



CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS: America del Sur - 2009

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organização Latino-Americana de Energia
Organisation Latino-américaine d'Énergie

olade

**CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS:**
América del Sur - 2009

Febrero, 2010

Este documento fue preparado bajo la dirección de:

Carlos Arturo Flórez Piedrahita,
Secretario Ejecutivo de la
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Néstor D. Luna González
Director de Planificación y Proyectos

El autor de este documento es:

Mauricio Medinaceli Monrroy
Coordinador de Hidrocarburos de OLADE

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

Índice

Acrónimos	7
1. Introducción.....	9
2. Algunos conceptos	8
2.1 Participación Estatal en el Upstream.....	11
2.2 Regalías e Impuestos.....	12
2.2.1 Regalías	12
2.2.2 Impuesto a la Producción	13
2.2.3 Impuesto a las Ventas	13
2.2.4 Impuesto sobre las Utilidades.....	13
2.2.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias	14
2.2.6 Escalas Variables y el Factor “R”	14
2.3 Participación Contractual en el Upstream	15
2.4 Riesgo en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos	18
2.4.1 Riesgo Exploratorio	19
2.4.2 Riesgo de Producción	20
2.4.3 Riesgo de Precios.....	21
3. Argentina	23
3.1 Características principales	23
3.2 Sistema tributario	24
4. Bolivia	26
4.1 Características Generales	26
4.2 Sistema Tributario.....	27
5. Brasil.....	28
5.1 Características Generales	28
5.2 Sistema Tributario.....	29
6. Chile.....	30
6.1 Características Generales	30
6.2 Sistema Tributario.....	32
7. Colombia	33
7.1 Características Generales	34
7.2 Sistema Tributario.....	35
8. Perú	38
8.1 Características Generales	38
8.2 Sistema Tributario.....	39
9. Venezuela	42
9.1 Características Generales	42
9.2 Sistema Tributario.....	43
10. Conclusiones	45
Bibliografía	47
Anexo 1: Participación Especial – Brasil	48

Índice de tablas

Tabla 1: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base.....	16
Tabla 2: Contrato “Regalías/Impuestos” – Costos Elevados.....	16
Tabla 3: Contrato “Regalías/Impuestos” – Impuesto a la Producción	17
Tabla 4: Contrato de Operación	17
Tabla 5: Contrato de Producción Compartida	18
Tabla 6: Valores de S – Derecho precios altos en Colombia	36

Índice de Figuras

Figura 1: Clasificación de Contratos Petroleros	9
Figura 2: Riesgo de Inversión.....	20
Figura 3: Riesgo de Producción.....	20
Figura 4: Riesgo de Precios	21
Figura 5: Regalía Escalonada - Colombia	36
Figura 6: Regalía en función a la escala de producción - Perú	40

ACRÓNIMOS

ANH =	Agencia Nacional de Hidrocarburos – Colombia.
ANP =	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, institución reguladora del sector hidrocarburos en Brasil.
CAPEX =	Gastos de capital
CEM =	Contratos de Empresas Mixtas – Venezuela
CEO =	Contratos Especiales de Operación - Chile
LEEG =	Licencias para la Exploración y Explotación de Gas no asociado - Venezuela.
E&E =	Exploración y explotación
ENAP =	Empresa Nacional del Petróleo - Chile
ENARSA =	Energía Argentina S.A. – Empresa Estatal Argentina
MBPDC =	Miles de Barriles por Día Calendario - Perú
OPEX =	Gastos de operación
PE =	Participación Estatal, los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto al beneficio de la operación.
PET =	Participación Estatal Tradicional (PET), los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto a los ingresos brutos de la operación. El ingreso bruto es aquella cantidad de dinero recibida en la Boca de Pozo del campo.
PC =	Participación de la Compañía (PC), haciendo uso de la primera definición, se define con este concepto a los recursos monetarios con los que se queda la compañía privada respecto a los beneficios, es decir, una vez deducidos los costos de operación, de inversión y la PE.
PCT =	Participación de la Compañía Tradicional (PCT), serán los recursos monetarios disponibles para la compañía respecto a los ingresos brutos
UTE =	Unidad de Trabajo de Exploración - Bolivia
YPFB =	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, empresa estatal de hidrocarburos en Bolivia.

1. INTRODUCCIÓN

Tal vez uno de los elementos centrales en el *upstream* petrolero es el diseño de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos. La razón es clara, un contrato petrolero define la relación entre el Estado y el operador del campo en variables “clave” dentro la operación de un campo de interés hidrocarburífero, ellas son: 1) división de la renta petrolera; 2) división del riesgo exploratorio; 3) división del riesgo de producción y precios y; 4) cuidado técnico del campo hidrocarburífero. Todas ellas se relacionan, de una forma casi directa, con la propiedad del recurso, puesto que la definición de precios, mercados y volúmenes,¹ también afecta a estas variables.

Dentro un contrato en el *upstream* petrolero/gasífero se expresan negociaciones y acuerdos entre el Estado y los operadores (públicos y/o privados) en torno al manejo de un recurso natural (generalmente no renovable) que es de propiedad de la Nación. Generalmente estos contratos contienen el detalle de derechos, deberes y obligaciones entre el Estado y los operadores del campo y la celebración de éstos se realiza a través de alguna representación pública. Usualmente son refrendados por el Congreso y cuando sólo son aprobados por el Poder Ejecutivo, el Congreso se limita a aprobar un “modelo” de contrato.

El presente trabajo tiene por objetivo revisar los contratos de exploración y explotación vigentes en algunos países de América del Sur. Para ello el coordinador de hidrocarburos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) tuvo entrevistas con representantes de los Gobiernos y empresas estatales de los países involucrados, durante los meses de julio y agosto del año 2009. En ellas, se logró el acceso a información sobre los detalles del tipo de contratos utilizados en las etapas de exploración y explotación, además del sistema tributario aplicado a éstos.

En general la modalidad de contratos analizados pueden agruparse en tres: 1) contratos de producción compartida, donde se le permite al operador del campo recuperar sus costos de operación (opex) y de capital (capex) antes de la división de ingresos con el Estado; 2) contratos de servicios, donde el operador del campo recibe un monto de recursos, generalmente como porcentaje del ingreso bruto, para cubrir sus opex, capex y aún así obtener una ganancia razonable y; 3) contratos de “impuestos/regalías” donde el operador del campo tiene una principal (no única) obligación con el Estado, que es el pago de impuestos y regalías.

Este trabajo contiene las sugerencias e información proporcionadas por:

- Argentina: Alberto Fiandesio, Subsecretaría de Combustibles, Ministerio de Planificación Federal
- Brasil: Eduardo Assumpção, Superintendencia de Promoción de Licitaciones, ANP; Ney Mauricio Carneiro da Cunha, Superintendente adjunto de Planeamiento

¹ Variables que determinan la propiedad del recurso.

e Investigación, ANP; Josie Quintella, Especialista en Regulación de la Superintendencia de Promoción de Licitaciones, ANP; Luciana Palmeira Braga, Superintendencia de Promoción de Licitaciones, ANP; André Regra, Especialista en Regulación de la Superintendencia de Control de las Participaciones Gubernamentales, ANP;

- Chile: José Antonio Ruiz, Jefe del Área de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía; Marcelo Mardones Osorio, Abogado de la División Jurídica del Ministerio de Minería; Jesús Figueroa, Jefe de la Unidad de Geotermia y CEOPs del Ministerio de Minería.
- Colombia: Camilo Vela, ECOPETROL.
- Perú: Pedro Arce, Gerente de Planteamiento y Presupuesto, Carlos Barragán, Coordinador Informático Senior y María Luisa Beraún, Economista Senior, Planeamiento y Presupuesto, PERUPETRO.
- Venezuela: Inti Garzón, Director General de Regalías y Precios de Exportación; Johanna Marín, Gerencia de Nuevos Negocios CVP; María Auxiliadora Eman, Consultoría Jurídica CVP, del Ministerio de del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

Así como de los colegas de OLADE, quienes revisaron varias versiones preliminares de este documento.

