: el aumento de los déficit comercial, el primero que se registra en 12

48 <http://www.paginasiete.bo/opinion/editorial/2017/2/15/plan-marshall-para-economia-bolivia-127340.html>. Los párrafos citan de manera casi textual el texto tomado de Página Siete.

años, y el déficit fiscal, por segundo año consecutivo tras casi una década de superávit⁴⁹.

El déficit de la balanza comercial se explica en la baja de los precios del petróleo. Como el precio del gas natural que exportamos está ligado al del petróleo, Bolivia redujo en un tercio los ingresos por las ventas a Argentina y Brasil en ese campo. Si a ello se le suma la caída de los minerales, tenemos una situación que no se daba desde 2004: ahora el país importa productos por un monto mayor al que exporta.

Si bien las importaciones generales también cayeron, producto de la desaceleración, en un 8%, las exportaciones se redujeron en una proporción mayor, de 32%.

El déficit fiscal es distinto: mide la diferencia entre los ingresos y los egresos públicos. Hasta 2003, debido a la baja generación de recursos fiscales, que se explicaba en el escaso valor impositivo que obtenía el Estado de las exportaciones y de otras actividades económicas, el país requería de préstamos para que la administración pública siguiera funcionando. Eso convirtió al país dependiente de la ayuda que recibía de EEUU que, en muchos sentidos, estaba condicionada políticamente.

Desde 2004, con el aumento de los precios de los productos que exporta Bolivia, y desde 2005, cuando se aumentan los impuestos a las petroleras mediante el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), el país empezó a experimentar un muy favorable superávit fiscal, que tuvo un promedio de 1,2% entre 2006 y 2014.

Ahora, como el Estado no ha bajado el nivel del gasto fiscal y persiste en realizar inversiones a gran escala, algunas de ellas sin sentido económico, y al mismo tiempo los ingresos estatales han bajado por la caída de las exportaciones de gas, se registra nuevamente déficit fiscal, relativamente elevado, de 6,6% en 2015 y 6,47% en 2017. En 2014 el déficit fue de 3,4%. Ambos, en promedio, alcanzan al 5% del PIB, es decir el mismo promedio de déficit que en los siete años anteriores al régimen de Morales.

Aumentar las reservas, el antídoto contra la amenaza de los precios bajos

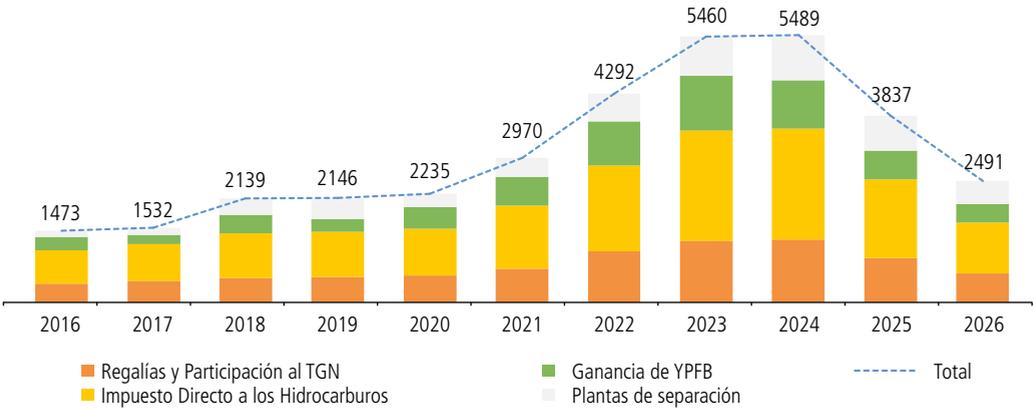
Para poder disminuir este efecto y que la renta petrolera no se reduzca en la misma proporción que el precio del petróleo, sería necesario un incremento en

49 Editorial de Página Siete, tomado de <http://www.paginasiete.bo/opinion/editorial/2016/4/2/vuelven-deficits-comercial-fiscal-91841.html>. Los párrafos citan de manera casi textual el texto tomado de Página Siete.

la producción. Sin embargo, para esto era necesaria una exploración oportuna entre los años 2006 y 2014 que conlleve un incremento de reservas que permitan afrontar un incremento en la producción.

Al haber caído el precio internacional del petróleo y no haber priorizado la actividad exploratoria desde 2006, el efecto indeseado se dio, y el país ha reducido sus ingresos por concepto de renta petrolera de manera drástica, estimándose para 2016 una reducción del 55% respecto a los resultados alcanzados el 2014.

RENTA PETROLERA 2006-2016 (expresada en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a información de YPF y del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

VERDAD NO 5
TERRIBLE BUROCRACIA,
CADA CONTRATO DEMORA DOS AÑOS EN FIRMARSE

La negociación de contratos petroleros tiene como finalidad que el Estado asegure la inversión en exploración por parte del inversionista privado y acuerde las condiciones contractuales bajo las cuales se llevará a cabo la exploración y posible explotación.

La negociación de los contratos y los contratos como tales se basan en la normativa vigente, es decir YPFB no podría negociar un tipo de contratos que no deje al inversionista privado con el riesgo en la etapa de exploración.

En este sentido, los tiempos de la negociación, hasta concluir con la aprobación de los contratos en la Asamblea Legislativa, deberían ser cortos, bajo la premisa que los lineamientos para contratar empresas privadas están definidos en la Constitución Política del Estado, en la Ley de Hidrocarburos y en normativa complementaria del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Han pasado 11 años desde la Nacionalización y YPFB ha notado la importancia de la reposición de reservas, por lo que a partir de 2011 ha realizado diferentes acciones para promocionar áreas exploratorias. YPFB ha encarado la negociación de áreas exploratorias y llegó a acuerdos con empresas petroleras extranjeras como Petrobras, YPF, Total E&P y Shell (antes British Gas).

Sin embargo, como se observa en la tabla de la página 8, el tiempo transcurrido entre el inicio de la negociación y la aprobación del contrato en la Asamblea Legislativa es de alrededor de dos años, de los cuales al menos 18 meses corresponden a trámites administrativos en las distintas instancias gubernamentales (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Ministerio de Planificación del Desarrollo, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y Asamblea Legislativa Plurinacional).

Considerando la importancia de realizar actividades exploratorias y debido a que éstas toman entre 7 y 10 años para poder dar resultados, es llamativo ver que exista tal falta de coordinación y de conciencia en el Gobierno respecto al carácter prioritario que esta actividad tiene. La burocracia debe ser reducida grandemente.

Los organismos gubernamentales no determinan detalles técnicos de los contratos, los cuales son acordados entre el personal técnico de YPFB y de las empresas privadas, y solamente evalúan que los acuerdos se realicen en el marco de la normativa vigente, razón por la cual, a una década de la nacionalización, es sorprendente la terrible burocracia que afecta al sector.

Aparte de la burocracia, la caída de los precios y la ineficiencia ralentizan la firma de contratos

Existen varios contratos que YPFB ha negociado durante el periodo 2013-2014 y que se refieren a las áreas de San Telmo y Astillero, con Petrobras; las de Charagua, Yuchán y Abapó, con YPF; y Arenales, con Pluspetrol. La negociación de esos acuerdos ha implicado el uso de recursos económicos, humanos y de otra índole para YPFB, pero hasta junio de 2017 no se habían traducido en contratos petroleros aprobados y protocolizados⁵⁰. En julio del presente año YPF logró protocolizar el contrato para el área Charagua.

Los mencionados contratos no han sido aprobados aún debido a tres factores principales:

La caída del precio del petróleo a nivel internacional ha cambiado la estrategia de inversión de muchas empresas petroleras en el mundo, por lo que proyectos que eran viables para algunas empresas bajo ciertas consideraciones ahora pueden no ser atractivos.

A la fecha, el Ministerio de Hidrocarburos no ha terminado de conciliar la producción correspondiente a las gestiones posteriores a la nacionalización, por lo que en algunos casos las empresas condicionan sus nuevas inversiones a que esta situación se subsane, lo cual genera un mal precedente debido a que muestra la falta de capacidad del ente rector del sector petrolero.

Todos los contratos negociados están condicionados a la aplicación de la Ley N° 767 de Incentivos a la Exploración de Hidrocarburos, la cual fue anunciada por el Gobierno en 2013, promulgada en diciembre de 2015 y reglamentada en julio de 2016. El Gobierno demoró tres años en promulgar una Ley de

50 Un contrato petrolero aprobado es el cual tiene una Ley de autorización y una Ley de aprobación por parte de la Asamblea Legislativa Plurinacional, mientras que para poder gozar de plena validez debe ser también protocolizado por las partes y el gobierno departamental.

importancia para cerrar acuerdos con empresas transnacionales, que podían haberse realizado antes de la caída del precio del petróleo.

Los problemas del caos normativo

En Bolivia hay una falta de un marco normativo adecuado para el sector petrolero, que genera un caos muy negativo

En este sentido, se debe recordar que la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos fueron promulgados antes de la nacionalización, por lo que deben adecuarse a los cambios que ha conllevado la misma.

