



CONTRATOS DE OPERACIÓN Y CONTRATOS DE SERVICIOS

DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

SITUACIÓN Y PROPUESTAS

ÍNDICE

1. Contratos de exploración y explotación	3
2. Costos recuperables	6
3. Ganancia a distribuir	9
4. Retribución del titular	14
5. Propuestas para contratos de exploración y explotación	15
5.1 Reconocimiento de costos	16
5.2 Recuperación acelerada de costos de inversión	16
5.3 Cláusulas de estabilidad	17
5.4 Diseño del régimen fiscal	17
6. Conclusiones	19



DIRECTOR: Juan Carlos Núñez

COORDINADOR GRAL. Waldo Gómez

ELABORACIÓN: Raúl Velásquez - Sandra Sánchez

EDICIÓN: Jorge Jiménez Jemio

DIRECCIÓN: Edificio Esperanza,
Av. Mcal. Santa Cruz 2150

TELEFAX: (591-2) 2125177 – 2311074

E-MAIL: fundajub@entelnet.bo

2017

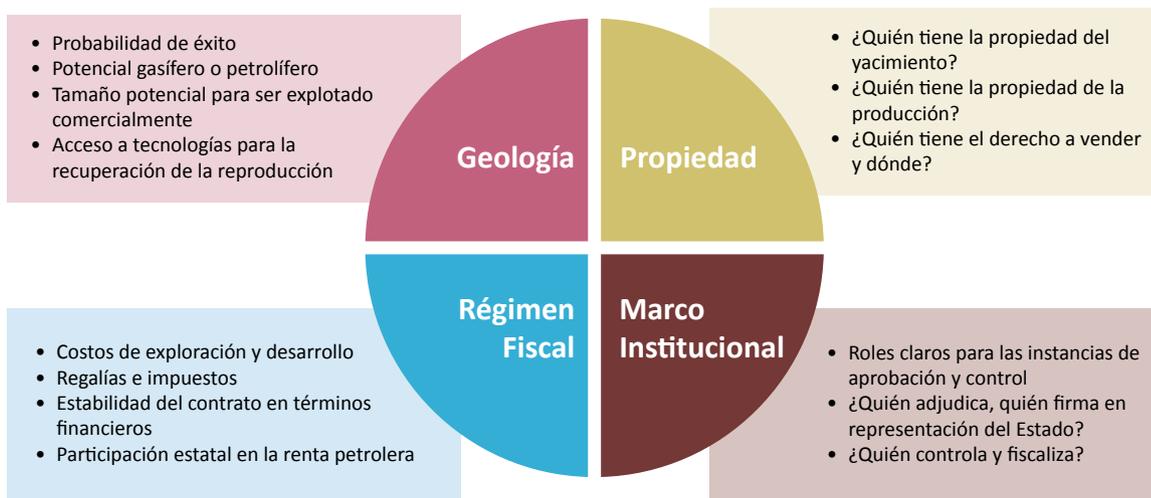
Con apoyo de:



1. CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

Los países productores de hidrocarburos aplican distintos mecanismos legales para la realización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en sus territorios, algunos recurren a la figura de concesiones y otros a la de contratos. Asimismo, existen variantes en la entidad estatal encargada de adjudicar áreas de interés hidrocarburífero o de suscribir contratos en representación del Estado, en algunos países es el ministerio de hidrocarburos, en otros la empresa petrolera nacional y en otros la agencia nacional de hidrocarburos o energía.

Estos aspectos, sumados a la geología, propiedad del recurso y régimen fiscal, se constituyen en los aspectos de mayor relevancia al analizar las decisiones de inversión de una empresa petrolera, como se muestra a continuación.



En tal sentido, los países hidrocarburíferos procuran generar normas que mejoren, resalten o compensen sus debilidades o potencialidades en los cuatro aspectos mencionados en la gráfica anterior. Asimismo, procuran desarrollar un marco legal orientado a establecer normas y reglas para los puntos citados. Este marco se basa en leyes sectoriales, acuerdos de concesiones o contratos petroleros, según sea el caso.

En el caso de Bolivia, la Ley de Hidrocarburos Nº 3058, vigente desde el 17 de mayo de 2005, establece que la empresa petrolera nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) representa al Estado boliviano en la suscripción de contratos petroleros (artículo 22). Asimismo, el artículo 65 de la citada norma contempla los siguientes tipos de contratos petroleros para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos:

- a) Contratos de Riesgo Compartido
- b) Contratos de Operación
- c) Contratos de Asociación

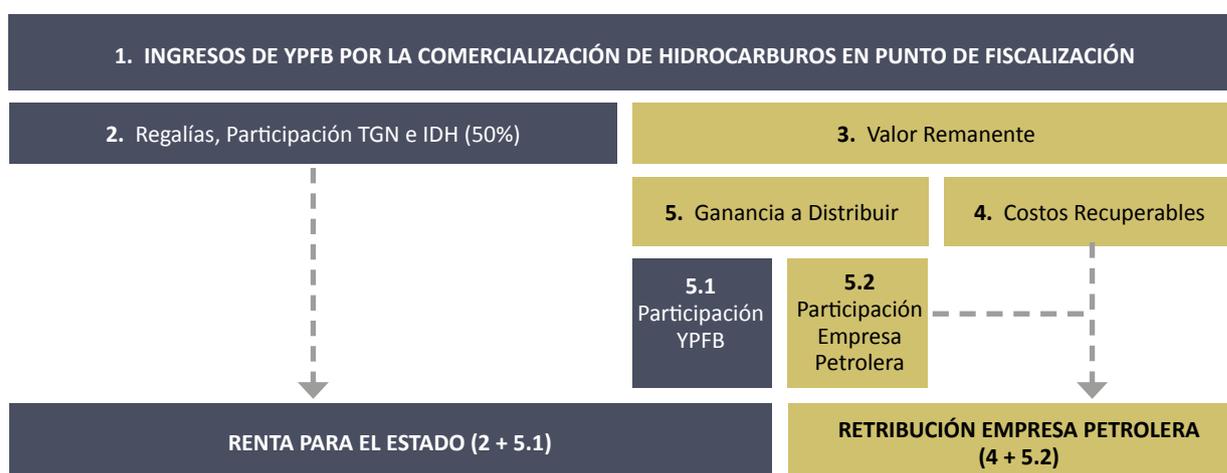
Fue en este marco contractual que en octubre del año 2006, en cumplimiento a lo establecido en el Decreto Supremo Nº 28701, YPFB, en representación del Estado, suscribió 44 **contratos de operación** con 15 empresas petroleras que

operaban en Bolivia¹. Tanto la Constitución Política del Estado (CPE) como los contratos establecen claramente que la propiedad de los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren, pertenecen al pueblo boliviano, y es el Estado quien en representación del pueblo ejerce la propiedad sobre los hidrocarburos producidos.

Estos **contratos de operación** continúan vigentes, pues tienen un plazo que varía entre 30 y 35 años, y corresponden en su mayoría a campos que ya venían siendo explotados desde bastantes años atrás, aunque existen también algunas áreas de exploración nuevas, pero que han aportado significativamente al incremento de producción registrado los últimos 10 años.