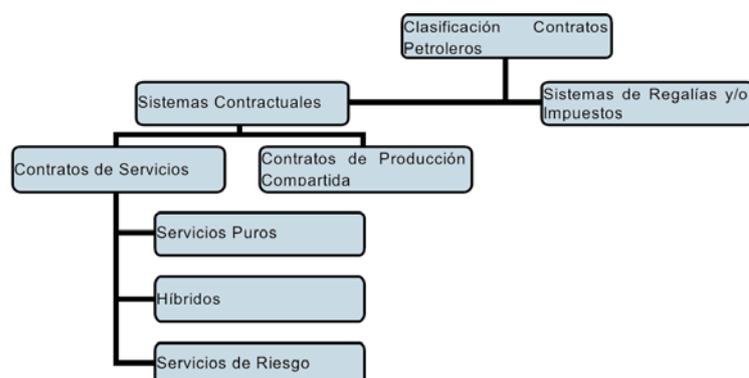
El autor agradece profundamente la colaboración desinteresada y abierta de las personas señaladas así como de las personas que colaboraron en la coordinación de las reuniones, donde destaca el Sr. César Mercado. Los aciertos que pueda tener este trabajo son resultado de los comentarios, debates y charlas con las personas mencionadas anteriormente. Por el contrario, los errores u omisiones, son responsabilidad completa del autor.

2. ALGUNOS CONCEPTOS

Puesto que la descripción de los contratos aplicados a la exploración y explotación (E&E) de hidrocarburos asume un determinado conocimiento de sus modalidades (asociado a los sistemas tributarios aplicados), en esta sección se explica de forma muy general, las formas contractuales usuales en el sector de hidrocarburos, de esta forma, los conceptos utilizados posteriormente se espera no sean ajenos al lector.²

Siguiendo a Johnston & Johnston (2002) y Johnston (2003) la Figura 1 presenta el resumen, realizado por estos autores, de las formas contractuales generalmente utilizadas en el mundo. Por supuesto, no todas ellas son iguales, dado que dependen de las condiciones de cada país, sin embargo esta forma de agrupación es bastante útil. De hecho, esta agrupación también puede encontrarse en Mian (2002), Slavin (2007), Gallun et al. (2001) y Newendorp & Schuyler (2000).

Figura 1: Clasificación de Contratos Petroleros



La primera distinción, entre Sistemas Contractuales y Sistemas de Regalías e Impuestos,³ tiene que ver con la propiedad del recurso, propiedad entendida como la capacidad de definir los precios, volúmenes y mercados para la producción; por ello muchas veces la propiedad del hidrocarburo está directamente relacionada con la comercialización de éste. En los Sistemas Contractuales la propiedad pertenece, generalmente, al Estado; por su parte, en los contratos basados en Regalías e Impuestos la propiedad la asume la compañía que aporta con el capital de riesgo, en estos casos la participación del Estado se limita al cobro de regalías y/o impuestos.

En los Sistemas Contractuales el primer rasgo característico es la retribución a la compañía privada. En el caso de los Contratos de Servicios dicha retribución es generalmente en dinero; mientras que en los contratos de Producción Compartida ella muchas veces es en especie. Esta distinción es importante toda vez que si la retribución es en especie, la

² La discusión realizada en esta sección tiene como base la realizada en Medinaceli (2007).

³ Muchas veces estos contratos reciben el nombre de "Concesiones".

compañía privada puede comercializar la producción de la manera que vea conveniente. Por otra parte, en los Contratos de Producción Compartida muchas veces se le permite al operador del campo, recuperar sus opex y capex, antes de aplicar la participación del Estado.

Los Contratos de Servicios pueden dividirse entre tres categorías: 1) los Contratos de Servicios Puros; 2) los Contratos Híbridos y; 3) los Contratos de Servicios de Riesgo. En los contratos de Servicios Puros el Estado otorga a la compañía privada un porcentaje fijo de los ingresos (medidos en Boca de Pozo); con este porcentaje la compañía debería cubrir los costos incurridos, ya sea de operación o inversión, en la operación del campo. En los contratos de Servicios de Riesgo la retribución a la compañía se realiza sobre el beneficio de la operación; finalmente en los contratos de servicios híbridos, se encuentran mezclas de los dos mencionados anteriormente.

Cuando se estudia la naturaleza de un contrato es importante definir claramente quién asume el riesgo de la operación. En algunos casos es el Estado quien lo hace y simplemente contrata a compañías de servicios que se limitan a realizar determinadas operaciones, por ejemplo: perforación de pozos, mantenimiento, etc. Por tanto, en caso de descubrirse un pozo “seco” es el Estado quien pierde dinero, ya que no puede evitar el pago a la compañía de servicios. En otras situaciones, es la compañía quien asume el riesgo de la operación, por ejemplo, cuando firma un contrato donde el Estado sólo participa ante un descubrimiento comercial, la pérdida por pozos secos recae sobre la compañía.

¿Quién debe asumir el riesgo? Generalmente la respuesta inmediata es: el sector privado, debido a las restricciones presupuestarias que tiene el Estado, dado que debe también financiar actividades del tipo social, por ejemplo, salud y educación. No obstante, muchas veces la inversión privada, sobre todo extranjera, es sujeto de varias objeciones, por ello en estos casos son los Estados quienes asumen el riesgo. Claramente dependerá de la riqueza hidrocarburífera del país y la probabilidad de encontrar un yacimiento comercial; si la probabilidad es elevada, el Estado estará tentado a asumir el riesgo, mientras que en países donde esta probabilidad es baja, se deja que sea el sector privado quien asuma gran parte de los riesgos.

Wright & Gallun (2005) establecen las siguientes características de los Sistemas Contractuales antes mencionados:

Sistemas de Regalías/Impuestos:

- La empresa que desea realizar el emprendimiento debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o cuando comienza la etapa de producción.
- El operador del campo petrolero debe pagar una regalía al Estado.
- El operador del campo petrolero debe cubrir con todos los OPEX y CAPEX de la operación.
- Adicionalmente el operador debe pagar los impuestos y tributos establecidos por ley.

Contratos de Producción Compartida:⁴

- El contratista paga un bono al Estado al momento que se firma el contrato,

⁴ Esta sección se complementó con la el detalle proporcionado en Mian (2002).

adicionalmente existen países donde se deben pagar bonos al momento de explotar el campo.

- El contratista paga regalías al Estado cuando comienza la operación.
- El Estado Nacional retiene la propiedad de las reservas, simplemente asegura al contratista el derecho a explorar, desarrollar y producir las reservas. En este sentido, el Estado tiene el control empresarial de la operación, mientras que el contratista se encarga de las operaciones petroleras.⁵
- El contratista paga todos los costos y riesgos asociados a la exploración y el Estado (generalmente a través de la empresa estatal) se reserva el derecho de asociarse en la etapa de desarrollo y producción del yacimiento.
- El contratista usualmente debe cubrir los costos de entrenamiento de personal local y/o dar dinero para financiar estos conceptos, estos costos pueden recuperarse en el futuro.
- Los costos de operación y, en algunos casos, los costos de exploración y desarrollo, pueden recuperarse a través de porcentajes de la producción. El volumen estimado para cubrir estos costos generalmente se denomina “costo de recuperación”.
- Un monto de la producción, generalmente referida a la producción total deducida aquella para pagar las regalías y costos de recuperación,⁶ se divide entre el contratista y el Estado (empresa estatal). Este *profit split* puede variar desde 5% hasta 60% para el contratista.
- Dado que el contratista no puede disponer de las reservas del hidrocarburo, entonces generalmente está interesado en aquella parte de la reserva que le corresponde luego de la división anotada en el párrafo precedente.
- El contratista también se hace cargo de los impuestos y tributos señalados en la ley, muchas veces, para fines prácticos, se aplican estos impuestos sobre el *profit split*.