Además, la normativa vigente no establece roles claros para el MHE, YPFB y la ANH, y esto genera una pugna interna respecto a quien debe hacer qué.

Otro ejemplo es el de los contratos de servicios bajo la modalidad de Asociación, que no están regulados por ninguna normativa y en la actualidad existen dos contratos SAM vigentes en etapa de exploración que no tienen una normativa bajo la cual regir sus operaciones (Azero, operado por Total E&P Bolivia, y Huacareta, operado por Shell Bolivia).

Increíblemente, no existe un modelo de contrato “oficial” del sector de hidrocarburos que defina todos los aspectos “negociables y no negociables” del mismo, razón por la cual cada vez que un proyecto de contrato llega a los organismos gubernamentales, éste es analizado durante meses y en la mayoría de los casos es devuelto a YPFB con observaciones, principalmente de forma, lo que conlleva que YPFB modifique el contrato y deba hacerlo aprobar mediante su directorio nuevamente.

Si hubiera un modelo de contrato oficial, gran parte del contenido del contrato sería fijo y en caso de que el inversionista privado aceptara las condiciones, el texto no debería ser revisado íntegramente por los organismos gubernamentales, sino solamente las cláusulas específicas, como porcentajes de participación, inversión a realizar, entre otras. Ello reduciría grandemente los tiempos de trámite.

Y encima de todo, la duplicación de funciones: en Bolivia, todos los contratos con las petroleras deben ser autorizados y aprobados dos veces: primero por YPFB y después por la Asamblea Legislativa. Ello implica un tiempo innecesario en la elaboración de informes, presentaciones y otros elementos que ya han sido previamente analizados y aceptados mediante la ley de autorización del contrato.

Una Ley de Incentivos con pocos resultados

La Ley de promoción para la Inversión en exploración hidrocarburífera N° 767 establece incentivos por la producción de hidrocarburos en función al tipo de hidrocarburo producido, ya sea petróleo crudo, gas natural y condensado⁵¹.

Los antecedentes de la Ley de Incentivos muestran que YPFB tomó conciencia de la falta de exploración en 2013, cuando aún el precio del petróleo era de 100 dólares por barril⁵².

En este momento, con la caída del precio del petróleo en más de 50%, es aún más importante generar condiciones para atraer inversionistas al país y por este motivo el órgano legislativo decidió promulgar la Ley N° 767, en el año 2015.

La normativa también establece que, a partir de la promulgación de la Ley, se cree un fondo a ser administrado por el Banco Central de Bolivia y recibirá mensualmente el 12% del IDH para ser invertido en Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Para este año se estima que el Fondo tendrá un ingreso de 126 millones de dólares, monto menor a los 140 millones que el Estado deberá pagar por concepto de incentivo a la producción a los hidrocarburos líquidos, lo cual genera un déficit.

Este análisis muestra que la normativa propuesta intenta dar soluciones a la problemática actual, pero no es una medida sostenible en el tiempo ya que conlleva dos posibles escenarios:

1) En caso de que no se consiga incrementar las reservas y producción, habrá una demanda insatisfecha y las consecuencias sociales y económicas podrían ser graves.

2) En caso de que la medida sea efectiva y permita incorporar nuevas reservas y producción, el país pagará por un petróleo más caro que el precio internacional, además de subvencionar el precio de la gasolina en el mercado interno. También deberá retribuir al inversionista privado montos cada vez mayores, por lo que implícitamente el régimen fiscal volverá a ser favorable al inversionista privado, como en la época de la capitalización.

51 El gas natural es un hidrocarburo que en el subsuelo es gaseoso y en la superficie permanece gaseoso; el petróleo crudo es un hidrocarburo que en subsuelo y en superficie permanece líquido; el condensado es un hidrocarburo que en subsuelo es gaseoso y en la superficie es líquido. El condensado tiene menor calidad que el petróleo crudo, por lo que en teoría debería ser más barato.

Al condensado se lo denomina "condensado asociado" debido a que, al producir gas natural, por lo general el campo producirá también este hidrocarburo.

52 En la sección de Anexos se detallan las normas referidas a los incentivos

EJERCICIO DE CÓMO SE APLICARÍA LA LEY DE INCENTIVOS PARA NIVELES DE PRODUCCIÓN COMO LOS REGISTRADOS EN 2016

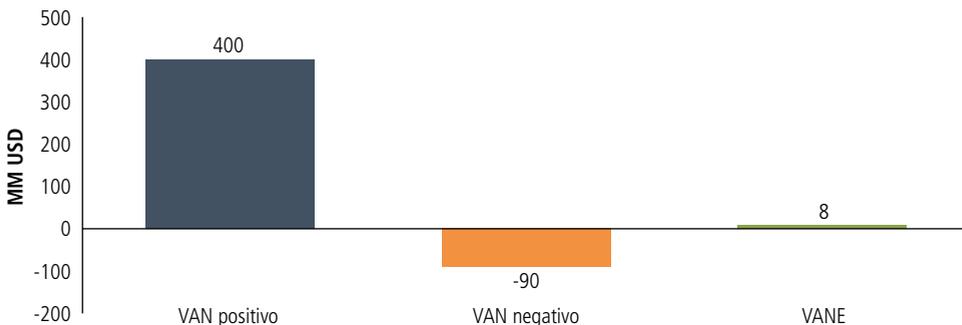
Regalías y Participación al TGN (MM USD)	591
Impuesto Directo a los Hidrocarburos (MM USD)	1.051
Ganancia de YPFB (MM USD)	383
Impuestos y patentes (MM USD)	466
Total (MM USD)	2.491
Incentivo (MM USD)	-140
Renta petrolera efectiva (MM USD)	2.351
Fondo PIEEH (MM USD)	126
Pago del incentivo mediante otras fuentes estatales (MM USD)	-14

¿Por qué los incentivos no sirvieron?

Como se explicó previamente, un proyecto exploratorio tiene dos escenarios, uno positivo y uno negativo, y la metodología utilizada comúnmente para evaluar proyecto petroleros incorpora la probabilidad de éxito geológico dentro de una ponderación que permite encontrar el Valor Actual Neto Esperado, el ya mencionado VANE.

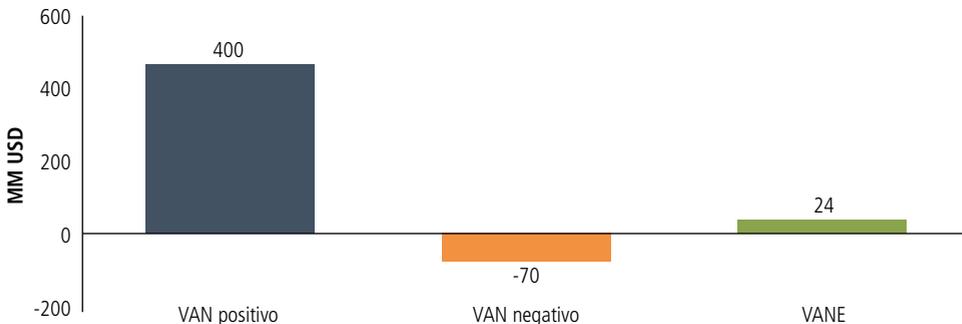
Esta nueva política económica lanzada por el Gobierno no es efectiva debido a que afecta a la rama positiva del proyecto, es decir, pretende premiar al inversionista privado haciendo su proyecto “más beneficioso en caso de éxito” y no así “menos riesgoso en la etapa exploratoria”.

El siguiente gráfico el cual fue analizado previamente permitirá ilustrar la explicación:

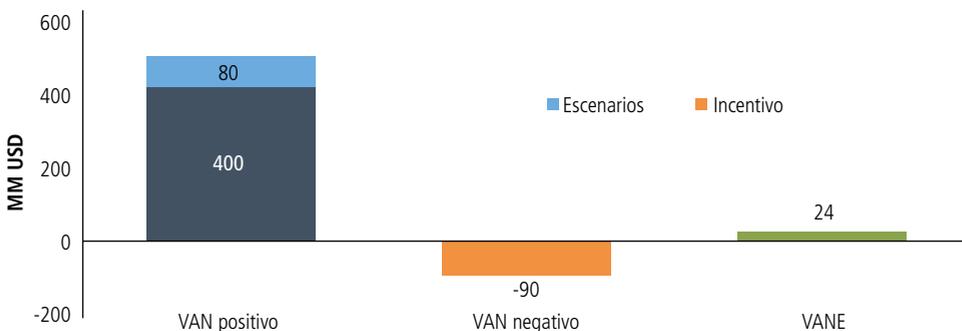


En el gráfico se puede ver que el VANE tiene un resultado de 8 millones de

dólares positivo y debería ser económicamente viable para el inversionista privado, sin embargo, este podría decidir no invertir considerando que este valor cercano a cero.



Si se aplica más bien un incentivo que reduzca la necesidad de los privados de invertir en la etapa de exploración, se podrían conseguir mayores éxitos. Por ejemplo, si YPF realizara las inversiones correspondientes a geología y geofísica, que para el ejemplo mencionado son de 20 millones de dólares, facilitaría las futuras inversiones y, además, obtendría mayor información sobre áreas hidrocarburíferas de todo el país. En ese caso, el VAN del fracaso se reducirá para el privado y el proyecto será más atractivo (24 millones de dólares de VANE).