De acuerdo con estos contratos, las empresas petroleras deben realizar las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos y entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos para que la empresa petrolera nacional comercialice los hidrocarburos, tanto en el mercado interno como externo. Una vez que YPFB recibe los pagos por la comercialización del gas natural e hidrocarburos líquidos producidos realiza el pago de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a los beneficiarios de estos recursos; del monto restante, YPFB paga a las empresas los costos recuperables. En caso de existir un remanente, éste se denomina ganancia del contrato, que es distribuido entre las empresas petroleras y YPFB.

FIGURA Nº 1. Distribución de Ingresos por comercialización según Contratos de Operación



Por otra parte, en febrero de 2009, Bolivia aprobó una nueva Constitución Política del Estado que establece importantes lineamientos de política hidrocarburífera, ratificando en cierta medida las establecidas en el Decreto Supremo Nº 28701, como ser la propiedad estatal sobre la producción de hidrocarburos y que YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

La Constitución vigente autoriza a YPFB a suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que estas empresas, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. Es decir que si bien la Ley de Hidrocarburos aún vigente establece 3 modalidades de contratos petroleros, la Constitución establece como modalidad única la de **contratos de prestación de servicios**.

En tal sentido, si bien los **contratos de operación** suscritos el año 2006 continúan vigentes, desde el año 2009 el Estado Plurinacional de Bolivia, representado por YPFB viene suscribiendo **contratos de servicios** para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con algunas empresas petroleras.

Los **contratos de servicios** de exploración y explotación de hidrocarburos que se vienen firmando establecen que la empresa petrolera que suscribe el contrato con YPFB, en representación del Estado boliviano, asume a su exclusiva cuenta y riesgo la actividad de exploración en dicha área de contrato. En caso de encontrar hidrocarburos –y una vez que YPFB

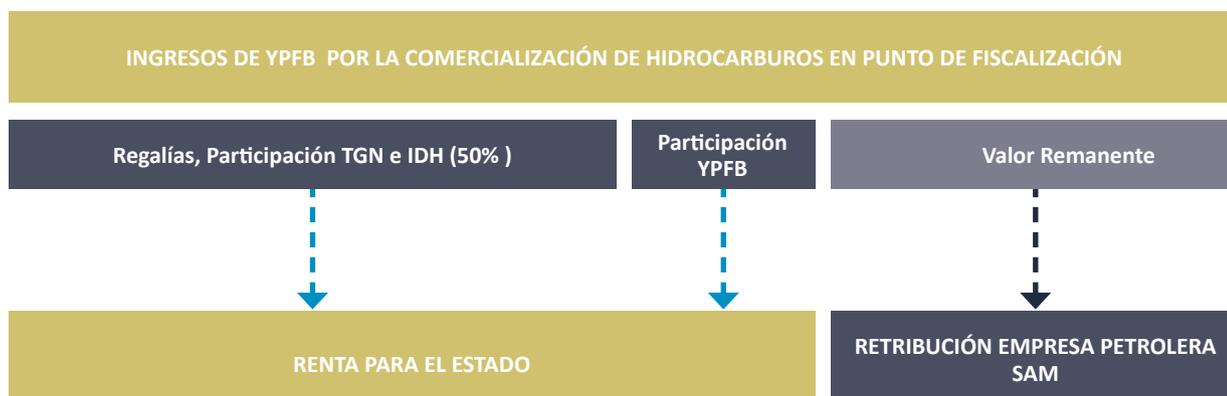
1 <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/300-contratos-de-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos.html>

emita una declaratoria de comercialidad para esa área— la misma está obligada a constituir una nueva empresa en sociedad con YPFB bajo la figura de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para realizar las actividades de explotación.

En este tipo de **contratos de servicios**, la empresa petrolera SAM (conformada entre la empresa petrolera privada y YPFB) se constituye en el titular para la actividad de explotación. Bajo esta figura, la empresa petrolera SAM igualmente entrega toda la producción de hidrocarburos en propiedad a YPFB en el punto de fiscalización. De forma similar al caso de los **contratos de operación**, YPFB realiza la comercialización de los hidrocarburos, tanto en el mercado interno como externo, y recibe los ingresos por esas ventas. Primero paga las regalías, Participación del Tesoro General de la Nación (TGN) e IDH; sin embargo, a diferencia de lo que ocurre con los **contratos de operación**, en este caso la empresa estatal se queda con una participación monetaria (monto variable en cada contrato) de forma directa; el resto de los ingresos son entregados a la empresa petrolera SAM como retribución por los servicios de exploración y explotación.

El siguiente gráfico ilustra la forma en que se distribuyen los ingresos que obtendría YPFB por la comercialización de hidrocarburos bajo los nuevos **contratos de servicios** que ya se vienen suscribiendo; sin embargo, es importante mencionar que ninguno ha llegado aún a la etapa de producción.

FIGURA Nº 2 Distribución de Ingresos por Comercialización según Contratos de Servicios



Resulta importante mencionar que al respecto la Constitución establece que *“los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional. En caso de no obtener esta autorización serán nulos de pleno derecho, sin necesidad de declaración judicial ni extrajudicial alguna”* (artículo 362).

Por otra parte, existen algunas diferencias significativas en la forma en que se distribuyen los ingresos que recibe YPFB por la comercialización de los hidrocarburos producidos entre los **contratos de operación** y los **contratos de servicios** para exploración y explotación de hidrocarburos.

Sin embargo, es importante considerar que todos los campos hidrocarburíferos en producción actualmente se encuentran operando bajo los **contratos de operación** suscritos el año 2006; en tanto que las áreas que se encuentran bajo **contratos de servicios** de exploración y explotación, ya aprobados, se encuentran todas en fase de exploración y sin ningún resultado exitoso aún, por lo que las variables que se analizarán en este documento se enfocan a los contratos del año 2006.

Es importante debatir una nueva ley de hidrocarburos que ayude a redefinir los roles institucionales de las diferentes entidades públicas a cargo del sector, entre ellos la suscripción de contratos y la fiscalización de las actividades de exploración y explotación realizadas al amparo de estos contratos. De acuerdo con los dos esquemas presentados anteriormente, y en el marco de la Ley de Hidrocarburos Nº 3058 vigente, es YPFB la encargada de fiscalizar los contratos de exploración y explotación; por lo tanto, es la encargada del cálculo de la retribución o pago que reciben las empresas petroleras.

2. COSTOS RECUPERABLES

Uno de los aspectos más polémicos de los **contratos de operación** suscritos el año 2006 como resultado del Decreto de Nacionalización Héroes del Chaco N° 28701 ha sido la figura de los costos recuperables.

La cláusula 13 de los **contratos de operación** establece que una vez obtenidos los ingresos por la comercialización de hidrocarburos en punto de fiscalización por parte YPF, éstos deberán ser destinados primeramente al pago de regalías, participación del TGN e IDH.