Contratos de Servicios:

- Existe el pago de un bono al Estado cuando se firma el contrato.
- Pagos de regalías al Estado cuando se produce el campo.
- Las reservas quedan en propiedad del Estado.
- Todos los costos y riesgos de las etapas de exploración, desarrollo y producción las asume el contratista.
- El contratista recupera los OPEX y CAPEX a través de pagos por sus operaciones.
- El Estado puede participar en la operación junto al contratista.

2.1 PARTICIPACIÓN ESTATAL EN EL USPTREAM

Muchas veces, el término Participación del Estado, ha sido utilizado de forma ambigua según sea el contexto de la discusión. En algunos casos se lo utiliza para medir el total de recursos monetarios que quedan en el Estado respecto a los ingresos brutos en Boca de Pozo;

⁵ Usualmente el contratista debe remitir un Programa de Trabajo Anual al Estado para su aprobación.

⁶ Dado que en muchos casos el petróleo y/o gas natural no es comercializado por el contratista, entonces la determinación de los costos recuperables es vital para el desempeño financiero de la operación. En este sentido, existen varias características que posee esta devolución, algunas de ellas son: 1) muchas veces la recuperación de costos tiene un límite, expresado como % de la producción; 2) los costos de exploración se recuperan al 100%; 3) los costos de operación se recuperan en el porcentaje establecido en el contrato y; 4) dependiendo del país anfitrión, aquellos costos que no fueron recuperados en una gestión pueden o no, acumularse para los siguientes períodos.

mientras que en otros, el mismo término es utilizado para dimensionar estos recursos sobre los beneficios de la operación. Para evitar este tipo de confusiones, en esta sección se definirá claramente qué se entiende por Participación Estatal. En un intento de armonizar estas dos posiciones, a lo largo del texto se utilizarán los siguientes conceptos:

- Participación Estatal (PE), los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto al beneficio de la operación.
- Participación Estatal Tradicional (PET), los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto a los ingresos brutos de la operación. El ingreso bruto es aquella cantidad de dinero recibida en la Boca de Pozo del campo.
- Participación de la Compañía (PC), haciendo uso de la primera definición, se define con este concepto a los recursos monetarios con los que se queda la compañía privada respecto a los beneficios, es decir, una vez deducidos los costos de operación, de inversión y la PE.
- Participación de la Compañía Tradicional (PCT), serán los recursos monetarios disponibles para la compañía respecto a los ingresos brutos.

También es sujeto de amplia ambigüedad el tiempo de medición para estos indicadores; el lector comprenderá que no es lo mismo la PE en los primeros años de operación, cuando la inversión es elevada y por tanto los beneficios pequeños, que en los últimos años, cuando ya se recuperó gran parte de la inversión y por ello los beneficios son elevados. Es útil señalar que, siempre que no se mencione lo contrario, cada vez que se utilicen los términos PE, PET, PC y PCT la referencia se hará a la vida útil total del proyecto, en un afán de equilibrar los años malos (elevada inversión y baja ganancia) con los buenos (inversión recuperada y ganancias elevadas).

A continuación se explicarán los principales mecanismos utilizados por los Estados para apropiarse de parte de la Renta Petrolera y que forman, usualmente, parte integrante de los contratos de E&E.

2.2 REGALÍAS E IMPUESTOS

2.2.1 Regalías

Este concepto fue utilizado generalmente en discusiones menos económicas y más históricas, dado que su origen responde a un pago realizado al rey por concepto de la explotación de un recurso natural. Con el transcurso del tiempo, su definición se refinó y actualmente se acepta a la regalía como la compensación obligatoria en dinero o especie por la explotación de un recurso natural no renovable, pagada al propietario de éste. En Estados Unidos de América, las regalías históricamente se situaron en el orden de 1/8 del ingreso bruto, ahora es usual encontrar regalías de 1/4.⁷

Operativamente la regalía consiste en aplicar un porcentaje específico sobre el volumen o valor de la producción. En el caso del petróleo y gas natural, se aplica sobre la producción o el valor de la misma, medidos en Boca de Pozo. Por ello es un concepto que, dentro de su cálculo, no necesita la contabilización de los costos de operación e inversión realizados.

Ventajas, la principal ventaja, desde el punto de vista del Estado, se deriva de la característica

7 Slavin (2007).

señalada en el párrafo anterior, es decir, su cálculo y cobro es bastante sencillo. Para obtener el total de regalías a pagarse, simplemente se multiplica la alícuota porcentual por la producción o el valor de ventas. Otra ventaja importante es su transparencia, basta con tener certeza del nivel de producción, el precio de venta y el porcentaje, para que cualquier persona pueda realizar el cálculo correspondiente.

Desventajas, siempre desde el punto de vista Estatal, no permite la explotación óptima de todos los recursos no renovables, ya que su cálculo no considera los costos de operación e inversión; cuando se presentan campos con costos muy elevados o condiciones de mercado poco atractivas, aún permanece la obligación regalitaria sobre los ingresos brutos, pudiendo ocasionar que la totalidad de las utilidades (o más) sea destinada a cubrir dicha obligación, ocasionando así que la explotación económica del campo no sea atractiva.

2.2.2 Impuesto a la Producción

A nivel general, se puede definir un impuesto como un tributo determinado por Ley, que se paga siempre en dinero. Dentro de esta categoría existen muchas variantes, en esta sección se estudiará el Impuesto a la Producción.

Generalmente consiste en un porcentaje fijo aplicado sobre el total del volumen producido. De esta forma ni siquiera es necesario conocer el precio de venta del recurso, dado que su cálculo es volumétrico. Desde un punto de vista económico, posee las mismas ventajas y desventajas señaladas para las regalías, dado que su cobro es muy parecido. Sin embargo, se puede añadir una desventaja adicional, ya que no considera el precio de venta, en condiciones de mercado muy desfavorables (precios bajos) la alícuota permanece invariable, agravando más aún la rentabilidad del campo.

2.2.3 Impuesto a las Ventas

Consiste en aplicar un porcentaje sobre el valor bruto de ventas, una vez más, sin considerar los costos de operación e inversión. A diferencia de un impuesto sobre la producción, en este caso sí se toma en cuenta el precio de venta, como criterio para valorizar la producción obtenida. Las ventajas y desventajas de este impuesto son iguales al caso de una regalía.

2.2.4 Impuesto sobre las Utilidades

Este impuesto consiste en aplicar un porcentaje sobre la utilidad de la compañía, es decir, los ingresos menos los costos de operación y capital (inversión). Ampliamente utilizado en países con historia institucional, este impuesto es uno de los preferidos a nivel internacional, dado que permite la explotación eficiente de los campos.

Ventajas, puesto que este impuesto se aplica una vez que la operación comienza a rendir una utilidad positiva, posee la gran ventaja de asegurar la producción óptima de los campos. Es decir, si un campo altamente costoso enfrenta condiciones de mercado poco favorables, el pago de este impuesto, por parte de la compañía privada, es bajo. Por el contrario, en condiciones de mercado altamente favorables y/o campos de bajo costo, el pago de este impuesto será elevado. Esta situación no ocurre en sistemas basados en regalías e

impuestos a la producción o valor, dado que, independientemente de los beneficios que obtenga la compañía, la regalía y estos impuestos necesariamente deben ser pagados.