Por otro lado, si se aplica un incentivo similar al que está descrito en la Ley N° 767, éste afecta al VAN positivo y debe ser cuatro veces mayor para tener el mismo efecto, lo que quiere decir que se estaría realizando un esfuerzo en el lado equivocado. Cualquier política económica debería estar enfocada a la etapa de exploración y no así a la de explotación.

Cuatro años negociando un contrato que se cae por la ley de incentivos

Más allá de la efectividad de los incentivos, que de acuerdo a la explicación previa no tendrá el impacto deseado por las autoridades, la principal crítica a este modelo se basa en que el gobierno ha tardado casi cuatro años en plasmar una Ley que incentive a la exploración de hidrocarburos. Además, la normativa no es atractiva para muchos inversionistas privados, tanto que fue necesario complementarla como se explicó previamente.

También se perciben errores conceptuales que, en lugar de facilitar las acciones para la exploración, demorarán el proceso de aprobación de contratos petroleros. Un ejemplo de ésta situación se da en el cambio de límites de zona tradicional y zona no tradicional establecido en el D.S. 2830, que hace que el área San Telmo, con potencial hidrocarburífero muy atractivo (tres TCF), negociada desde 2012 entre YPFB y Petrobras Bolivia, bajo condiciones de Zona No Tradicional, se vuelva Zona Tradicional.⁵³

Además, la modificación realizada conlleva que al ser Zona Tradicional el área debe tener un máximo de 40 parcelas⁵⁴, por lo que deberá ser dividida en dos áreas de menor tamaño, y para rematar, los límites de los vértices 182 y 183 establecidos en el DS 2830 están invertidos, haciendo inaplicable la norma. Esto debe ser modificado.

Esta situación muestra la falta de coordinación en las instituciones del Gobierno debido a que por un lado YPFB negocia durante cuatro años un posible contrato con Petrobras Bolivia y por otro lado el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, como cabeza de sector, promueve una norma que inviabiliza el proyecto, dificulta su aprobación en la Asamblea Legislativa y por ende desincentiva a la inversión en exploración.

El embrollo de los taladros adquiridos de China

El proyecto de adquirir taladros chinos se originó con un préstamo del Gobierno de ese país por un monto de 60 millones de dólares. Inicialmente ese monto debía ser utilizado para el proyecto de redes de gas por ductos, a través del banco Exim Bank of China, pero luego se resolvió cambiar el objeto del contrato.

Para justificar la compra de los taladros, YPFB realizó un análisis económico en el que concluyó que el proyecto era viable bajo el supuesto de que los taladros debían llegar al país y operar desde 2013.

53 La Zona Tradicional tiene menores beneficios económicos que la Zona No Tradicional en la normativa para incentivar la exploración de hidrocarburos promulgada por el gobierno

54 Artículo 34 de la Ley 3058

Sin embargo, los taladros llegaron al país entre 2014 y 2015 y con fallas, piezas en mal estado y falta de algunos componentes que debieron ser importados de otros países, lo que incrementó el costo final. Otro costo adicional fue tener a los equipos y al personal chino en espera, sin realizar ninguna actividad.

Con todo esto, además del contexto internacional en el que han bajado los precios del petróleo, es evidente que es necesario revisar si éste es un proyecto rentable para YPFB.

¿Sirvió de algo el aumento de sueldos en YPFB? La respuesta es “no”

El 11 de noviembre de 2010, mediante el Decreto Supremo N° 696, el Gobierno autorizó a YPFB a contratar profesionales técnicos especializados con un sueldo mayor al del Presidente, algo que no estaba previamente autorizado. Esos salarios podían alcanzar hasta Bs 45.000. Los nuevos técnicos debían ser especialistas principalmente en las actividades exploratoria, de producción, perforación y petroquímica.

La intención de YPFB, a través de ésta medida y de la creación de dos nuevas áreas organizacionales, la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarbúricos y la Dirección de Desarrollo y Producción, era mejorar la actividad exploratoria y lograr un mejor control en el desarrollo de los campos.

Como resultado de la normativa aprobada por el Gobierno, YPFB incorporó pocos profesionales de empresas privadas nacionales y extranjeras debido a que comparativamente el nivel salarial ofrecido continuaba siendo menor que el salario promedio en la industria.

En ese sentido, la medida solamente tuvo como efecto un incremento del nivel salarial de personal que ya era parte de YPFB Casa Matriz, lo cual puede considerarse como un fracaso debido a que YPFB incrementó su masa salarial fuertemente y seis años después de la aplicación del decreto que autorizaba los aumentos, el equipo técnico de YPFB sigue cumpliendo labores de simple fiscalización y aprobación de los proyectos que presentan las empresas operadoras; éstas siguen controlando, en los hechos, el sector petrolero en Bolivia. Además, los aumentos no llegaron a los técnicos y profesionales del Ministerio de Hidrocarburos, lo que generó inquinas y celos que afectan hasta hoy la coordinación entre ambas entidades. En el siguiente inciso se detallan los perjuicios que causa esa tensión.

Adicionalmente, es necesario mencionar que otro componente por el que YPFB no obtiene los resultados esperados en actividades de exploración es la gestión de los recursos humanos. Un gran porcentaje de los trabajadores de la

estatal petrolera tienen contratos temporales, los cuales bordean los límites de la legalidad debido a que existen casos en los que un funcionario puede estar hasta seis años bajo contratos y adendas, lo que es violatorio de otras normas, porque por ejemplo no da derecho a vacaciones. El personal acepta esas condiciones porque sus salarios son comparativamente más elevados que los del resto de la administración pública.

Guerra de baja intensidad entre YPF y el Ministerio de Hidrocarburos

La relación entre YPF y el Ministerio de Hidrocarburos siempre ha sido como la de dos hermanos que saben que deben jalar para el mismo lado, pero que al final cada uno trata de tener más protagonismo.

Durante la época en la que Carlos Villegas fue el principal ejecutivo de YPF, al ser éste un “hombre fuerte”, las decisiones importantes del sector eran tomadas por YPF, por lo que entre 2009 y 2014 hubo un cierto resentimiento por parte del Ministerio, que se limitó a ser el mediador entre las políticas propuestas por YPF y el Legislativo.

Estas diferencias entre ambas entidades se acentuaron debido a que los incrementos salariales que beneficiaron al personal de YPF no fueron aplicados a los del Ministerio, pese a ser cabeza del sector petrolero.

Con todo esto, el Ministerio tuvo que lidiar con falta de capacidad técnica debido a que no es fácil atraer profesionales especializados que “lideren el sector petrolero” si los sueldos no son competitivos.

Las tensiones surgen desde YPF, que critica la falta de capacidad técnica que supuestamente existe en el Ministerio. Esa falta de capacidad se demuestra por hechos como los siguientes:

- No ha podido conciliar los pagos de regalías del periodo 2007-2015 con las empresas operadores.
- No ha podido modificar la normativa vigente del sector petrolero para adecuarla al modelo de contrato de servicios bajo la modalidad de asociación.
- No cuenta con información técnica a tiempo real respecto a la producción de hidrocarburos y comportamiento de los campos. Recibe reportes mensuales de YPF, que aprueba sin realizar un previo control cruzado.
- No cuenta con un modelo de contrato que establezca aspectos fijos y aspectos negociables para cada uno de ellos, como se explicó en el capítulo anterior. Por eso los contratos negociados por YPF son revisados solo en la forma y en función al funcionario que realiza ese trabajo.
- No ha tomado conciencia de la necesidad de reducir los tiempos de revisión de contratos, que aceleren tareas de exploración. Actualmente, el

tiempo para viabilizar un contrato negociado por YPF es de dos años en promedio.

- No ha podido conciliar con los diferentes actores involucrados una nueva Ley de Hidrocarburos desde la gestión 2012.
- No ha logrado resolver del problema suscitado por los límites ambiguos de las zonas tradicional y no tradicional. Ello es producto de las falencias de la Reglamentación de la Ley N° 767.
- Desde 2015 a la fecha, el sector hidrocarburífero es dirigido por un ingeniero electromecánico como ministro de Hidrocarburos (Luis Alberto Sánchez). Entre 2015 y 2017, un administrador de empresas, con escaso conocimiento técnico, fue presidente ejecutivo de YPF (Guillermo Achá, hoy detenido acusado de corrupción). Desde junio de 2017, el presidente de YPF es Oscar Barriga, ingeniero químico.

VERDAD NO 6

COSTOS RECUPERABLES, EL ABUSO DE LAS PETROLERAS

Como una forma de enfrentar el hecho de que las empresas petroleras, según la “nacionalización”, solamente “operan” a pedido de YPF y no son propietarias del hidrocarburo en ninguna de sus etapas, el Gobierno aceptó devolver los “gastos recuperables”, es decir ciertas expensas que normalmente ellas mismas sufragarían.

El asunto ayudó también a mejorar compensar a esas empresas, muy afectadas por el inconveniente régimen fiscal al que están sometidas. Mediante este sistema se transfiere parte de los riesgos de inversión a YPF y se acepta el concepto de “depreciación acelerada”, como un incentivo, un tema que fue aprobado por primera vez durante el Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada. Con ello, los operadores logran monetizar aceleradamente las reservas probadas existentes de gas.