El valor remanente, luego del pago de regalías, participación del TGN e IDH es destinado al pago de costos recuperables a las empresas petroleras que entregaron la producción en propiedad a YPF. El Anexo D de los **contratos de operación** clasifica en 15 ítems los costos que pueden ser reconocidos como recuperables para las empresas petroleras que operan en el país:

FIGURA N° 3. Clasificación de Costos Recuperables – Anexo D / Contratos de Operación

CLASIFICACIÓN DE COSTOS RECUPERABLES - ANEXO D	
1. Costos de personal	8. Servidumbres, indemnizaciones y compensaciones
2. Costos de movilización y desmovilización del personal	9. Protección al medio ambiente y seguridad industrial
3. Costos de transporte y reubicación del personal	10. Costos legales
4. Servicios	11. Servicios
5. Costos de materiales	12. Costos de administración y servicios
6. Impuestos, tasas y contribuciones, compensaciones e indemnizaciones	13. Otros costos
7. Diferencias de cambio	14. Cargos relacionados con Casa Matriz del operador
	15. Depreciación de activos fijos

Los costos numerados del 1 al 14 pueden ser agrupados como costos de operación, en tanto que los considerados en el punto 15 corresponden a costos de amortización de inversiones.

La amortización de inversiones se refiere a la devolución que hace YPF a favor de la empresa petrolera del dinero invertido en pozos, líneas de recolección, plantas de procesamiento y ductos, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 10 de los **contratos de operación**. Una vez que estas inversiones hayan sido amortizadas completamente, según los plazos acordados en el Anexo D, los mismos pasan a propiedad de YPF.

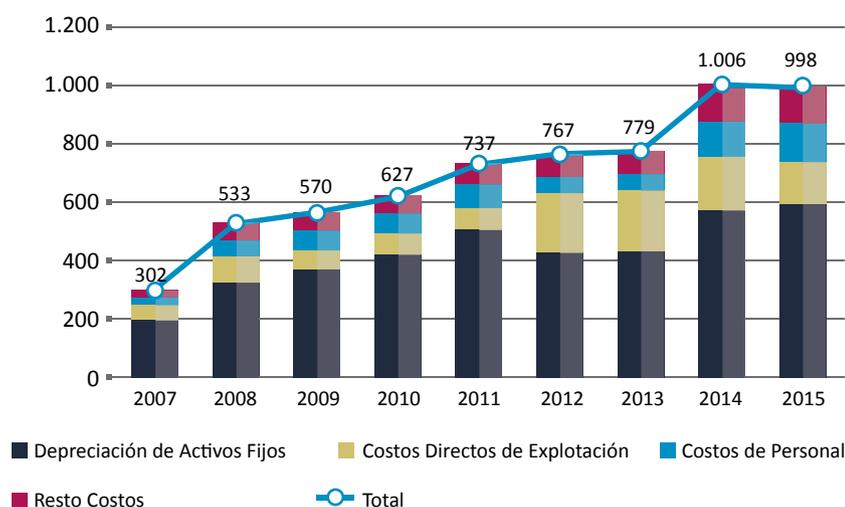
En este sentido, los costos recuperables se constituyen en un interesante mecanismo de financiamiento de inversiones para YPF, dado que los plazos de amortización establecidos en el Anexo D de los contratos son bastante cortos, posiblemente pensados como un mecanismo de incentivo a la inversión; es decir que las empresas pueden recuperar su inversión de forma rápida y aún les queda vida útil a los activos que, posteriormente, pasan a propiedad de YPF.

Las empresas petroleras que operan en Bolivia elaboran, anualmente, sus Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP), donde detallan las diferentes actividades que se realizarán en el año siguiente con sus correspondientes costos según la clasificación descrita anteriormente. Estos PTP son presentados por las empresas a YPFB, cada gestión, y ésta es la encargada de revisarlos, ajustarlos y aprobarlos.

En el transcurso de cada año, las empresas petroleras presentan de manera mensual a YPFB un detalle de los costos recuperables de acuerdo con la clasificación del Anexo D de los contratos, para que la empresa petrolera estatal los revise, ajuste y apruebe. Asimismo, los contratos establecen como mecanismo de control la realización de una auditoría externa a los costos recuperables.

De acuerdo con información publicada por YPFB, los costos recuperables han tenido el siguiente comportamiento:

GRÁFICA Nº 1. Costos Recuperables
En millones de dólares



Fuente: Información Financiera Contratos Petroleros, YPFB 2016

De acuerdo con un reporte publicado por YPFB, los costos recuperables comprendidos en el periodo 2007–2012 han sido ya revisados e incluso auditados por una empresa externa, en tanto que aquellos comprendidos en el periodo 2013–2015 todavía corresponden a los montos reportados por las empresas petroleras.

Del gráfico anterior se observa que, en promedio, 62% de los costos recuperables corresponden a amortización de inversiones, en tanto que el restante 38% son costos de operación. Desafortunadamente, no existe el detalle de inversiones que ya han sido amortizadas completamente y, por tanto, dichos activos ya habrían pasado a propiedad de YPFB, como establece el contrato de operación.

Los costos recuperables no solamente se aplican en Bolivia, también rigen en otros países; y si bien tienen la virtud de permitir un mayor control a los gobiernos sobre los costos de la industria, requieren de una sólida capacidad institucional para su monitoreo, revisión y aprobación; ello porque se necesita no solo la revisión de gasto incurrido por las empresas petroleras, sino también porque debe tenerse un profundo conocimiento de los costos de la industria, tanto en el ámbito nacional como internacional, a fin de precautelar la racionalidad de los costos incurridos, así como el control de precios de transferencias entre posibles consorcios multinacionales².

Otro aspecto a considerar es que, de acuerdo con el Anexo F de los **contratos de operación**, existe una diferencia entre *costos recuperables* y los *costos recuperados*. El primer concepto hace referencia a la explicación de párrafos precedentes; es decir, son los gastos e inversiones realizadas por las empresas petroleras (que son titulares de un con-

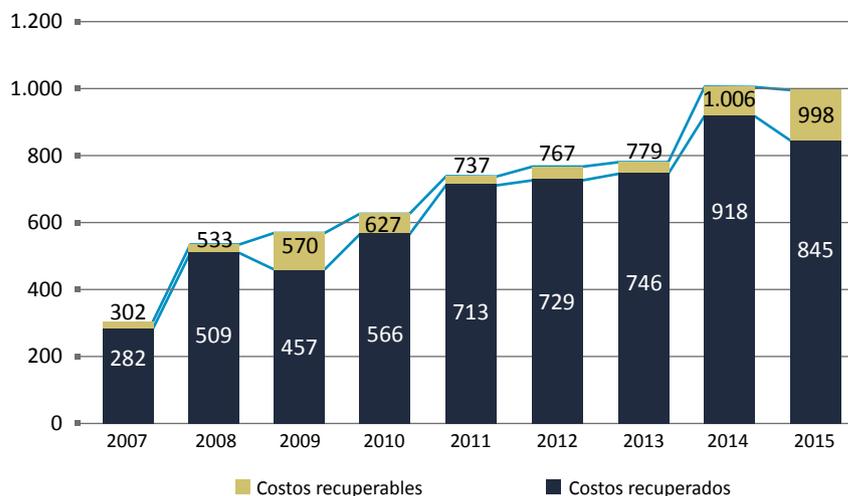
² Se refiere a precios que pactan dos empresas que pertenecen a un mismo grupo empresarial. Por ejemplo, una determinada empresa puede estar dedicada a la explotación de hidrocarburos en Bolivia, y compra tuberías de una empresa con otra razón social y posiblemente ubicada fuera del país, pero que pertenece al mismo grupo empresarial a nivel internacional.

trato de operación) en el marco de la clasificación establecida en el Anexo D de los mismos. En tanto que el segundo concepto de *costos recuperados* hace referencia a que existe un límite de recuperación de costos.