Una ventaja adicional de este impuesto, en países receptores de capital externo como Bolivia, es que el mismo puede utilizarse como crédito impositivo en aquel país del cual proviene la inversión. Imagine por un momento viene al país una empresa Inglesa y una vez que comienza la etapa productiva, resulta que esta empresa paga, en el país, \$US 10 millones por concepto de Impuesto sobre las Utilidades. Cuando debe pagar el impuesto sobre las utilidades en el país de origen, digamos \$US 50 millones, esta empresa puede utilizar como crédito fiscal los \$US 10 millones pagados en el país, de esta forma sólo paga \$US 40 millones en dicho país de origen.

Desventajas, la mayor crítica que generalmente recibe este impuesto es la poca información que muchas veces existe, por parte de la institución recaudadora, sobre los costos de operación e inversión de las compañías. Este hecho genera mucha susceptibilidad si la compañía está declarando efectivamente toda la utilidad que percibe. En algunos países, este problema fue solucionado parcialmente, introduciendo límites reconocibles a los costos de operación y capital.

Otra desventaja, algo más técnica, es la tasa de depreciación empleada para el cálculo de este impuesto. La depreciación es un instrumento contable que permite “distribuir” la inversión, realizada generalmente al inicio del proyecto, a lo largo de la vida útil del mismo. Muchas voces críticas señalan que el manejo arbitrario del método de depreciación, podría favorecer a las compañías. Afirmación que no es del todo cierta, toda vez que, independientemente del método de depreciación, si se utiliza la tasa de descuento correcta, el pago total por este impuesto debería siempre ser el mismo.

Hasta este momento se describieron los mecanismos usuales respecto a la participación del Estado en la generación de rentas del sector petrolero. A lo largo de los últimos años estos instrumentos fueron modificados de forma tal que permitan esquemas más flexibles en función a las condiciones de mercado, según sea el grado de su desarrollo. Por ello a continuación se presentan algunas de las modificaciones más interesantes encontradas en la literatura económica y experiencia internacional.

2.2.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias

Luego del incremento de los precios internacionales del petróleo en la década de los setenta, los países productores centraron su atención en la captura de las rentas extraordinarias generadas durante ese boom de precios. En este sentido, se establecieron impuestos a las utilidades extraordinarias que venían en la forma de alícuotas incrementales, gravadas sobre la utilidad de la empresa, en función a los precios de venta y en algunas ocasiones, en función a los volúmenes de producción.

2.2.6 Escalas Variables y el Factor “R”

Puesto que las regalías e impuestos a la producción poseen la virtud de ser sencillos y transparentes en su cálculo, pero no son sensibles a las condiciones de mercado que enfrenta la compañía, se diseñaron alícuotas variables en función a determinados

parámetros. De esta forma los porcentajes, tanto de las regalías como de los impuestos a la producción, en algunos países pueden variar de acuerdo a:

- El volumen de producción, generalmente un mayor volumen de producción conlleva una alícuota mayor. En otros sistemas también se utiliza la producción acumulada, por ejemplo, si la producción acumulada del campo alcanza 2 TCF, entonces es posible incrementar la alícuota.
- El precio de venta, a mayor precio de venta se asume que las utilidades de la compañía son mayores y por tanto, es posible incrementar la alícuota.
- En países que tienen yacimientos en el mar, muchas veces la alícuota está en función a la profundidad del lecho del mar, a mayor profundidad menor alícuota.

Uno de los esquemas impositivos que merecen atención es el denominado Factor R, que consiste en incrementar la alícuota de la regalía o impuesto a la producción, en función a un factor R construido de la siguiente manera:

$$R = \frac{B}{C}$$

Donde B es el ingreso neto acumulado y C son los costos totales (operación y capital) acumulados. Entonces cuando $R < 1$ implicaría que no existen ingresos acumulados y, por ello, el proyecto aún no es rentable, en este caso la alícuota aplicada debería ser baja. Cuando $R = 1$, entonces los ingresos acumulados son iguales a los costos acumulados, por tanto ya se habrían recuperado los costos totales (en particular los de inversión) y la alícuota podría ser mayor. De esta forma a medida que el Factor R se incrementa así también lo hace la alícuota.

2.3 PARTICIPACIÓN CONTRACTUAL EN EL UPSTREAM

Finalmente el Estado también puede tener, generalmente a través de su empresa petrolera, una participación contractual en la operación del campo. No se la cataloga como regalía o impuesto porque los recursos obtenidos a través de este instrumento deberían destinarse a financiar actividades de dicha empresa. Los porcentajes aplicados también pueden ser fijos o variables en función a los criterios antes mencionados.

Esta participación también puede variar de acuerdo a la base sobre la que se aplica, en algunos casos será sobre el ingreso bruto y en otros, sobre la utilidad de la compañía. En los contratos de servicios, usualmente se aplican porcentajes sobre los ingresos brutos de la operación, medidos en Boca de Pozo, mientras que en los contratos de producción compartida, estos porcentajes se aplican luego de cubiertos los costos de operación y capital.

Para comprender mejor el funcionamiento de los indicadores e instrumentos ya señalados, a continuación se analizará ejemplos sencillos e hipotéticos. En el primero se considera el Escenario Base de un contrato tipificado como “Regalías/Impuestos” donde la comercialización de los hidrocarburos queda en poder de la compañía privada. En la Tabla 1 se presenta los supuestos del ejemplo, el cálculo de los ingresos para el Estado, el beneficio de la compañía y los indicadores mencionados previamente. De este ejemplo se desprende que el Estado participa en el 42.1% del ingreso disponible (ingresos menos costos) y del 29.5% de los ingresos brutos.

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25)	= \$ 4.5
Total Ingresos del Estado	=		= \$ 29.5
Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$ 100.0	
Costos	=	\$ (30.0)	
Regalía e Impuesto	=	\$ (29.5)	
Beneficio Compañía	=	\$ 40.5	
Indicadores			
PE	=	29.5/70	= 42.1%
PET	=	29.5/100	= 29.5%
PC	=	40.5/70	= 57.9%
PCT	=	40.5/100	= 40.5%

Tabla 1: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base

En el siguiente ejemplo (Tabla 2) se presenta el escenario en el que los costos de operación y capital son elevados. En este caso el beneficio de la compañía es negativo y aún los ingresos del Estado son positivos. ¿Qué origina que, pese a las pérdidas, el Estado tenga una participación mayor a cero? La respuesta es la regalía del 25%, puesto que es un tributo que se aplica sobre los ingresos brutos (que no considera costos) aún con pérdidas para la compañía, el Estado recibe el 25% de los ingresos brutos y el 125% del ingreso disponible, es decir, la participación del Estado es mayor al ingreso disponible.

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$80	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-80-25)	= \$ -
Total Ingresos del Estado	=		= \$ 25.0
Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$ 100.0	
Costos	=	\$ (80.0)	
Regalía e Impuesto	=	\$ (25.0)	
Beneficio Compañía	=	\$ (5.0)	
Indicadores			
PE	=	25/20	= 125.0%
PET	=	25/100	= 25.0%
PC	=	-5/20	= -25.0%
PCT	=	-5/100	= -5.0%

Tabla 2: Contrato “Regalías/Impuestos” – Costos Elevados

En el siguiente ejemplo (Tabla 3) se elimina la regalía del 25% y se añade un impuesto a la producción de igual cuantía. ¿Qué varió respecto del Escenario Base? Nada, resulta que las

regalías y los impuestos a la producción tienen el mismo impacto sobre los indicadores analizados. La diferencia entre ambos instrumentos consiste en el uso de los recursos, usualmente las regalías son ingresos de los departamentos productores, los impuestos financian gastos del Gobierno Central o General.