Gracias a los “costos recuperables”, el Estado le reconoce a las petroleras los costos operativos e inversiones realizados en explotación y exploración, como los siguientes: costos de personal; costos de movilización y desmovilización de personal; costos de transporte; costos de materiales; costos de impuestos, tasas, contribuciones, compensaciones e indemnizaciones; costos por las diferencias de tipo cambiario; costos por la protección al medio ambiente y seguridad industrial; costos legales, de seguros y de administración y servicios; costos de depreciación de los activos fijos y cargos relacionados con la casa matriz del operador.⁵⁵

55 Explicació de Luis Sanabria, tomado de <https://es.scribd.com/document/349030022/COSTOS-RECUPERABLES-docx>

Como se ve, existe un amplia y ambiguo terreno para que las petroleras puedan demandar la devolución de esos gastos. Como indicaremos, esta norma ha permitido su uso anómalo y abusivo.

DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS EN LAS MAYORES RESERVAS DE GAS NATURAL

Campo petrolero*	Operador	Inversión en \$us	Depreciación acumulada \$us	Regalías o IDH (a)	Costo recuperable (b)	Utilidad empresa (c)	Participación de YPFB (d)	Ingreso Estado a+d
San Alberto	Petrobras	319.379.286	44.491.389	50%	30%	16,2%	3,8%	53,80%
Sábalo	Petrobras	324.575.393	46.373.159	50%	30%	17,2%	2,8%	52,80%
Margarita	Repson YPF	277.443.826	14.198.863	50%	47,5%	2,475%	0,025%	50,03%
Itaú	Total	167.860.119	0	50%	50%	0%	0%	50,00%

Fuente: Elaboración propia en base a los contratos petroleros y el sitio web de YPFB.

*Entre los cuatro campos suman el 82% de las reservas probadas de gas natural del país.

a) La Ley 3058 establece un ingreso para el Estado de 18% de regalías y 32 de IDH.

b) Los nuevos contratos fijan como Costos Recuperables del 60% al 100%, del 50% restante.

c) y d) Luego de deducir a y b, se calcula la utilidad para la empresa (c) y la participación para YPFB (d) a partir de la Tabla 1 del Anexo F de los contratos petroleros. En esta Tabla se establecen relaciones entre la depreciación acumulada la inversión realizada y el volumen de producción, a mayor inversión y producción, menor participación para YPFB y mayor utilidad para la empresa.

Cuadro de Luis Sanabria

La friolera de 5.424 millones de dólares en proceso de devolución a las petroleras

Entre 2007 y 2014, YPFB aprobó alrededor de 1.406 millones de dólares en costos recuperables⁵⁶ y tenía en “etapa de revisión” otros 2.102 millones de dólares y como “reportados”, 1.916 millones adicionales. Ello significa que en el periodo 2007-2014, los costos recuperables que el Estado puede llegar a devolver a las transnacionales es de 5.424 millones de dólares.⁵⁷

Incluyendo el año 2015 esta cifra debería superar los 6.000 millones de dólares, una cifra enorme, que supera el ingreso estatal por renta petrolera de un año. El comportamiento de los costos recuperables es creciente debido a que la

56 La normativa en la que se enmarcan estos costos es el Decreto Supremo N° 29504 del 9 de abril de 2008, “Reglamento de Costos Recuperables”, la cual establece las condiciones básicas a utilizar para poder definirlo y luego “devolverlo” al operador.

57 Para que un costo recuperable sea considerado tal, el contrato correspondiente debe haber cumplido los siguientes requisitos: haber sido 1) inscrito al inicio de la gestión dentro del Programa de Trabajo y Presupuesto, 2) aprobado por YPFB, 3) licitado previa autorización de YPFB de acuerdo a los procedimientos establecidos en los contratos petroleros y procedimientos internos de YPFB en el marco del Decreto Supremo N° 329, 5) fiscalizado por YPFB durante su ejecución y 6) reportado por la empresa privada una vez ejecutado con todos los respaldos correspondientes.

actividad petrolera no se ha detenido y como se explica en el documento, los costos de los servicios petroleros no han disminuido pese a la caída del precio internacional de petróleo.

En ese sentido, la participación del Estado es menor.

El siguiente cuadro muestra la evolución histórica de los costos recuperables entre 2007 y 2014:

Detalle	Costo auditado (en millones de dólares)			Costo en revisión (en millones de dólares)			Costo reportado (en millones de dólares)		Costo Recuperable Total (en millones de dólares)	
	Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		2014
Costos operativos		105	207	198	202	211	351	342	443	2.059
Amortización de inversiones		198	326	372	406	497	435	493	639	3366
Totales por año		303	533	570	608	708	786	834	1.082	5424

La normativa de costos recuperables incorpora un concepto fundamental para poder aprobar un costo: éste debe erogarse bajo el justificativo de que se realiza para adquirir un bien o servicio útil, utilizable y utilizado, lo cual contempla que debe estar justificado, debe ser eficiente y debe ser económico en comparación de bienes o servicios similares.

Un ejemplo de que esto no se cumple es que YPFB aprobó la construcción de la planta de procesamiento de gas en Itaú, la cual no trabaja a su capacidad instalada debido a que ese campo ha declinado y el gas producido podría haber sido procesado en la planta de San Alberto debido. Claramente este asunto no cumple con los requisitos y por lo tanto nunca debió ser aceptado como un “costo recuperable”.

No se cumple el “encantador mecanismo” para autorizar la devolución de los costos recuperables

Para poder asegurar que el costo recuperable cumple con el principio de eficiencia y genera un beneficio económico para el Estado es necesario identificar claramente el proceso de aprobación de esas devoluciones. El proceso es complejo, y supuestamente defiende los intereses del Estado. Pero los requisitos, que son los siguientes, no se cumplen:

El primer paso debería ser el análisis de costos. La generación de una base de datos tanto de información histórica y actual, nacional e internacional es

fundamental para poder garantizar que el monto que se autoriza como costo recuperable está dentro de los parámetros de la industria petrolera.

Anualmente las empresas operadoras presentan un Programa de Trabajo y Presupuesto, que incluye todas las actividades a ser realizadas durante la gestión y el costo de las mismas. Tomando como referencia la información histórica y actual, YPFB debe evaluar, rechazar o aprobar el Programa de Trabajo y Presupuesto, con lo que autoriza las actividades que la empresa realizará durante la gestión.

A partir de la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto, la empresa operadora inicia sus procesos de contratación de servicios, para lo cual solicita una autorización a YPFB.

Una vez aprobado el inicio de la licitación de servicios, YPFB fiscaliza su ejecución desde el punto de vista técnico (no fiscaliza el costo incurrido, solo los parámetros técnicos contratados) y autoriza o no que la actividad sea considerada como un “costo recuperable”.

Finalmente, YPFB recibe todos los descargos del servicio contratado, analiza la información y una vez aceptada la misma solicita una auditoría que permitirá aprobar el costo antes de hacer efectiva la devolución del mismo.

Por lo expuesto, es muy importante contar con información actual y confiable que permita determinar si el costo a contratar está dentro de los márgenes de lo que establece el reglamento sobre “costos recuperables”.



Dos ejemplos de la manera discrecional en el que se devuelven los costos recuperables

Para poder definir si los costos aprobados por YPFB son eficientes, se analizará los programas de Trabajo y Presupuesto del año 2015 en los contratos de YPFB Chaco para los campos Caigua y Dorado Oeste.

El PTP 2015 indica que YPFB autorizó el presupuesto para la perforación del pozo exploratorio CAI-X1002 en Caigua por un monto de 23,24 millones de dólares, el pozo tendrá una profundidad de 4.600 metros y se espera una producción de hasta 10 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

Por otro lado, en la misma gestión aprueba la perforación del pozo DRP-1003 en el campo Dorado Oeste, que llegará a una profundidad de 4.350 metros y se espera que tenga una producción de 8 MMpcd, por un monto de 12,91 millones de dólares, es decir, un 55% respecto al monto autorizado para el pozo CAI-X1002 de similares características.

Podría tratar de explicarse esta situación debido a que el primero es un pozo exploratorio e implica un mayor riesgo, pero una diferencia de más de 10 millones de dólares en dos proyectos similares pone en duda que YPFB realmente tenga un criterio objetivo al momento de aprobar los costos recuperables y más aún, que tenga una base de datos de costos que le permita evaluar y autorizar el presupuesto de la gestión para las empresas operadoras.

A partir del gráfico que explica el proceso de aprobación de costos recuperables, es importante entender que la solución para evitar un sobreprecio no se da al momento de analizar el costo recuperable presentado por la empresa operadora, sino al momento de autorizar un Programa de Trabajo y Presupuesto, al inicio del proceso.

Un decreto para lograr un poco de orden

Como ya hemos visto, los “gastos recuperables” son gastos que hacen las empresas privadas “en nombre” de YPFB. Si fueran sus “propios” gastos, quizás las empresas los intentarían reducir, pero al poder atribuírselos a terceros, en este caso el Estado, éstos son más altos.