Según la cláusula 13 de los **contratos de operación** y el mismo Anexo F, existe un límite de recuperación de costos fijado en cada contrato³. El propósito de este mecanismo es que YPFB en ningún momento pague más por costos recuperables que el monto de dinero disponible luego del pago de regalías e IDH y en el caso de los 5 contratos con límites distintos se pueda también asegurar una utilidad.

El siguiente cuadro muestra la diferencia entre los costos recuperables y los costos recuperados:

GRÁFICA Nº 2 Costos Recuperables y Costos Recuperados
En millones de dólares



Fuente: Información Financiera Contratos Petroleros, YPFB 2016

Es importante mencionar que desde el año 2007 hasta 2012 los costos recuperables fueron revisados por YPFB y auditados por empresas auditoras externas, en tanto que los costos recuperables de los años 2013 a 2015 corresponden a montos reportados por las empresas y sujetos a algún ajuste. Sin embargo, en todo ese periodo de tiempo, de 2007-2015, los costos recuperados pagados a las empresas petroleras son menores a los costos recuperables declarados por éstas.

Resulta llamativo que los nuevos **contratos de servicios** para exploración y explotación de hidrocarburos, que vienen siendo suscritos por YPFB desde el año 2010 con algunas empresas petroleras nacionales y extranjeras, hayan eliminado la figura de costos recuperables. Posiblemente esto se deba a que, según estos contratos, en caso de realizarse un descubrimiento exitoso de hidrocarburos en una de estas áreas de contrato, la empresa petrolera que suscribió el mismo está obligada a asociarse con YPFB para la fase de explotación y desarrollo, conformando para ello una nueva empresa bajo la figura de Sociedad Anónima Mixta (SAM).

Sin embargo, este aspecto es delicado porque requiere de altos estándares de transparencia por parte de YPFB, primero en lo referido a la designación del personal que representará a la estatal petrolera en la SAM y, segundo, en la creación de mecanismos de control y acceso a información a fin de evitar una duplicidad de roles de la empresa petrolera estatal, considerando que es miembro de la SAM y como tal tiene intereses económicos empresariales, y por otra parte representa al Estado en la fiscalización de los contratos que suscribe en representación de éste.

3 Considerando que el año 2006 fueron suscritos 43 contratos de operación con las empresas petroleras que operan en Bolivia, 38 de los mismos establecen un límite de recuperación de costos de 100% del Valor Remanente, en tanto que 5 tienen un límite diferente: San Antonio y San Alberto (60%), Caipipendi (95%), Colpa-Caranda e Ingre (80%) estos porcentajes son aplicados también al valor remanente.

Significa el valor restante de descontar de los ingresos obtenidos por la comercialización de hidrocarburos, los costos de transporte y compresión y los montos por concepto de regalías, Participación TGN e IDH.

3. GANANCIA A DISTRIBUIR

Al igual que en los costos recuperables, esta variable es propia de los contratos de operación suscritos por YPFB con las empresas petroleras que operaban en el país el año 2006; los cuales en su cláusula 13 establecen que luego del pago de costos recuperables a las empresas petroleras el monto de dinero restante se constituye en una ganancia que se distribuye entre YPFB y las empresas petroleras.

El anexo F del contrato contiene una tabla de porcentajes de participación de YPFB en las ganancias a distribuir, como la que se muestra, a manera de ejemplo, en la siguiente figura:

FIGURA Nº 4. Ejemplo Tabla de Distribución de Ganancias – Anexo F Contratos de Operación

MPC/ Día	Desde 0	Desde 0,22	Desde 0,44	Desde 0,66	Desde 0,88	Desde 1,1	Desde 1,32	Desde 1,54	Desde 1,76	Desde 1,98
Desde 0	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%	96%
Desde 247.000	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%	96%
Desde 318.000	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%	96%
Desde 388.000	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%	96%
Desde 459.000	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%	96%
Desde 530.000	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%
Desde 600.000	8%	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%
Desde 671.000	6%	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%
Desde 742.000	4%	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%
Desde 812.000	2%	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%

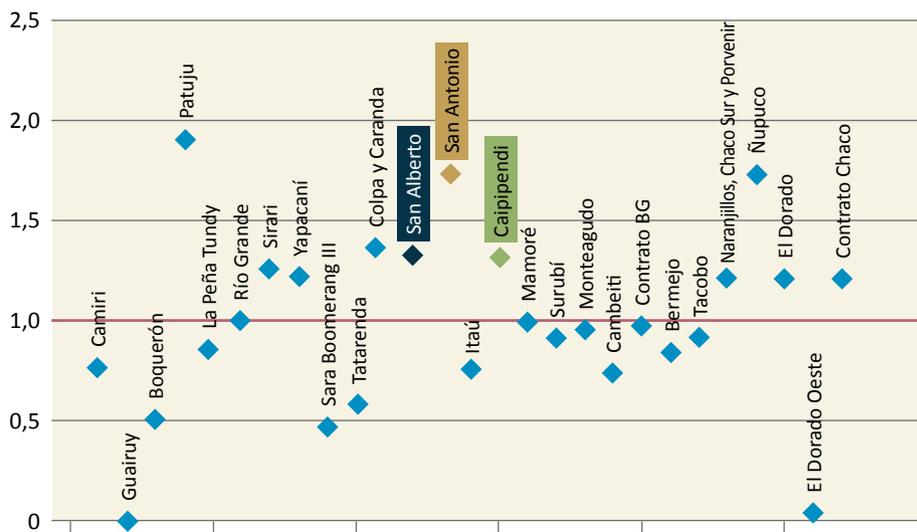
Los porcentajes de participación de YPFB en las ganancias a distribuir varían de un contrato a otro, según las proyecciones para cada contrato; y dependen de dos variables: la producción promedio diaria que el o

los campos del contrato hubiesen registrado en un mes determinado; y el índice B4, que, desde una concepción simplificada, consiste en medir la recuperación de las inversiones efectuadas por el Titular, sumadas a las ganancias que obtienen mensualmente por el **contrato de operación**.