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Impuesto a la Producción		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	

Ingresos del Estado			
Impuesto a la Producción	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25)	= \$ 4.5
Total Ingresos del Estado	=		= \$ 29.5

Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(30.0)
Impuestos (producción y utilidades)	=	\$	(29.5)
Beneficio Compañía	=	\$	40.5

Indicadores			
PE	=	29.5/70	= 42.1%
PET	=	29.5/100	= 29.5%
PC	=	40.5/70	= 57.9%
PCT	=	40.5/100	= 40.5%

Tabla 3: Contrato “Regalías/Impuestos” – Impuesto a la Producción

A continuación se presenta el ejemplo (Tabla 4) de un Contrato de Operación donde la empresa estatal posee una participación del 10%. Como se observa, la participación contractual en los contratos de servicios generalmente es calculada sobre los ingresos brutos de la operación. Por ello, comparte las ventajas y desventajas de las regalías e impuestos a la producción.

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Participación Contractual		10%	

Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Participación Contractual	=	10% de 100	= \$ 10.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25-10)	= \$ 3.5
Total Ingresos del Estado	=		= \$ 38.5

Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(30.0)
Regalía e Impuesto	=	\$	(28.5)
Participación Contractual	=	\$	(10.0)
Beneficio Compañía	=	\$	31.5

Indicadores			
PE	=	38.5/70	= 55.0%
PET	=	38.5/100	= 38.5%
PC	=	31.5/70	= 45.0%
PCT	=	31.5/100	= 31.5%

Tabla 4: Contrato de Operación

A través de este ejemplo se puede ver cómo una participación del Estado sobre los ingresos brutos no permite analizar completamente la situación. En este caso la participación del Estado en los ingresos brutos (PET) es sólo del 38.5%; sin embargo, respecto del ingreso disponible el Estado se “queda” con el 55% (PE).

Finalmente se presenta el ejemplo (Tabla 5) de un Contrato de Producción Compartida donde la empresa estatal tiene una participación del 10%. A diferencia de los contratos de operación, en este caso la participación contractual se aplica sobre el beneficio de la operación, por ello, respecto del caso anterior, tanto la participación sobre los ingresos brutos como sobre el ingreso disponible, es menor. Este tipo de contratos es bastante usual ya que permite la recuperación de costos y por tanto, permite la explotación eficiente de los campos petroleros y gasíferos.

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Participación Contractual		10%	

Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Participación Contractual	=	10% de (100-30)	= \$ 7.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25-7)	= \$ 3.8
Total Ingresos del Estado	=		= \$ 35.8

Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(30.0)
Regalía e Impuesto	=	\$	(28.8)
Participación Contractual	=	\$	(7.0)
Beneficio Compañía	=	\$	34.2

Indicadores			
PE	=	35.8/70	= 51.1%
PET	=	35.8/100	= 35.8%
PC	=	34.2/70	= 48.9%
PCT	=	34.2/100	= 34.2%

Tabla 5: Contrato de Producción Compartida

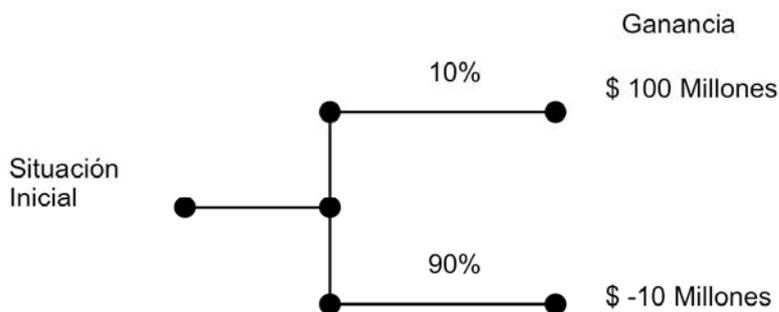
2.4 RIESGO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Una de las principales características de la industria hidrocarburífera, que es parte fundamental en el diseño de los contratos de E&E, es el elevado riesgo al que están expuestas las compañías, privadas o estatales, cuando realizan la inversión o ya se encuentran en la etapa de producción. Cuando una compañía analiza si desea o no invertir, no tiene certeza sobre varios aspectos que escapan a su control, por ejemplo:

- Si efectivamente el área de exploración tiene yacimientos de hidrocarburos, en determinadas oportunidades los pozos exploratorios perforados pueden estar secos, por tanto, todo el dinero invertido se pierde.
- Precios, en muchas ocasiones el precio de venta proyectado dista mucho del

lado, existe un 90% de probabilidad que el pozo resulte seco, por tanto la compañía perdería los \$ 10 millones invertidos en la perforación, en este costo también debería incluirse aquellos relacionados con la adjudicación del campo explorado.

Figura 2: Riesgo de Inversión

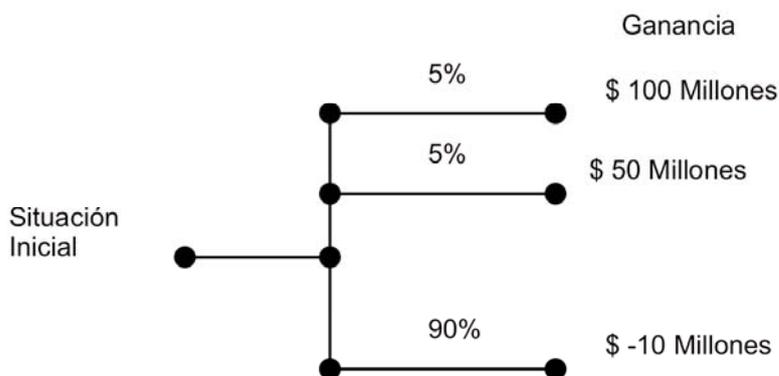


En este ejemplo hipotético, el valor esperado de la operación es \$ 1.00 millón, por tanto la decisión de inversión podría favorecer la perforación de este pozo. En muchas ocasiones no es posible conocer rápidamente la probabilidad de éxito en el descubrimiento de un pozo, por ello un indicador útil en estos casos es el Punto de Quiebre Exitoso o también llamado Chance Factor, este indicador permite encontrar aquella probabilidad que genera un valor esperado de cero (0%). Retornando al ejemplo de la lotería, la pregunta relevante sería ¿Cuál debe ser la probabilidad de ganar para tener un valor esperado de cero? La respuesta es 9.09%, puesto que: $9.1\% \times 200 - 90.9\% \times 20 = 0$.

2.4.2. Riesgo de Producción

En muchas ocasiones no sólo es necesario que la perforación sea exitosa, sino también que la producción del campo se sitúe en límites razonables. Ciertamente no es lo mismo producir el 100% de lo que se esperaba, que sólo el 50%, en este sentido también existe un riesgo en la recuperación de las reservas descubiertas. En la Figura 5 se esquematiza este tipo de riesgo, en ella se observa que si bien existe una posibilidad del 10% de realizar un descubrimiento exitoso, con un 5% de probabilidad se obtendrá el 100% de la producción proyectada, pero también con un 5% de probabilidad, la producción podría ser sólo el 50% de lo proyectado, por tanto, la ganancia es menor.

Figura 3: Riesgo de Producción

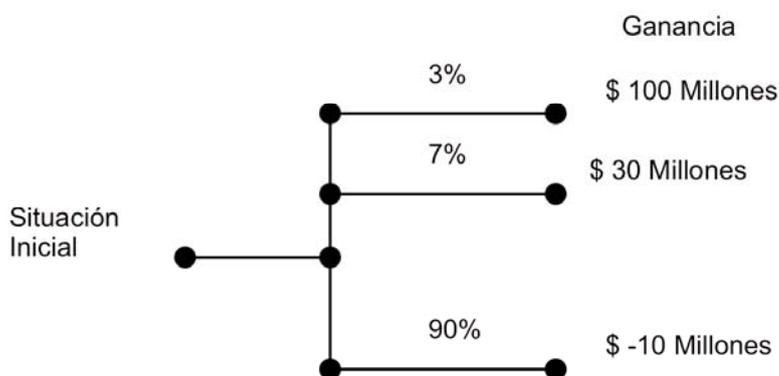


En este caso el valor esperado de la operación es \$ -1.5 MM, por tanto no debería perforarse el pozo, dado que si se lo hace se tendría una pérdida esperada de \$ 1.5 millones. El solo hecho de haber introducido una variable adicional de riesgo, hace que la decisión de inversión respecto del caso anterior, se revierta.