Para reducir la arbitrariedad y el abuso de las petroleras, en agosto de 2017, el Gobierno aprobó el decreto supremo 3278, que regula el pago de los costos recuperables. Sus más importantes definiciones son las siguientes⁵⁸:

58 Explicación de Fernando Molina, tomada de <http://paginasiete.bo/ideas/2017/9/3/gobierno-regula-costos-recuperables-petroleras-150474.html>, op cit. En este inciso se cita al autor de manera casi textual.

- Establece una “banda de precios”; es decir, unos topes para lo que las petroleras pueden pedir como devolución por determinadas actividades y compras que hubieran realizado. Han dicho las autoridades que el reglamento “estandariza” los gastos y, por tanto, disminuye la discrecionalidad en las aprobaciones de éstos por parte de YPFB.
- Exige a YPFB que monte una base de datos sobre los precios históricos; es decir, lo que las petroleras han gastado en promedio en los últimos 11 años en cada tipo de actividad, y sobre los precios de mercado actuales de las actividades y de los bienes que normalmente las compañías requieren. Este es un punto crucial, pues una banda de precios demasiado baja puede obstaculizar el trabajo de los contratistas, desfinanciándolos, y disminuir la calidad de las operaciones.
- Limita la posibilidad de que se presenten gastos adicionales a los previstos, aunque sin cerrarla del todo. Por ejemplo, establece que un contrato puede dilatarse más allá de la fecha de finalización que tenía prevista cuando se presenta alguna situación de emergencia y sorpresiva: al mismo tiempo, sin embargo, este contrato no puede aumentar en sus montos.

Con este reglamento, el Gobierno busca, en el futuro, bajar los “costos recuperables”. Sólo que lo hace 11 años tarde.

ANEXOS

I Datos sobre la certificación de reservas

Como ya se ha visto en parte en este documento, las reservas de gas natural han sido certificadas por empresas internacionales en tres momentos diferentes entre los años 2004 y 2016.

En 2004 se registró la última certificación del periodo anterior a la nacionalización de los hidrocarburos, realizada por la empresa DeGolyer & MacNaughton, que certificó que Bolivia tenía alrededor de 26 TCF, suficientes para cumplir los compromisos del mercado interno y de exportación.

En 2009, posterior a la nacionalización de los hidrocarburos, YPFB contrata a la empresa Ryder Scott que certifica que las reservas probadas eran de 9,94 TCF y explica que la diferencia respecto a la certificación anterior radicaba en los cambios metodológicos para el cálculo de reservorios naturalmente fracturados, exponiendo la necesidad de incrementar la actividad exploratoria debido a que éste cambio pone en riesgo la capacidad de cumplimiento de los compromisos internos y externos.

En 2013 YPFB contrata los servicios de la consultora canadiense GLJ Petroleum Consultants, que certificó que, al 31 de diciembre de 2013, Bolivia contaba con 10,45 TCF de reservas probadas. El aumento de las reservas probadas deriva de la incorporación de reservas de los nuevos campos Incahuasi-Aquíó, operados por Total, además del desarrollo de los campos que ya estaban en producción (Sábalo y Margarita), así como otros campos de aporte menor al incremento de reservas⁵⁹.

59 Dentro de los campos de menor aporte se considera alrededor de 0,23 TCF de los campos Rio Grande, Yapacaní, Curiche, Carrasco Este y Dorado Sur.

En base a la información disponible respecto a incrementos de producción y de reservas, es posible realizar una proyección con la que pueda estimar la cantidad de reservas de gas natural con las que contaría el país al 31 de diciembre de 2016. Para realizar el ejercicio se estima un consumo anual promedio de 0,75 TCF aproximadamente o 58 MMmcd en promedio y un incremento de reservas de 0,24 TCF en 2015 y un TCF en el campo Margarita⁶⁰, con lo que la situación actual de las reservas podría estimarse por el orden de 9,2 a 9,4 TCF.

II DEMANDA DE HIDROCARBUROS

A partir de la nacionalización de los hidrocarburos, YPFB asumió la comercialización de los mismos en representación del Estado, definiendo las condiciones contractuales, volúmenes y precios.

Respecto a la demanda de hidrocarburos líquidos, al ser Bolivia un país gasífero, la producción de hidrocarburos líquidos es baja y permite cubrir la demanda de gasolina natural y de gas licuado de petróleo (producidos a partir del condensado asociado al gas natural). Sin embargo, para satisfacer la demanda de diésel (producido a partir de petróleo crudo), es necesario importar este combustible.

Respecto al gas natural, de acuerdo a la Resolución Ministerial 255/2006 del 22 de diciembre de 2006, emitida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, existe una prelación para la asignación de volúmenes de gas natural al mercado interno, por lo que una vez asegurado el abastecimiento de éste, el volumen remanente puede ser destinado al mercado de exportación de Brasil y Argentina, lo que quiere decir que si hubiese un desabastecimiento de gas natural, debería garantizarse la demanda interna antes del mercado de exportación.

III DEMANDA DE GAS NATURAL

El abastecimiento de gas natural al mercado interno se realiza a través de los gasoductos de YPFB Transporte hasta los City Gates⁶¹, a partir de los cuales se regula la presión y se distribuye mediante redes de gas a los consumidores finales.

60 Información extraída de la presentación realizada por el Vicepresidente del Estado en el VI Congreso YPFB Gas & Petróleo.

61 Puntos en los cuales llega el gas natural a alta presión y se reduce la misma hasta niveles que permitan utilizarlo en el mercado doméstico, industrial y comercial.

El transporte de gas natural al mercado de Brasil se realiza a través de tres sistemas: 1) el gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG), operado por Transierra S.A., 2) los ductos de YPF B Transporte que conectan con Río Grande y 3) el sistema de ductos Bolivia-Brasil, operado por Gas Transboliviano S.A. (GTB).

El transporte de gas al mercado argentino se realiza a través del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA), operado por YPF B Transporte. A partir de la implementación de la planta de separación de líquidos de Gran Chaco, previo a la exportación, el volumen de gas natural pasa por un proceso de separación de los líquidos asociados⁶².

Debido a que en los últimos meses la producción de gas para exportación al mercado argentino ha sufrido reducciones, se puede inferir que la planta de separación de líquidos “Carlos Villegas Quiroga”, que curiosamente tiene el nombre de la persona que promovió este proyecto más político que técnico, es una planta ineficiente que no trabaja al 100% de su capacidad instalada.

A continuación, se describe la demanda total de gas natural en el periodo 2016-2026, la cual muestra que la demanda del mercado interno se hará mayor, alcanzando los 19,9 MMmcd, similar a la demanda de Argentina en 2017⁶³.

Por otro lado, la demanda del mercado de exportación implica un crecimiento del volumen solicitado por Argentina de acuerdo a lo establecido en el contrato de compra-venta de gas natural.

Asimismo, la proyección de la demanda incorpora como supuesto la renovación del contrato GSA con Brasil en el año 2019 debido a que es una medida que el actual Gobierno viene promoviendo y será utilizada para realizar un balance de oferta y demanda.

Como se señaló en el texto, la demanda total de gas natural debería incrementarse de 66,52 MMmcd en 2016 hasta 79.19 MMmcd en 2016, siempre que Argentina y Brasil decidan importar los volúmenes máximos establecidos en los contratos.

62 Proceso mediante el cual se reduce el poder calorífico del gas natural hasta el mínimo establecido en el contrato, quedando la energía retenida para ser industrializada y comercializada en el mercado interno o mercados internacionales.

63 La demanda del Mercado interno considera proyectos de industrialización, termoelectricidad y redes de gas con un componente político alto, por lo que, si bien YPF B prevé estos volúmenes en su balance de oferta y demanda, la implementación de estos proyectos debe definirse a nivel técnico y en el momento más oportuno (un ejemplo de esto es el Mutún, que está previsto desde 2009 y aun no se ha implementado)

Demanda en MMmcd	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Mercado interno (promedio)	15,09	16,86	17,18	18,25	17,93	18,52	20,43	20,89	24,30	24,06	24,43
Mercado interno de consumo	14,55	15,23	14,75	15,79	16,44	17,56	17,30	17,79	18,44	19,08	19,90
Distribucion por redes de gas	6,12	6,55	7,05	7,45	7,75	8,05	8,53	8,98	9,36	9,73	10,25
Termoelectricidad	5,55	5,78	4,74	5,31	5,62	6,32	5,54	5,56	5,78	6,01	6,24
Consumidores directos	1,53	1,54	1,56	1,60	1,62	1,65	1,69	1,70	1,75	1,80	1,86
Plantas de separación	1,35	1,37	1,40	1,42	1,45	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Mercado interno de industrialización	0,54	1,63	2,43	2,46	1,49	0,96	3,12	3,09	5,86	4,97	4,53
Mercado externo (promedio)	51,43	51,83	52,43	52,83	53,33	55,03	55,03	54,76	54,76	54,76	54,76
Brasil*	31,53	31,53	31,53	31,53	31,53	31,53	31,53	31,26	31,26	31,26	31,26
Argentina	19,90	20,30	20,90	21,30	21,80	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50	23,50
Total demanda mi y me	66,52	68,69	69,61	71,08	71,26	73,55	75,46	75,65	79,06	78,82	79,19