Tanto el promedio diario de producción como el índice B registran variación de un mes a otro, por lo que son calculados mensualmente por YPF; en consecuencia, el porcentaje de participación de la estatal petrolera en las ganancias de cada contrato también varía de un mes a otro.

Si bien se destaca que por primera vez en 10 años de vigencia de los **contratos de operación** suscritos en octubre de 2006 YPF haya publicado el índice B a junio de ese año para cada uno de los contratos, como lo establece la Ley Nº 3740 de agosto de 2007, también se menciona que no se cuenta con información desagregada para cada periodo (aspecto que permitiría analizar su comportamiento). La siguiente gráfica muestra el indicador para cada contrato.

GRÁFICA Nº 2 Índice B por Contrato de Operación



Fuente: Información Financiera Contratos Petroleros, YPF 2016

En el gráfico anterior se han resaltado los índices B de los contratos de los campos San Alberto, San Antonio (Sábalo) y Caipipendi (Margarita–Huacaya) debido a que estos contratos aportan cerca de 71% de la producción. En los tres casos se aprecia que el valor de este índice es superior a uno, por lo que –observando la forma en que se calcula este índice, descrita en el pie de página anterior– se permite afirmar que las empresas petroleras titulares de dichos contratos están recuperando la mayor parte de las inversiones realizadas hasta junio de 2016. En contraposición, se observa que en contratos como El Dorado Este, posiblemente, se continúe realizando importantes inversiones y las amortizaciones recién han iniciado, por lo que el índice B es todavía menor a uno.

$$4 \quad B_t = \left[\frac{DA_0 + \sum_{i=1}^{t-1} D_i + \sum_{i=1}^{t-1} GDT_i}{IA_0 + \sum_{i=1}^{t-1} I_i + \sum_{i=1}^{t-1} IMP_i} \right]$$

Dónde:

DA_0 = Depreciación contable acumulada hasta el Mes $t=0$. (monto definido en el Anexo G)

D_i = Depreciación de las inversiones calculada en el Mes “i”

GDT_i = Ganancia del Titular

IA_0 = Inversiones en exploración y desarrollo acumuladas hasta el Mes $t=0$. (monto definido en el Anexo G)

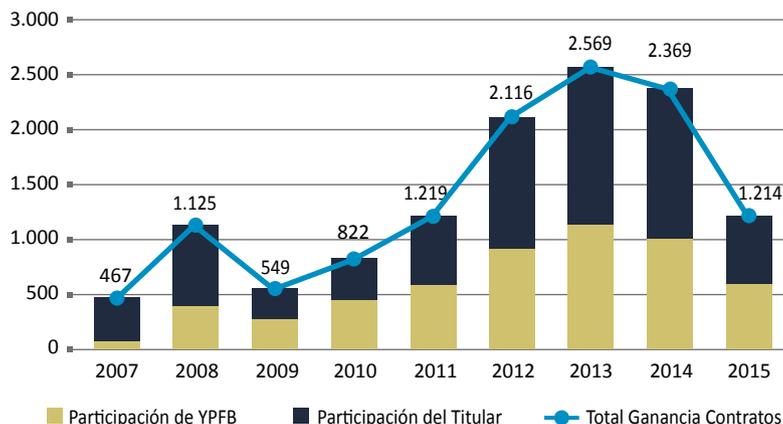
IMP_i = Impuestos efectivamente pagados en el Mes “i” por las Empresas Participantes a efectos de este Contrato, excepto IVA y aquellos que hayan sido reconocidos como costos recuperables.

I_i = Inversión efectuada en el Mes “i”.

i = Número progresivo de Mes, de manera que $i=1$ corresponde al Mes en que se ubica la fecha efectiva.

De acuerdo a información publicada por YPF, la distribución de las ganancias obtenidas de los **contratos de operación** es la siguiente:

GRÁFICA Nº 3. Ganancia a distribuir en los Contratos de Operación
En millones de dólares

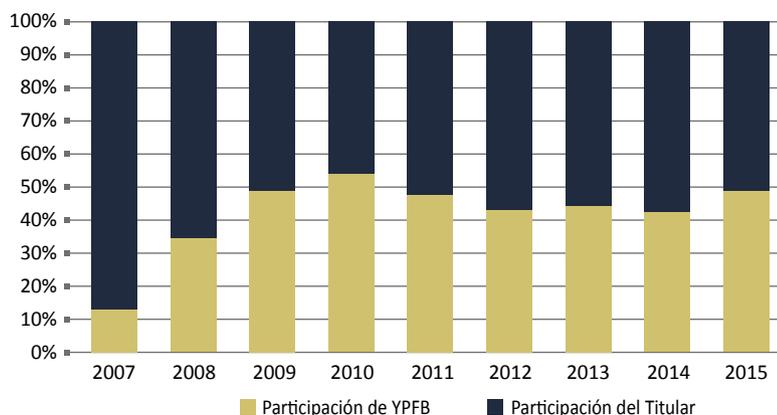


FUENTE: Información Financiera Contratos Petroleros, YPFB 2016

Como se aprecia en los cuadros anteriores, la ganancia de los **contratos de operación** ha ido en subida, impulsada principalmente por el incremento de precios de exportación de gas natural que permitió a YPFB contar con mayores ingresos por la comercialización de hidrocarburos. Pero por el mismo efecto de la contracción en los precios de exportación a raíz de la caída del precio internacional del petróleo, el año 2015 se observó una importante reducción en las ganancias de los **contratos de operación**.

Lamentablemente, la información proporcionada por YPF, tanto para costos recuperables como para la ganancia a distribuir, no se encuentra desagregada por **contrato de operación** ni por campo, como lo establece la Ley Nº 3740 de agosto de 2007. Sin embargo, por la importancia de la producción de los megacampos (San Alberto, Sábalo y Margarita-Huacaya) es posible que cerca de 85% de estas ganancias provenga de los **contratos de operación** para dichos campos; en todo caso, resulta importante conocer el comportamiento de los demás campos a fin de establecer la rentabilidad de los mismos y la participación estatal en la renta petrolera por campo.

GRÁFICA Nº 4. Composición de la ganancia a distribuir en los Contratos de Operación



Fuente: Elaboración propia con base en Información Financiera Contratos Petroleros, YPFB 2016

Por otra parte, en relación a los datos agregados de la distribución de las ganancias en los **contratos de operación**, en la gráfica anterior se observa que solamente en la gestión 2010 la participación de YPFB en las ganancias a distribuir fue mayor a 50%, en el resto de los años la mayor tajada se llevaron las empresas petroleras. Esto posiblemente

puede explicarse por el incremento en la producción de los megacampos, pues, como se observó en la Figura N° 4, cuando se incrementa esta variable disminuye el porcentaje de participación de YPFB en las ganancias.

Lo expuesto hasta acá describe la forma en que se distribuyen las ganancias generadas por los **contratos de operación** que, como se ha visto, dependen de variables como la producción promedio diaria, el precio y la rentabilidad de cada contrato.