2.4.3 Riesgo de Precios

Quizá éste sea uno de los mayores riesgos que enfrenta la industria de los hidrocarburos, dada la elevada volatilidad de precios observada en los últimos años. Puesto que muchas veces el precio de venta varía respecto de los niveles proyectados al hacer la inversión, es necesario analizar la factibilidad del negocio en distintos niveles de precios. La Figura 6 presenta una situación en la que con 3% de probabilidad la producción podrá venderse a precios altos y, con un 7% de probabilidad a precios bajos, obteniendo ganancias de \$ 100 y \$ 30 millones, respectivamente.

Figura 4: Riesgo de Precios



El valor esperado del proyecto es \$ -3.9 millones, es decir, si se realiza la perforación del pozo y éste resulta exitoso, no es rentable su explotación, dado que con elevada probabilidad los precios de venta serán bajos. Este ejemplo ayuda a comprender la diferencia entre la viabilidad geológica de un pozo y su viabilidad económica. Muchas veces, pese a que existe el hidrocarburo en el subsuelo su explotación no es atractiva, porque las condiciones del mercado se presentan poco favorables.

Como ya se mencionó, los riesgos estudiados son parte de un conjunto mayor de riesgos que, pese a su importancia, muchas veces son difíciles de cuantificar. Por ello, la decisión de invertir o no en un campo no sólo debería depender de consideraciones numéricas, anotadas anteriormente, sino de la percepción (ciertamente más subjetiva) de los inversionistas acerca de las otras variables que conllevan riesgo, por ejemplo, la sostenibilidad del marco legal utilizado para atraer inversiones.

¿Por qué el estudio del riesgo está ligado a la Participación Estatal? Porque muchas veces, los sistemas de participación del Estado en la generación de rentas, disminuye o incrementa los riesgos antes mencionados; creando de esta forma los (des)incentivos para la inversión, por ejemplo:

Cuando los porcentajes de los impuestos a la producción o las regalías son fijos, el sistema no ayuda a mitigar el riesgo de precios, por el contrario, lo acentúa, dado que el porcentaje de participación estatal no disminuye cuando los precios bajan.

Si en el contrato se establece que el Estado será socio sólo una vez que la compañía realiza un descubrimiento comercial, entonces, todo el riesgo de Pozos Secos se traslada a la compañía.

¿Quién debería asumir el riesgo? La respuesta (como siempre) es: depende. Si el país es abundante en recursos hidrocarburíferos y los mercados están asegurados, entonces el riesgo lo asume el Estado a través de un determinado diseño de contratos. Por el contrario, cuando el país no tiene descubiertas grandes reservas y los mercados no están consolidados, los Estados decidirán trasladar todo el riesgo a la compañía privada. Pero, cualquiera que sea la característica del país o los mercados, lo que se debe destacar es que el riesgo inherente al sector no es una variable que deba dejarse de lado.

3. ARGENTINA

Uno de los rasgos característicos de los contratos de E&E⁸ en la República Argentina es que, desde el año 2006, su administración está a cargo de los Gobiernos Provinciales. De acuerdo a la reforma constitucional del año 1991, las provincias ahora son las dueñas de los recursos hidrocarburíferos *onshore*,⁹ por ello ahora están facultadas para renegociar contratos, llamar a licitaciones, etc. Por otra parte, los precios de venta del petróleo son libres pero sujetos al pago de los derechos de exportación.

3.1 Características principales

Costos y Riesgos

Todos los costos de operación y de capital así como los riesgos inherentes a la actividad exploratoria son de exclusividad del operador del campo. Sin embargo, como es posible renegociar con las provincias algunos términos contractuales, modificaciones en el sistema tributario y/o en los plazos de los contratos, alteran el nivel de exposición al riesgo de las compañías operadoras.

Propiedad

Los contratos de vigencia actual en Argentina son del tipo “regalías/impuestos” señalados en la primera parte de este texto. A través de ellos, el operador del campo puede disponer libremente de la producción siempre y cuando el abastecimiento del mercado interno, tanto en gas natural como petróleo, esté asegurado. De conformidad al artículo 6º de la Ley N° 17319, artículo 15 del Decreto N° 1055/89 y Artículos 5º y 6º del Decreto 1589/89 y de la Ley N° 24.076 para el gas natural.

Duración

Mediante Concurso Público Internacional N° 1/92, convocado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, se adjudicaron los derechos de explotación, exploración complementaria y desarrollo de áreas de Interés Secundario en el sector hidrocarburos, a través de concesiones de explotación con vigencia de 15 años a partir de la firma del contrato, es decir, hasta el año 2017. Sin embargo, en virtud de que ahora las provincias administran los contratos de E&E en la República Argentina, en la actualidad se llevan a cabo procesos de renegociación de contratos donde, entre otros puntos, se amplían los plazos de concesión y se incrementan las regalías pagadas por los concesionarios.

8 La denominación es Licencias de exploración y concesiones de explotación.

9 El Estado se reservó para sí los recursos offshore a través de ENARSA.

También en esa época se convirtieron Contratos que tenía la entonces estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales con operadores privados en Concesiones de Explotación. Por último, datan de esos tiempos las Licitaciones realizadas por el Estado Argentino para la adjudicación de cuatros Áreas Centrales.

3.2 Sistema tributario

Regalías, la Ley de Hidrocarburos establece una regalía del 12% sobre el valor bruto de producción, sin embargo, en algunas provincias este porcentaje se incrementó en 5%, luego de la negociación antes referida.

Impuestos, existe un impuesto sobre las ganancias del 35%. También existen el Impuesto a los Sellos de 0.5%,¹⁰ el Impuesto sobre créditos y débitos bancarios de 1.2%,¹¹ el Impuesto sobre los Bienes Personales de 1.25%¹² y, para las ventas al mercado interno, existe el Impuesto al Valor Agregado (IVA) con una tasa del 21%.

Derechos de exportación, el artículo 6º de la Ley 25.561 establece, entre otras disposiciones, lo siguiente:¹³

*“A fin de constituir esa garantía créase un **derecho a la exportación de hidrocarburos** por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo nacional a establecer la alícuota correspondiente.”*

“En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.”

La norma reglamentaria de esta Ley fue el Decreto 310 del año 2002 que fija un derecho de exportación de 20% para las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias 2709.00.10 y 2709.00.80 y del 5% para aquellas comprendidas en 2709.00.10 y 2709.00.90.

Hasta el año 2007 se sucedieron varias modificaciones a la normativa legal referida a los derechos de exportación, la mayoría se concentraba en cambios en los porcentajes aplicados, bajo la premisa de que, incrementos en el precio internacional del petróleo deberían también beneficiar al Estado Argentino, a través de mayores porcentajes.

En los hechos, también esta obligación fiscal fue utilizada para disminuir el precio paridad de exportación para el petróleo.¹⁴ De esta forma, el crudo vendido al mercado interno tenía un precio menor, beneficiando de esta manera al consumidor final, dado que un menor precio de este producto redundaba también en bajos precios de sus principales derivados.

Al momento de elaborar este documento el procedimiento de cálculo del derecho de exportación, se determina a través de la Resolución 394/2007 del Ministerio de Economía y

10 Aplicado sobre las transacciones que se formalicen en instrumentos públicos y privados, el impuesto tiene un carácter provincial.