Fuente: YPFB (datos a diciembre de 2014)

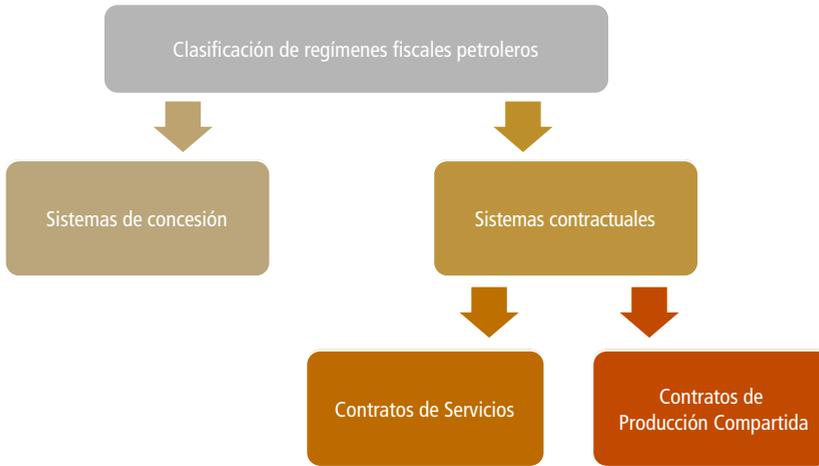
*Bajo el supuesto de que se renueve el contrato en 2019

IV REGIMEN FISCAL

La toma de decisión para llevar a cabo un proyecto o no hacerlo está basada en dos aspectos principalmente: su viabilidad técnica y económica. La primera se determina tras estudios técnicos en un área determinada. Si producto de esos estudios se concluye que existe una alta probabilidad de presencia de hidrocarburos, se da paso al segundo aspecto, la evaluación económica, que incluye no solamente aspectos propios del proyecto (cantidad de hidrocarburos potenciales, inversión requerida, posible producción, entre otros), sino aspectos fiscales y contractuales propios del país en el que se quiere invertir.

Analizar cuál es la propiedad de los hidrocarburos, los mecanismos para su explotación, la relación fiscal entre el Estado y el inversor, etc., han sido siempre puntos centrales para el desarrollo del sector petrolero en el mundo. Por ello es fundamental el rol del Estado y su predisposición para ofrecer un escenario atractivo que permita incrementar la actividad petrolera en busca de un aumento de reservas y producción.

V TIPOS DE CONTRATOS PETROLEROS A NIVEL INTERNACIONAL



Fuente: Elaboración propia en base a información del libro *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*, Muhammed Mazeel.

Los tipos de contratos petroleros están basados en los diferentes sistemas fiscales que existen en el mundo. Por lo general, el propietario de los hidrocarburos, que en la mayor parte del mundo es el Estado⁶⁴, recibe un gravamen por la extracción de los recursos por parte de la empresa que lleva a cabo el proyecto. La forma de gravamen puede estar clasificada en dos categorías principales: sistemas de concesión y sistemas contractuales.⁶⁵

En los sistemas de concesión, en caso de un descubrimiento de hidrocarburos, el Estado transfiere la propiedad de los mismos a la empresa inversora y ésta pagará regalías e impuestos por la producción de los mismos.

Los sistemas contractuales son, en la mayoría de los casos, de dos tipos: Contratos de Producción Compartida y Contratos de Servicio. En los Contratos de Producción Compartida (PSA⁶⁶ por sus siglas en inglés), la empresa inversora tiene el derecho de recibir parte de la producción, mientras en los Contratos de Servicio (SA por sus siglas en inglés) recibirán una retribución por la venta de los hidrocarburos.

En la mayoría de los sistemas contractuales, los activos instalados por el contratista serán propiedad del Estado una vez que el mismo haya devuelto la inversión a la empresa. En líneas generales, la diferencia principal entre

64 En Estados Unidos, a diferencia del resto del mundo, el dueño de los recursos que se encuentran en subsuelo es la empresa privada que los detente, la cual paga impuestos por la producción al Estado.

65 Página 8, *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*, Muhammed Mazeel.

66 PSA: Production Sharing Agreement.

un PSA y un SA⁶⁷ depende de si el contratista recibe una compensación en efectivo o en producto.

Dentro de los Contratos de Servicio, estos pueden ser puros, de riesgo o híbridos. En los Contratos de Servicio Puros, el riesgo exploratorio es asumido por el Estado, quien pagará un monto por la exploración al contratista, independientemente del resultado. Por otro lado, en los Contratos de Servicios a Riesgo, el contratista asume todo el riesgo de la exploración y en caso de descubrimiento, recupera su inversión más una ganancia a partir de la producción del campo. Por último, el Contrato de Servicio Híbrido tiene características de ambos, donde el Estado y el contratista asumen parcialmente el riesgo exploratorio.

Tipo de Sistema	Tipo de Contrato	Propiedad de los hidrocarburos	Riesgo Exploratorio
Sistema de Concesión	Concesión	Inversionista	inversionista
Sistema Contractual	Contrato de Producción Compartida	Estado e inversionista	Estado e inversionista
	Contrato de Servicios Puro	Estado	Estado
	Contrato de Servicios a Riesgo	Estado	inversionista
	Contrato de Servicios Híbrido	Estado	Estado e inversionista

Elaboración propia en base a información del libro Petroleum Fiscal Systems and Contracts – Muhammed Mazeel.

En el caso boliviano, la Ley de Hidrocarburos 3058 y la Constitución Política del Estado autorizan a YPFB a suscribir Contratos de Servicios que no generen pérdidas para el Estado, por lo que YPFB puede contratar empresas operadoras para que realicen actividad exploratoria bajo la condición de que esta actividad sea a riesgo de la empresa privada. En caso de descubrimiento, la propiedad de los hidrocarburos será del Estado.

Contratos petroleros en el marco de la CPE

El artículo 362 de la Constitución Política del Estado autoriza a YPFB a suscribir contratos bajo prestación de servicios con empresas, públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras, los cuales, como hemos visto, no pueden generar pérdidas para el Estado. Además, establece que para que tengan validez deberán contar con la autorización y aprobación por parte de la Asamblea Legislativa Plurinacional.

67 SA: Service Agreement

Bajo estas condiciones, y de acuerdo a la explicación previa acerca de los tipos de contratos petroleros, el Estado boliviano autoriza a YPF B a suscribir Contratos de Servicios a Riesgo. La empresa contratada asume el riesgo total por la actividad exploratoria y en caso de descubrimiento recupera su inversión a partir de la comercialización de la producción del campo y adicionalmente recibe una retribución en función a las utilidades del proyecto.

En la actualidad, YPF B negocia contratos de servicio a riesgo bajo dos modalidades: operación y asociación.

Contratos de Servicios – Modalidad Operación

Los Contratos de Servicio bajo modalidad de Operación tienen como particularidad los siguientes aspectos:

El contratista asume el riesgo por la exploración y en caso de descubrimiento de hidrocarburos operará el nuevo campo productor.

Del total de ingresos por la comercialización de los hidrocarburos producidos, el Estado se quedará con el 50% correspondiente a Regalías (18%) e IDH (32%).

De los ingresos remanentes, el Estado devolverá de manera paulatina al contratista los costos de inversión (CAPEX)⁶⁸ y costos de operación (OPEX)⁶⁹, y las utilidades generadas serán repartidas entre YPF B y el contratista en función a tablas de participación porcentual establecidas en el contrato, las cuales tienen un comportamiento creciente en la participación de YPF B a medida que el contratista recupera su inversión.

En este escenario YPF B solamente fiscaliza la operación y aprueba los costos incurridos en la misma.

Contratos de Servicios – Modalidad Asociación

Los Contratos de Servicios bajo modalidad de Asociación se diferencian de los de modalidad de Operación a partir de la etapa de descubrimiento; en ambos casos la empresa contratada es la que asume el riesgo de la inversión en exploración.

Sin embargo, en caso de descubrimiento de hidrocarburos, el contratista deberá formar una sociedad con YPF B, conformándose así una empresa de Sociedad Anónima Mixta (SAM), la cual tendrá mayoría accionaria de YPF B y será encargada de operar el campo en la etapa de desarrollo y producción del mismo.

68 CAPEX: Capital Expenditure

69 OPEX: Operation Expenditure

A partir de esta etapa, la empresa SAM le devolverá al contratista su inversión en exploración con comercialización de la producción del campo, y cada uno de los accionistas de la empresa SAM cubrirá las inversiones de desarrollo en su porcentaje de participación.

La principal característica de este tipo de contrato es que el Estado, a través de YPF, se involucra en la operación del nuevo campo productor, y en caso de descubrimiento, toma el control de la nueva empresa SAM conformada y realiza inversión en las actividades de desarrollo del campo.

Bajo este escenario, el inversionista privado perderá protagonismo en la toma de decisiones para el desarrollo del campo, asume el mismo riesgo exploratorio y realiza una menor inversión en desarrollo (tiene minoría accionaria).