Sin embargo, en los **contratos de servicios** para exploración y explotación de hidrocarburos para las 99 áreas reservadas a favor de YPFB que el Estado viene suscribiendo desde la aprobación de la nueva Constitución, se considera otro mecanismo para las empresas que no son parte de la corporación YPFB. En estos nuevos contratos, la empresa petrolera que los suscribe asume la actividad exploratoria a su exclusiva cuenta y riesgo; en caso de registrar un descubrimiento exitoso de hidrocarburos, y una vez que cuente con la declaratoria de comercialidad de YPFB, la empresa petrolera está obligada a conformar una SAM con YPFB para la fase de explotación y producción, como se ha explicado ampliamente en anteriores publicaciones de Fundación Jubileo⁵.

En el marco de lo establecido en el Código de Comercio, cada una de las empresas socias de la SAM, en este caso la empresa petrolera y YPFB, deben realizar su aporte de capital en proporción de su participación accionaria; considerando que de acuerdo al artículo 363 de la Constitución la participación de YPFB en cualquier sociedad debe ser de al menos 51%, el aporte de la estatal petrolera debe ser en esa proporción. De igual manera, en caso de existir utilidades para estas empresas SAM, las mismas son distribuidas entre los socios de acuerdo a su participación accionaria; por lo que en este tipo de contratos no existe una tabla de porcentajes o mecanismos para distribuir utilidades entre YPFB y las empresas petroleras.

Sin embargo, a fin de garantizar el cumplimiento del artículo 362 de la Constitución que establece que los **contratos de servicios** que suscriba YPFB no podrán significar en ningún caso pérdidas para la estatal petrolera, algunos de los **contratos de servicios** nuevos han incorporado una cláusula que considera una participación directa a favor de YPFB, como se muestra a continuación.

CUADRO N° 1. Áreas reservadas a favor de YPFB con Contratos de Servicios suscritos y protocolizados

Área reservada	Partes del contrato	Departamento	Participación directa de YPFB
1 Azero	Exploración: Gazprom Exploración y Producción SL y Total E&P Bolivie. Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), Gazprom Exploración y Producción SL (22,5%) y Total E&P Bolivie (22,5%)	Chuquisaca y Santa Cruz	Exploración: 500.000 \$us/año Explotación: 1.000.000 \$us/año
2 Huacareta	Exploración: British Gas Bolivia (BG Bolivia) Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), BG Bolivia (45%)	Chuquisaca y Tarija	Exploración: 500.001 \$us/año Explotación: 1.000.001 \$us/año
3 Sanandita	Exploración: Eastern Petroleum & Gas SA Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (60%), Eastern Petroleum & Gas S.A. (40%)	Tarija	Porcentaje a ser definido en relación a costos de administración
4 Cedro	Exploración: Petrobras Bolivia Explotación: Sociedad Anónima Mixta (SAM) constituida por YPFB (55%), Petrobras Bolivia (40%)	Santa Cruz	Exploración: 500.100 \$us/año Explotación: 1.000.100 \$us/año
5 Isarsama		Cochabamba	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
6 San Miguel	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Cochabamba	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
7 El Dorado Oeste		Santa Cruz	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
8 Carohuaicho 8 D	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Santa Cruz y Chuquisaca	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
9 Carohuaicho 8 A	Exploración y Explotación: YPFB Chaco (100%)	Santa Cruz	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables

5 <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/cartillas/item/343-contratos-petroleros-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos-en-bolivia.html>
<http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/300-contratos-de-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos.html>

Área reservada	Partes del contrato	Departamento	Participación directa de YPFB
10 Carohuaicho 8 B	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
11 Carohuaicho 8 C	YPFB Andina (50%) y YPFB Chaco (50%)	Santa Cruz	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables
12 Oriental	Exploración y Explotación: YPFB Andina (100%)	Santa Cruz	Tipo de contrato de operación , anexo tabla de porcentajes variables

Dicha participación en la fase de exploración es pagada a YPFB por la empresa petrolera que suscribió el contrato, en caso de pasar a la siguiente fase de explotación la SAM deberá pagar la participación directa pactada en el contrato a YPFB como representante del Estado en la suscripción del mismo. Es curioso que en el caso de las empresas YPFB Chaco y YPFB Andina se haya mantenido la figura de tablas con porcentajes variables, similares a las consideradas en los **contratos de operación** del año 2006; sin embargo, en aquellos contratos suscritos con empresas privadas se ha establecido un monto fijo por etapa.

Resulta importante mencionar que la obligatoriedad de asociación con YPFB en caso de un descubrimiento comercial posiblemente no resulte del todo atractivo para las empresas petroleras, puesto que toda asociación requiere de confianza mutua sobre capacidades técnicas, financieras e institucionales que se construyen en el tiempo y no mediante una imposición legal; por lo que posiblemente este aspecto deberá ser debatido en la nueva ley de hidrocarburos como un obstáculo a la inversión en las 99 áreas reservadas para exploración y explotación.



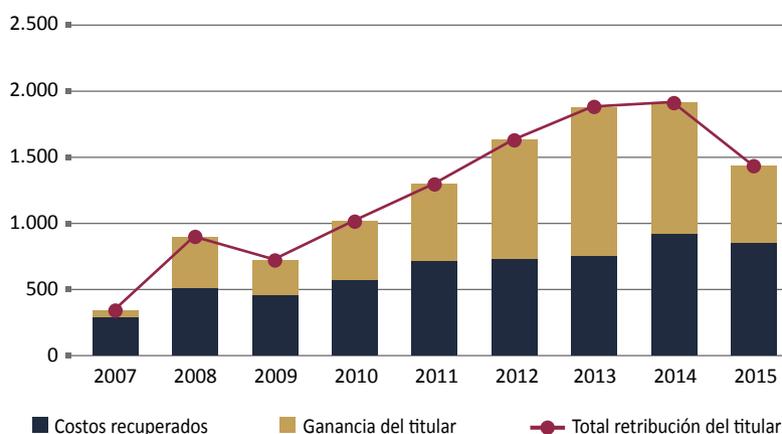
4. RETRIBUCIÓN DEL TITULAR

Conforme se encuentra establecido en la Constitución Política del Estado, el pueblo boliviano es el dueño de los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren, y es el Estado quien, en representación de los bolivianos, ejerce la propiedad de los hidrocarburos producidos mediante su brazo operativo que es la empresa petrolera nacional YPFB.

Asimismo, la Constitución establece que YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, y puede hacerlo por sí misma o mediante la suscripción de contratos de prestación de servicios con empresas nacionales o extranjeras, públicas o privadas, para que a su nombre y representación realicen ciertas actividades de la cadena productiva, a cambio de recibir una retribución o pago por sus servicios.

En este marco legal, que básicamente constitucionaliza las políticas establecidas en el Decreto Supremo N° 28701, los **contratos de operación** suscritos entre YPFB y las empresas petroleras establecen que la retribución del titular (empresas petroleras que suscribieron los contratos) estará compuesta por costos recuperados y ganancia del titular.