11 Este impuesto alcanza todos los créditos y débitos efectuados en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras. La alícuota general es del 6 por mil, parte de él puede imputarse al pago de Ganancias e IVA.

12 Los individuos domiciliados en el exterior están sujetos al impuesto solo sobre sus bienes situados en la Republica Argentina. El régimen aplicable es el de Responsable Sustituto siendo la tasa aplicable del 1,25%.

13 Dado que el plazo de cinco años establecido en la Ley 25.561 estaba por cumplirse, a través de la Ley 26.217 prorroga por cinco años más este derecho de exportación, así como también sus modificaciones y complementaciones posteriores. Esta disposición entró en vigencia a partir del 7 de enero del 2007.

14 El precio paridad exportación disminuye porque al precio de referencia internacional se le resta esta obligación fiscal.

Producción, aprobada en noviembre del año 2007. En particular, el artículo 4º de la citada norma establece que la alícuota de exportación se calcula de la siguiente manera:

$$d = \frac{Pi - VC}{VC} * 100$$

Donde:

Pi = Precio internacional que es “el precio de los hidrocarburos vigente en mercados de referencia considerados como tales por su representatividad y relevancia, como alternativa de exportación desde la REPUBLICA ARGENTINA.” Se adopta el valor del petróleo Escalante, producido en la Cuenca del Golfo San Jorge y con un valor que se conoce diariamente en publicaciones habitualmente utilizadas por la industria.

VC = Valor de Corte

d = Derecho de Exportación

Esta disposición establece distintos VC para varios productos hidrocarburíferos. Tal vez el más importante es aquél referido al petróleo, donde el VC es 42 US\$/Barril y el valor de referencia es de 60.9 US\$/Barril. Esta norma también establece que, cuando el precio internacional fuese menor al valor de referencia, la alícuota nominal que se aplica es del 45% y en caso de que dicho precio sea menor a los 45 US\$/Barril “se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de NOVENTA (90) días hábiles.”

¿Cómo funciona este mecanismo? A continuación se detallarán tres ejemplos hipotéticos que intentan ilustrar su funcionamiento de forma muy general. Bajo tres escenarios para el precio internacional del petróleo de 65, 47 y 42 US\$/Barril, las fórmulas para la determinación de las alícuotas nominales (d) de los *derechos de exportación* serían, en cada escenario, las siguientes:

$$d = \frac{65 - 60.9}{60.9} * 100 = 6.7 + 45 = 51.73\%$$

$$d = \frac{47 - 60.9}{60.9} * 100 \Rightarrow \text{como } 47 < 60.9 \Rightarrow d = 45\%$$

$$d = \frac{42 - 60.9}{60.9} * 100 = ? \Rightarrow \text{a determinarse en 90 días}$$

Finalmente, la alícuota efectiva se calcula de la siguiente manera:

$$Ae = 1 - \frac{1}{1 + d}$$

Es así que, una alícuota nominal de 51.73% implica una efectiva de 34.1% y para una de nominal de 45% se tiene la efectiva de 31.03%, luego, dicha alícuota efectiva es aplicada sobre el precio final que incluye además, el ajuste por calidad.

Los actuales contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia se originan en la Ley de Hidrocarburos N° 3058, del año 2005. Esta Ley obliga a los operadores de campos de hidrocarburos a firmar nuevos contratos bajo los nuevos criterios allí establecidos. En este sentido, aquellos contratos de riesgo compartido firmados bajo la antigua Ley de Hidrocarburos N° 1689 (de abril de 1996) fueron reemplazados por los nuevos, firmados el año 2006.

4.1 Características Generales

Costos y riesgos

Los costos de exploración y explotación de los principales contratos en operación actual establecen que deben ser asumidos por el operador del campo, de esta forma, los riesgos asociados a estas actividades, también son de exclusividad de él.¹⁵ Sin embargo, también se establece una cláusula sobre Costos Recuperables, de esta forma, anualmente los operadores del campo entregan a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) el detalle de los OPEX y CAPEX que contractualmente se pueden recuperar. Es útil señalar que la devolución de estos costos tiene límites, expresados como porcentajes del total producido durante ese período, en algunos casos llega al 100%.

Una vez cubiertos los costos recuperables y pagados todos los tributos aplicables al *upstream* petrolero en Bolivia, el anexo F de los contratos, establece los criterios utilizados para otorgar al operador del campo una retribución en dinero por la exploración y explotación de los campos, por ello, a estos contratos se les denominó contratos de servicios.

Propiedad

Los actuales contratos de operación establecen que es YPFB la empresa que realiza las actividades de comercialización de la producción. En este sentido, no sólo los yacimientos se encuentran bajo propiedad del Estado, sino también, la producción medida en el Punto de Medición. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos N° 3058 (de actual vigencia) faculta a los operadores de los campos a encontrar nuevos mercados que pueden ser abastecidos de forma conjunta con YPFB, bajo criterios de asignación de volúmenes no definidos en esta norma legal.

Vigencia y duración

En general la vigencia es de 30 años a partir de la firma de ellos. Al igual que en los anteriores

15 En esta situación también existen compromisos mínimos de inversiones a través de las Unidades de Trabajo de Exploración (UTE).

casos, se consideran dos períodos, uno de exploración y otro de explotación. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 3058 el primer período no debe exceder los 7 años, por tanto, el segundo tiene una duración aproximada de 23 adicionales.

4.2 Sistema Tributario

En el sistema tributario Boliviano conviven dos tipos de tributos: 1) regalías, participaciones e impuestos, todos ellos aplicados al valor bruto de producción y; 2) impuestos sobre las utilidades. El cálculo (y a veces la liquidación) del primer conjunto de tributos se realiza por campo, por otra parte, el pago del impuesto sobre las utilidades se realiza por empresa.

Regalías (18%), pese a que legalmente tienen distintas denominaciones, es posible agrupar bajo este concepto a:

- Regalía departamental del 11% sobre la producción, que favorece al departamento productor.
- Regalía Nacional Compensatoria del 1% de la producción destinada a los departamentos de Beni y Pando
- Una participación del 6% sobre la producción destinada al Tesoro General de la Nación (TGN).

Impuesto a la Producción (32%), con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 se crea el Impuesto Directo a la Producción (IDH) equivalente al 32% de la producción bruta.

Impuestos sobre las utilidades, la ley 843 establece que las operaciones de exploración y explotación deben pagar un Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) del 25% sobre la base imponible. Por otra parte, cuando las empresas realicen remesas al exterior, que es usualmente el caso de los operadores privados del sector hidrocarburos, se aplica el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE) equivalente al 12.5% del total remesado.

Participación Contractual, con la firma de los nuevos contratos de exploración y explotación se estableció una participación adicional, calculada sobre la utilidad de la operación, a favor de YPF. El porcentaje de esta participación es variable y sujeto a la negociación contractual, sin embargo, cálculos preliminares sitúan a ella entre el 1% y 18% del valor bruto de producción.¹⁶

Adicionalmente existen pagos por patentes, bonos, el Impuesto al Valor Agregado (13%) y el Impuesto a las Transacciones (3%) para las ventas en el mercado interno y otras contribuciones que, si bien no son despreciables, pueden ser consideradas menores dentro el total de tributos que deben pagar los operadores de los campos gasíferos y petroleros en Bolivia.

¹⁶ Este cálculo ya realiza la transformación correspondiente, dado que la participación se calcula sobre la utilidad del campo y las cifras presentadas son sobre el valor bruto de producción.