En cuanto a las ganancias por la producción del campo, éstas serán menores para el contratista en comparación con la modalidad de operación debido a que las utilidades serán repartidas con YPF (accionista mayoritario en la SAM) y requieren de un mecanismo más complejo debido a que ambas empresas (YPF y contratista) son accionistas de la empresa SAM y las decisiones empresariales deberán ser definidas por ambas partes mediante el Directorio de la empresa SAM constituida.

Adicionalmente, YPF tendrá dos roles a partir de la producción: 1) será fiscalizador del contrato y aprobará los costos recuperables e ingresos por la producción, y 2) será inversionista, lo que puede generar dificultades al momento de la toma de decisiones eficientes.

VI MECANISMOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PETROLEROS

La evaluación de proyectos consiste en realizar un flujo de caja que represente todos los ingresos y egresos del proyecto a lo largo del mismo. Para poder realizar la evaluación de proyectos petroleros, es necesario contar con información técnica, económica y legal que permita prever con precisión el comportamiento del proyecto bajo dos escenarios, el escenario de fracaso y el escenario de éxito⁷⁰.

Las variables necesarias para construir un modelo económico para evaluar un proyecto petrolero son:

- Perfil de producción (diaria, mensual o anual) de gas natural e hidrocarburos líquidos a lo largo del proyecto.
- Poder calorífico del gas natural.

70 El escenario de éxito se con el descubrimiento de hidrocarburos, mientras que el escenario del fracaso se da cuando un proyecto es negativo y al perforar el pozo exploratorio este no encuentra hidrocarburos.

- Inversiones necesarias para la etapa de exploración y desarrollo del proyecto.
- Régimen fiscal del país.
- Precio promedio de petróleo a nivel internacional, precio del gas natural para exportación, para mercado interno y precio del petróleo para mercado interno.
- Variables financieras, tasa interna de retorno, tasa de descuento, entre otras.

Una vez ingresadas todas las variables al modelo se puede determinar los ingresos generados por la venta de hidrocarburos, que a grandes rasgos es el precio por la cantidad de hidrocarburos comercializados. También se puede identificar los costos asociados al proyecto durante la vida del mismo.

A partir de estos dos valores se halla el Valor Actual Neto⁷¹ del escenario de éxito, es decir, del escenario en el que el proyecto es positivo.

Asimismo, para poder determinar el Valor Actual Neto del escenario de fracaso, que se da cuando no existen ingresos, se debe incluir todas las inversiones realizadas hasta la perforación exploratoria, debido a que en caso de que no se encuentren hidrocarburos, el proyecto finalizará en este punto.

Posteriormente, para poder determinar si es conveniente invertir o no en el proyecto, la metodología utilizada generalmente es el Valor Actual Neto Esperado (VANE), que incorpora la probabilidad de éxito geológico, definida previamente. Esta metodología pondera los valores actuales netos por la probabilidad de éxito geológico y la probabilidad del fracaso geológico, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} & \text{Valor actual neto esperado} \\ & = \\ & \text{Valor actual neto del éxito} * \text{Probabilidad del éxito geológico} \\ & + \\ & \text{Valor actual neto del fracaso} * \text{Probabilidad del fracaso geológico} \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} & \text{Probabilidad del fracaso geológico} \\ & = \\ & 1 - \text{Probabilidad del éxito geológico} \end{aligned}$$

Esta metodología conlleva algunas consideraciones, entre las cuales se puede mencionar:

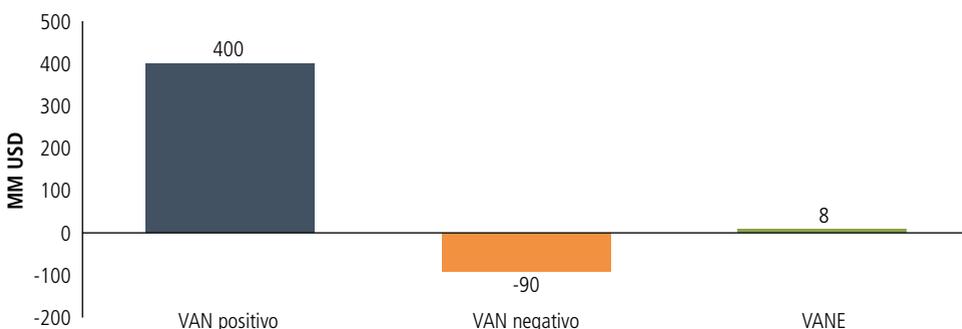
71 El Valor Actual Neta (VAN) es una técnica financiera que permite evaluar proyectos mediante una tasa de descuento que permite medirlos “a día de hoy” pese a que el flujo de caja comprende ingresos futuros.

Un proyecto puede ser positivo o negativo en función a la sensibilidad de las variables más importantes, es decir, bajo ciertos supuestos de precio, producción, inversiones y otros, un proyecto que “en condiciones reales” es positivo podría volverse negativo, y viceversa. Por ello es necesario que los supuestos considerados sean sustentados con información técnica, económica y legal precisas.

La probabilidad de éxito geológico implica dos escenarios posibles, éxito o fracaso, por lo que en realidad hay dos posibles resultados, el proyecto genera ingresos mayores a las inversiones y costos y por ende tiene un valor actual neto positivo, o el proyecto es negativo y se registra una pérdida económica para la empresa privada. En la práctica no existe un valor actual neto esperado cercano a cero, por lo que justificar realizar incentivos a la exploración con la finalidad de hacer que el VANE sea positivo no es una visión objetiva.

Para poder ilustrar la explicación se puede ver en el siguiente gráfico un proyecto en el que el escenario positivo da como resultado un VAN de 400 millones de dólares, y el escenario negativo un VAN de menos 90 millones de dólares, para decidir invertir o no. Mediante la metodología del VANE, el resultado obtenido es de ocho millones de dólares, lo que nos indica que, considerando ambos escenarios y la probabilidad asociada a cada uno, lo más probable es que el proyecto sea positivo.

Sin embargo, bajo ninguna circunstancia el proyecto dará como resultado ocho millones de dólares en su implementación, es decir, será muy favorable a la empresa privada, o implicará pérdidas. Es por esto que el “incentivo a la exploración” debe estar orientado a hacer menos riesgoso el proyecto en la etapa exploratoria en vez de incrementar la ganancia del privado en caso de éxito⁷².



Fuente: Elaboración propia. *La probabilidad de éxito geológico utilizada en el ejemplo es de 20%.

72 El Estado debe coadyuvar a reducir el riesgo en la etapa de exploración y no en la de producción, debido a que un proyecto que genera beneficios económicos en caso de éxito a una tasa de retorno atractiva para el inversionista privado, está plenamente justificado para realizar la inversión en el proyecto y no requiere un incentivo a la producción de los hidrocarburos.

Las variables incluidas para un proyecto pueden ser utilizadas como referencia para otro proyecto, pero éste tendrá particularidades propias de la región exploratoria, estructuras que atravesará en subsuelo, cantidad de recursos hidrocarbúricos potenciales, inversiones, producción, entre otros.

Un proyecto siempre generará mayores beneficios para una empresa establecida previamente en Bolivia debido a que existen costos de constitución, costos intrínsecos por la “expertise” de la empresa en el país, crédito fiscal y otros factores que la perjudican con relación a una empresa previamente constituida en Bolivia.

En este sentido, un incentivo debería considerar aspectos que permitan que las empresas con sucursal en Bolivia realicen inversiones y, principalmente, captar el interés de nuevas empresas extranjeras.

Dentro de los resultados de una evaluación económica, pueden darse escenarios en los que un proyecto no sea económicamente viable para el inversionista privado, pero que podría ser llevado a cabo por YPF, considerando el impacto tanto económico como social al incorporar nuevas reservas de hidrocarburos al país. Para ello es necesario que YPF realice un análisis de los proyectos que el inversionista privado desestime.

VII LEY DE INCENTIVOS N° 767, DEL 11 DE DICIEMBRE DE 2015

Para poder analizar y entender la Ley N°767 es necesario definir que es un incentivo referido a las medidas para impulsar o promover la ejecución de actividades exploratorias. Este término es distinto a la subvención, que se refiere más bien a la acción mediante la cual se premia por una actividad que se realiza de una cierta manera y que se seguirá realizando de la misma forma.

Por lo expuesto, la Ley de Promoción para la inversión en exploración y explotación debería promover que las empresas realicen las acciones necesarias para mejorar los resultados actuales a cambio de un “premio adicional” y que las mejoras se traduzcan en beneficios para el Estado.

Análisis de la Ley de Incentivos a la Exploración

Petróleo crudo

El incentivo a la producción de petróleo es un pago que realizará el Estado por cada barril de petróleo producido. La ley cambia el precio de referencia del petróleo y lo fija entre 30 y 50 dólares en zona tradicional, y de 35 a 55 dólares en

zona no tradicional⁷³. Ello, sumado a los 31,16 dólares por barril que el Estado paga en el mercado interno, definido mediante la normativa vigente, el petróleo en Bolivia costará entre 61,16 y 86,16 dólares por barril, por encima del precio internacional del petróleo en 2017 y probablemente en el mediano plazo.