GRÁFICA N° 6. Retribución del titular de los Contratos de Operación
En millones de dólares



Fuente: Información Financiera Contratos Petroleros, YPFB 2016

Del cuadro anterior se observa que desde la firma de los **contratos de operación**, las empresas petroleras, incluyendo a las nacionalizadas YPFB Chaco y YPFB Andina, recibieron 11.117 millones de dólares por concepto de retribución del titular o pago por sus servicios; de este monto, en promedio, 56% corresponde a costos recuperados y el restante 44% a ganancias.

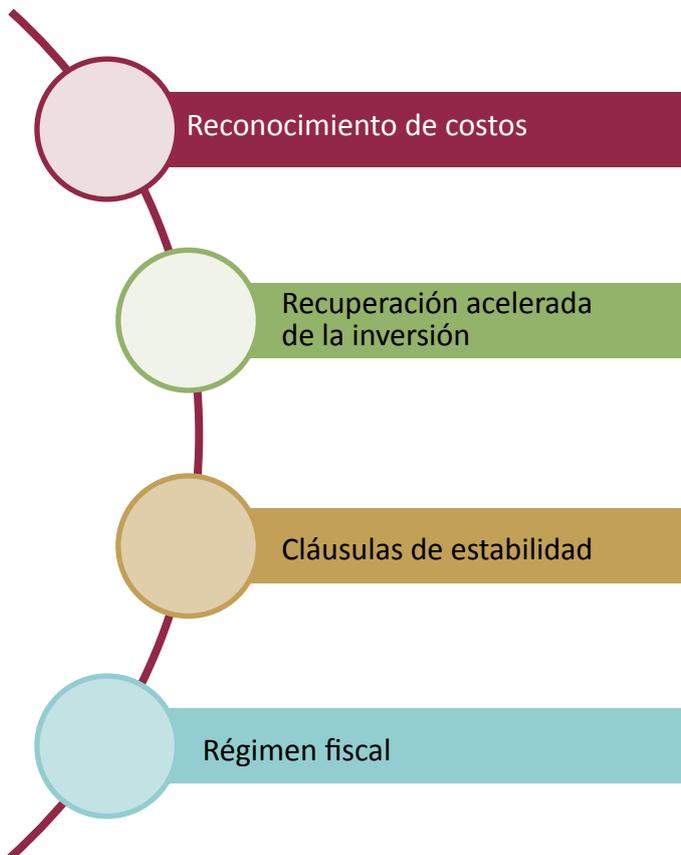
Por otra parte, de acuerdo con datos proporcionados por YPFB en el documento “Información Financiera Contratos Petroleros”, los 11.117 millones de dólares pagados a las empresas petroleras por concepto de retribución, representan, en promedio, 29% de los ingresos obtenidos por YPFB por la venta de hidrocarburos; es decir que el Estado se queda, en promedio, con 71% de los ingresos; aunque el año 2015 la relación fue de 34% a favor de las empresas y 66% a favor del Estado.

5. PROPUESTAS PARA CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

Uno de los principales desafíos para los gobiernos de países interesados en atraer inversión extranjera es el diseño de políticas orientadas a disminuir la percepción de riesgo que los inversionistas puedan tener, y de esa forma reducir la tasa de retorno que requieren para realizar la inversión. Para ello se suelen elaborar marcos normativos con contenidos fiscales, tributarios o financieros, entre otros, que permitan mejorar la percepción de país.

En el caso del sector extractivo, esto supone también la búsqueda de un equilibrio entre una alta tasa de retorno buscada por las empresas inversionistas y una mayor renta estatal que es el objetivo de los gobiernos, por lo que estas condiciones son generalmente sujetas a largos procesos de negociación hasta alcanzar un acuerdo.

Entre los mecanismos utilizados en los contratos por países petroleros para atraer la inversión extranjera existe un abanico de opciones, y si bien no existe el mecanismo ideal, hay algunas opciones que merecen ser consideradas:



5.1. Reconocimiento de costos

En el caso de Bolivia, ya se cuenta con contratos petroleros que incluyen este tipo de mecanismos, concretamente en los de operación, suscritos el año 2006, como resultado de la nacionalización de los hidrocarburos.

Entre las ventajas del reconocimiento de costos figuran:

- El Estado tiene conocimiento de los costos incurridos
- El Estado puede definir el tipo de costos a ser reconocidos (en el caso de Bolivia, éstos están detallados en el Anexo D de los contratos)
- Es un mecanismo de financiamiento de nuevos activos y tecnología
- Requieren de mecanismos de transparencia en la remuneración de costos
- Puede ser un incentivo a minimizar sus costos para alcanzar mayor rentabilidad

Entre las desventajas del reconocimiento de costos figuran:

- Desarrollo de sistemas costosos para monitoreo y fiscalización de costos
- Riesgo de “gold plating”, término que hace referencia a una mala práctica consistente en ampliar la funcionalidad de un producto o servicio, sin un motivo claro desde el punto de vista metodológico y de gestión
- Las empresas pueden verse motivadas a inflar sus costos mediante precios de transferencia con sus subsidiarias en el mundo
- Puede ser un incentivo a minimizar sus costos para alcanzar mayor rentabilidad

En el caso de Bolivia, YPF debe generar mecanismos de control transparentes y eficientes a fin de subsanar las posibles desventajas que puedan existir. En apego a la Constitución, una opción recomendable sería que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) sea la encargada de la fiscalización y control de los costos recuperables.

5.2. Recuperación acelerada de costos de inversión

Uno de los incentivos a los que se recurre frecuentemente al diseñar un contrato petrolero radica en la recuperación acelerada de costos de inversión. Esto supone que las empresas buscan recuperar su inversión de la manera más rápida a fin de tener una rentabilidad mayor en menor tiempo.

Generalmente se emplean dos tipos de depreciación de activos para permitirle a la empresa petrolera recuperar sus inversiones:

Línea Recta

En este método de depreciación se supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, lo que no siempre se ajusta a la realidad, porque hay activos que en la medida en que se desgastan el deterioro es mayor, por lo que no se puede considerar un factor constante. La depreciación en línea recta supone una depreciación constante, una alícuota periódica de depreciación invariable.

En el caso de nuestro país, el Anexo D de los contratos de operación suscritos el 2006 establece que las empresas petroleras pueden depreciar las inversiones en pozos, líneas, plantas y ductos de acuerdo con el siguiente detalle:

- | | |
|-----------------------------|---------|
| a) Pozos petroleros | 5 años |
| b) Líneas de recolección | 5 años |
| c) Plantas de procesamiento | 8 años |
| d) Ductos | 10 años |

En este caso, la definición de la cantidad de años, además de guardar una lógica técnica con el tipo de activo, permite a la empresa petrolera recuperar de forma acelerada o lenta la inversión realizada.