Situaciones como el proyecto fallido de Lliquimuni, en el norte de La Paz, muestran que no somos un país petrolero sino gasífero, por lo que esta medida no atraerá inversionistas extranjeros debido a que, si bien el Estado ofrece pagar “un poco más” por el petróleo producido en Bolivia que el mercado internacional, la cantidad estimada de recursos de petróleo en el país es baja en comparación de otros países de la región.

Esto deja simplemente como posibles beneficiarios de la medida a los actuales productores de petróleo, Repsol E&P, en el Bloque Mamoré, Petrobras Energía Sociedad Anónima, en Colpa y Caranda, e YPFB Andina e YPFB Chaco, en sus respectivos proyectos, por lo que difícilmente puede considerarse una medida que permita incrementar significativamente las reservas de petróleo.

Condensado

Respecto a la normativa que incentiva la producción de condensado asociado al gas natural es importante explicar que el condensado es un producto de menor calidad que el petróleo crudo, por lo que técnicamente no es correcto valorarlo de la misma manera. Aún más, al producir gas natural, por lo general el condensado también es producido, por esa razón en la Ley N°767 se lo denomina “condensado asociado al gas natural”.

Es importante considerar que esta medida implica que mientras más gas natural se produzca, mayor será el monto que el inversionista privado recibirá como incentivo. De hecho, debido a que la normativa se promulgó a finales de 2015, en 2016 ya entró en vigencia. Se estima que en 2016 el monto del incentivo a la producción de hidrocarburos líquidos es cercano a los 140 millones de dólares y se irá incrementando a medida que se registren resultados producto de la aplicación del incentivo.

En el presente documento se estima que en 2016 el IDH alcanzará 1.051 millones de dólares y la renta petrolera será de 2.491 millones de dólares aproximadamente. Entonces, el pago del incentivo (140 millones de dólares) representa un 5% de los ingresos por hidrocarburos, lo que reducirá la renta petrolera en ese monto, aumentando por ende la participación del sector privado.

73 El territorio nacional está dividido en dos tipos de áreas hidrocarburíferas, la zona tradicional, que es donde existe presencia comprobada de hidrocarburos, y la zona no tradicional, que es donde no existe todavía presencia comprobada de hidrocarburos y por ende hay escasa información del subsuelo.

Gas natural

La normativa promulgada permite que los campos que tienen reservas mínimas de gas natural puedan vender el 99,5% de las mismas al mercado externo, generando mayores beneficios económicos que los que se obtendrían si fuesen destinadas al mercado interno, debido a que el precio de venta es menor.

VIII LEY COMPLEMENTARIA N° 817 DEL 19 DE JULIO DE 2016

Siete meses después de promulgada la Ley N°767, YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía vieron necesario realizar modificaciones a la normativa, por lo que presentaron a la Asamblea Legislativa un proyecto de Ley que permita incluir excepciones a la Disposición Final de la Ley N°767, la cual indica que si existen hidrocarburos remanentes en un área hidrocarburífera en la que el contrato finalizó, YPFB puede operar la misma o firmar una adenda con el operador antes de los cinco últimos años del contrato.

La disposición final de la Ley N° 767 fue propuesta para favorecer con la extensión del contrato a las empresas con contratos de operación próximos a finalizar, como en el caso de British Gas Sucursal Bolivia que finaliza su contrato para el área La Vertiente y Escondido el año 2019.

Sin embargo, debido a la proximidad de la fecha de finalización y a todas las actividades administrativas necesarias y la burocracia que existe para la aprobación de leyes, es poco probable que la empresa se acoja a ésta disposición, por lo cual, a pesar de los esfuerzos realizados por el Gobierno, es posible que esta medida no tenga un impacto positivo.

Sin embargo, la Ley N° 817 parece intentar favorecer a un operador en particular, Repsol E&P, que opera el área Caipipendi, donde se encuentran los campos Margarita y Huacaya.

La empresa transnacional española tiene un prospecto exploratorio al norte de Margarita estimado en cuatro TCF (equivalente al 40% de las reservas certificadas del país), pero para poder realizar la inversión requerida solicita al Gobierno extender el plazo del contrato que finaliza en 2031, lo cual no era posible para la normativa previa a la Ley N° 817, debido a que esta establecía que las adendas deben ser negociadas hasta cinco años antes de la finalización del contrato, es decir en 2026, y no en 2016.

Este es un claro indicio de que la nacionalización no se ha podido plasmar debido a que empresas como Repsol E&P y Petrobras Bolivia, que operan los campos más importantes del país, son las que realmente manejan el compor-

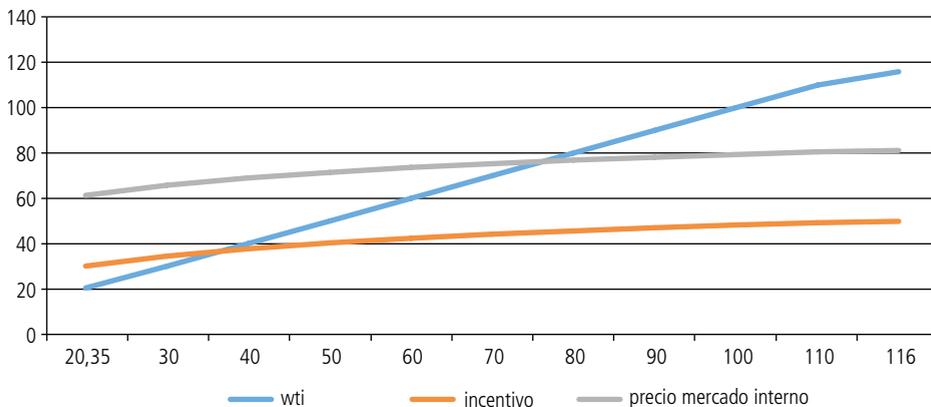
tamiento del sector petrolero boliviano y definen cuando se incrementarán las reservas y bajo qué condiciones.

IX DECRETO SUPREMO 2830 DEL 6 DE JULIO DE 2016

El Reglamento de la Ley N° 767 establece la parte operativa con la cual se regirán los incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos y fue aprobado siete meses después de la mencionada ley, incumpliendo el plazo para ello, que es de 90 días.

En el siguiente gráfico se puede observar con rojo el comportamiento del incentivo a la producción del petróleo crudo, el cual será creciente de 30 a 50 dólares por barril, que sumado al precio del petróleo para el mercado interno, da como resultado un precio de petróleo para el mercado interno de entre 61,16 y 81,16 dólares por barril, graficado con la línea verde.

La línea de color azul es el comportamiento del precio internacional del petróleo respecto a las dos líneas antes mencionadas y muestra una intersección con el precio del mercado interno cuando ambos llegan a 76 dólares, lo que significa que mientras el precio internacional del petróleo sea menor a 76 dólares, Bolivia tiene un precio mayor al precio internacional para la producción de petróleo crudo.



X EFECTOS DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO EN EL SECTOR PETROLERO BOLIVIANO

La caída del precio internacional del petróleo ha tenido un impacto importan-

te en la economía mundial, principalmente en los países que dependen de la producción de hidrocarburos.

La consecuencia natural de la caída de los precios debería ser una menor utilidad para el inversionista y por ende mayores niveles de desempleo producto de eventuales despidos destinados a reducir costos.

Sin embargo, de acuerdo a la información publicada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía⁷⁴, los costos operativos y de inversión no se redujeron, lo que quiere decir que el principal afectado por la caída del precio del petróleo es el Estado y no así las empresas transnacionales ni empresas que proporcionan servicios a éstas.

Desde un punto de vista macroeconómico, a menor rentabilidad hay menor demanda, y al reducirse la demanda el precio de los servicios debe bajar. Sin embargo, existen algunas razones por las que esta situación no se ha dado en el sector petrolero boliviano:

No existe un adecuado análisis de costos petroleros por parte de YPF. Para poder aprobar los costos recuperables es necesario tomar como referencia parámetros internacionales y nacionales que permitan determinar si los montos presentados por las empresas operadoras son correctos o están sobredimensionados. En el siguiente capítulo se analizará a mayor detalle esta situación.

Existen costos que no están relacionados con el precio del petróleo directamente como el precio de algunos materiales derivados del acero, y por lo tanto al no haber una relación directa con el petróleo es difícil determinar medidas regulatorias para este tipo de costos.

Los costos de servicios petroleros solo deberían reducirse si las empresas de servicios tienen mayor oferta que demanda, sin embargo, como se mostró anteriormente, en éste periodo el nivel de actividad petrolera debe ser mayor para poder incorporar reservas y producción en el corto plazo, por lo que reducir los costos podría generar un desincentivo para las empresas de servicios.

74 <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/prensa/noticias/1591-ministerio-de-hidrocarburos-y-energ%C3%ADa-pide-a-yxfb,-empresas-operadoras-y-de-servicios-trabajar-en-la-reducci%C3%B3n-de-los-costos-de-producci%C3%B3n.html>



FUNDACIÓN

VICENTE

PAZOS

KANKI

KANKI

PAZOS

VICENTE