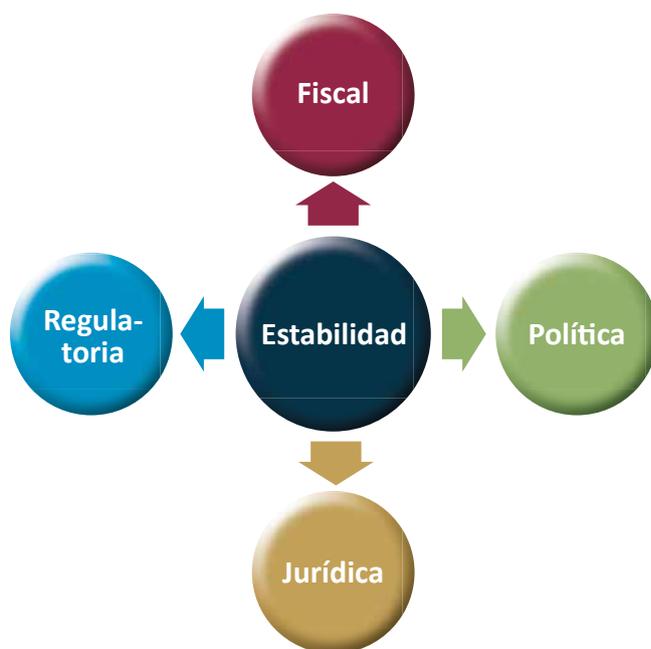
Unidades de Producción

De acuerdo con la Norma Contable Nº 9, aprobada por el Colegio de Auditores de Bolivia en 1995, bajo este método, el monto de amortización y depreciación para un periodo determinado se establece al dividir un conjunto de costos (costos no amortizados de exploración, desarrollo y producción) entre un conjunto de **reservas** (probada a fin del año, más la producción del año), multiplicando el resultado por la producción del año.

5.3. Cláusulas de estabilidad

Inicialmente, las cláusulas de estabilidad fueron diseñadas en los años '70 para "congelar" los términos del contrato a la "fecha efectiva" del mismo, a fin de que las empresas puedan estar resguardadas de cambios contractuales por inestabilidad política en los países anfitriones, generalmente incluyendo penalidades para el Estado anfitrión en caso de violación de las mismas.

En este sentido, las cláusulas de estabilidad están enfocadas principalmente a 4 aspectos:



Como es de suponerse, hay una dificultad política significativa sobre la "congelación" de las condiciones, sobre todo cuando un nuevo gobierno asume el poder y sustituye al que estuvo de acuerdo en los términos iniciales del contrato.

Sin embargo, las cláusulas de "congelación" están siendo lentamente reemplazadas por cláusulas de "equilibrio", que se desarrolló en el reconocimiento del derecho soberano de los gobiernos para hacer cambios. Las cláusulas de equilibrio, complementarias a las de estabilidad, ofrecen a las compañías petroleras un equilibrio económico, porque si algún aspecto jurídico es modificado y tiene un impacto negativo en la compañía petrolera, la cláusula establece que otro cambio será realizado ya sea por la empresa petrolera nacional o Ministerio de Hidrocarburos del país en cuestión para que la empresa petrolera pueda volver al equilibrio económico inicial (a donde estaban antes del cambio).

5.4. Diseño del Régimen Fiscal

El régimen fiscal incide directamente en la economía del proyecto que se espera desarrollar. Ente los mecanismos diseñados para promover un régimen fiscal flexible destacan:

<p>REGALÍAS CON ALÍCUOTA VARIABLE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regalías con alícuota variable • Alícuota base para todos los campos • Incremento vinculado a precios • Aplicable a ingresos brutos • Aplicable sobre la producción fiscalizada 	<p>REGALÍAS CON ALÍCUOTA VARIABLE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regalías con escalas móviles • Alícuota base por tipo de campo • Incremento vinculado a producción • Aplicable sobre producción fiscalizada • Aplicable
<p>REGALÍAS CON ALÍCUOTA VARIABLE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impuesto sobre Utilidades con alícuota variable. • Alícuota base para todos los campos. • Incremento vinculado a margen de utilidad • Aplicable sobre utilidad neta imponible 	<p>REGALÍAS CON ALÍCUOTA VARIABLE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impuesto sobre utilidades en base a tasa de retorno • Alícuota vinculada a tasa de retorno después de impuestos • Aplicable sobre flujo de caja después de impuestos

Si bien este tipo de mecanismos buscan promover un régimen fiscal flexible que atrae inversiones, requieren, en gran medida, de una alta capacidad administrativa y técnica para un adecuado seguimiento y monitoreo.

Para elegir el tipo de mecanismo a implementar, el país anfitrión deberá analizar la razonabilidad de su sistema de regalías para el sector hidrocarburífero, adicionalmente de la capacidad administrativa que pueda tener el aparato estatal para controlar los mecanismos de incentivo citados anteriormente.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Resulta destacable que YPFB retome el cumplimiento a lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 3740 sobre la **publicación de información relativa a los contratos de operación**, si bien aún la mayor parte de la información está agregada a nivel de operador, es expectable que a futuro la estatal petrolera continúe publicando esa información.
- Resulta altamente importante **profundizar las prácticas de transparencia y acceso oportuno a la información** relativa a la gestión del sector hidrocarburos, porque la ausencia de estos mecanismos genera dudas y susceptibilidad en la población sobre posibles hechos de corrupción. En la actualidad, existe una variedad de tecnologías que facilitan la transparencia y acceso a la información mediante páginas web que pueden ayudar a YPFB a garantizar la difusión de esta información a la población boliviana que, de acuerdo con la Constitución, es la propietaria del recurso hidrocarburífero.
- Resulta necesario crear espacios de **debate y diálogo entre el nivel central de Gobierno** –que es el que define las políticas hidrocarburíferas– **y los niveles subnacionales de los departamentos**, ya sean éstos productores o que cuenten con áreas de exploración, con el fin de generar consensos en términos de ordenamiento territorial, planificación departamental y recoger sugerencias para una mejor gestión de las actividades de exploración y explotación, con apoyo de las mismas regiones.
- El reconocimiento de **costos recuperables, el pago de costos recuperados y la distribución de ganancias** entre las empresas petroleras y YPFB deben ser informados periódicamente; pero desagregados a nivel de contrato, a fin de que los departamentos productores cuenten con mayor información que permitan un control integral de la explotación de los recursos naturales que se encuentran en su territorio.
- Se debe debatir el contenido de los contratos petroleros, tanto los de operación como los de servicios, para incorporar **legislación sobre desarrollo económico local** en el departamento donde se ubica la operación petrolera. Este debate debe incorporar a asambleas legislativas departamentales y secretarías de hidrocarburos de las distintas gobernaciones.
- Resulta también urgente y necesario discutir, de manera amplia y democrática con la población, dónde se realiza la exploración de hidrocarburos, con qué empresas se la realiza, bajo qué criterios se las selecciona, cuánto dinero se les paga y por qué conceptos; y por supuesto en qué se están invirtiendo los ingresos por la renta petrolera y si esas inversiones y gastos tienen criterios de transparencia y **sostenibilidad en el tiempo**. Estos aspectos deben debatirse en detalle, proyecto a proyecto, en cada uno de los departamentos del país.



www.jubileobolivia.org.bo



Fundación Jubileo



@jubileoBolivia