Desde la aprobación de la Ley N° 9.478 en 1997, llamada la Ley del Petróleo, la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Combustibles (ANP) está facultada para realizar las rondas de licitación para la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural de los campos hidrocarburíferos en Brasil.¹⁷ Antes de esta Ley la empresa estatal PETROBRAS tenía el monopolio de todas las actividades de la cadena de valor en el sector hidrocarburífero, ello cambió con lo dispuesto en el artículo 177 de la Constitución Federal, modificada por la enmienda constitucional N° 9 de 1995. Sin embargo, actualmente con el descubrimiento del llamado “Pre-Sal” está en discusión si este reservorio tendrá el mismo tratamiento de los otros campos en Brasil.

5.1 Características Generales

Los Contratos de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de petróleo y gas natural, se celebran entre la ANP y el operador del campo hidrocarburífero, denominado Concesionario. En lo que sigue de esta sección se detallan las principales características de estos contratos.

Costos y Riesgos

El Concesionario asume, con carácter exclusivo, la totalidad de los costos y riesgos de la operación. En caso de que no se realizara un descubrimiento comercial o la producción no fuera suficiente para cubrir los OPEX y CAPEX, el Concesionario no tiene derecho a ningún pago, retribución o indemnización por los costos incurridos.

Durante la fase exploratoria, el Concesionario deberá ejecutar, en una primera etapa, un Programa Exploratorio Mínimo y, para la segunda etapa, un Plan de Trabajo e Inversiones mínimo, detallado en los anexos de cada contrato. Por supuesto, si el Concesionario así lo prefiere, puede realizar labores de exploración adicionales. Por otra parte, para el desarrollo del Programa Exploratorio Mínimo, el Concesionario debe otorgar a la ANP una garantía financiera.

Propiedad

Los reservorios de petróleo y gas natural son de propiedad del Estado, el Concesionario recibe la propiedad del petróleo y/o gas natural efectivamente producido en el Punto de Medición de la Producción. De hecho, en la cláusula 11^a de un contrato estándar se asegura **la libre disponibilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural por parte del Concesionario**. Sin embargo, en casos de emergencia nacional, la ANP puede determinar

¹⁷ Empresas nacionales y extranjeras pueden participar en estas licitaciones.

que el Concesionario atienda, con petróleo y gas natural por él producido, primero el mercado interno.

Vigencia y Duración

La duración de los contratos se divide en dos: 1) Fase de Exploración y; 2) Fase de Producción. En líneas generales la duración de estos contratos es de 27 años a partir de la declaratoria de comercialidad del campo. Dicha declaratoria puede ser postergada siempre y cuando el Concesionario demuestre que: 1) debe crear nuevos mercados; 2) construir líneas de transporte y; 3) características químicas del petróleo y gas natural que obligan a mayor trabajo de exploración para hacerlas económicamente viables.

Durante la etapa de producción, el Concesionario entrega a la ANP el Plan de Desarrollo del Campo y el Programa Anual de Producción. De tal forma que esta actividad se realice cumpliendo con criterios técnicos mínimos de preservación del campo hidrocarburífero y aplicando las Mejores Prácticas de la Industria del Petróleo.

5.2 Sistema Tributario

Bono, de acuerdo al Decreto 2.705/1998 el oferente vencedor debe pagar el monto de dinero ofrecido en la licitación para obtener la concesión de gas natural o petróleo, dicho monto no puede ser menor al valor establecido por la ANP al momento de convocar a la licitación.

Regalías, un monto equivalente al 10% de la producción de petróleo y gas natural, en áreas particulares,¹⁸ la ANP puede disminuir (en la licitación) esta alícuota hasta el 5%.

Participación Especial, definida en el Decreto N° 2705 del 3 de agosto de 1998, esta participación se aplica a todos los campos con gran volumen de producción y/o elevada rentabilidad del campo.¹⁹

Pagos, expresados en Reales por , durante las fases de exploración y producción, definidos en cada contrato.

Pago a los propietarios de la tierra, equivalente al 1% de la producción de petróleo y gas natural.

¹⁸ De elevado riesgo geológico, expectativas de producción distintas y otros.

¹⁹ Un amplio detalle de esta participación se encuentra en el Anexo 1: Participación Especial – Brasil

6. CHILE

De acuerdo a la legislación vigente, en la República de Chile se establecen dos figuras jurídicas que permiten la exploración y explotación de hidrocarburos: 1) las concesiones administrativas y; 2) los contratos especiales de operación. De acuerdo al artículo 19 N°24 de la Constitución Política de la República de Chile, los hidrocarburos líquidos y gaseosos no son concesibles a través de los mismos títulos jurídicos de aprovechamiento que con carácter general se reconocen para las demás sustancias minerales, es decir, concesiones otorgadas por medio de una resolución emanada de un Tribunal Ordinario de Justicia.

Sin embargo, la misma norma fundamental establece la posibilidad de que los particulares puedan aprovechar las sustancias no concesibles (hidrocarburos líquidos y gaseosos), bajo las condiciones establecidas de manera general por el Presidente de la República por medio de Decreto Supremo, por medio de los especiales títulos jurídicos antes mencionados. En lo que sigue de la presente sección, se explicarán las características centrales de los contratos de operación, que es la única vía que en la actualidad se ha utilizado en el Estado de Chile para la exploración y explotación de hidrocarburos, sin perjuicio de que, como se indico, jurídicamente también sea posible realizar dichas labores por medio de las denominadas “concesiones administrativas.”

Características Generales²⁰

De acuerdo a la Constitución Política de Chile *“el Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de los depósitos de hidrocarburos”*, cuya exploración o explotación *“podrán ejecutarse directamente por el Estado o por sus empresas, o por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación”*. En este sentido, las empresas nacionales y/o internacionales pueden obtener una concesión administrativa o suscribir Contratos Especiales de Operación (CEO) para explorar y explotar hidrocarburos (los cuales se denominan “Contratos Especiales de Operación Petrolera” o CEOP) en el territorio chileno, de forma exclusiva o asociadas con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) de Chile.

La concesión administrativa o el CEOP pueden obtenerse o suscribirse, respectivamente, mediante una solicitud directa o en virtud de una licitación pública nacional e internacional, abierta y competitiva, convocada por el Ministerio de Energía de Chile²¹. Tanto en las tratativas directas, como en los procesos de licitación, los posibles contratistas proponen al Estado los términos contractuales, los cuales han de cumplir con lo dispuesto en el régimen jurídico vigente,²² al Ministerio de Energía. Luego, a través de un Decreto Supremo, se

20 Gran parte de la información contenida en esta sección se obtuvo del documento sobre la Licitación Internacional para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en la Cuenca de Magallanes en Chile, preparado por el Ministerio de Minería.

21 Las atribuciones en materia de Contratos Especiales de Operación Petrolera se encontraban radicadas en el Ministerio de Minería. Con fecha 3 de diciembre de 2009 se publicó en el Diario Oficial de Chile la Ley N° 20.402, que creó el Ministerio de Energía, el cual asumió las competencias que en dicha materia tenía el Ministerio de Minería.

22 El marco jurídico general que regula la exploración y explotación de hidrocarburos mediante la celebración de CEOP está contenido en la Constitución Política de la República de Chile; el Decreto Ley 1.089 de 1975 del Ministerio de Minería; la Ley 18.097, Orgánica Constitucional sobre Concesiones Mineras, de 1982; el Código de Minería, de 1983; la Ley 20.402, de 2009, que crea el Ministerio de Energía; y la Ley de la Comisión Nacional de Energía contenida en el Decreto Ley 2.224 de 1978 del Ministerio de Minería.

establecen las condiciones definitivas de estos contratos, y posteriormente se procede a la suscripción de los mismos, por medio de una escritura pública, siendo contraparte en la misma, el Ministro de Energía.

Costos y Riesgos

Del análisis de los CEOP actualmente en vigor, se desprende que el Contratista deberá realizar a su propio riesgo las inversiones en exploración comprometidas en su oferta, las que garantiza mediante la entrega de boletas bancarias, carta de crédito bancaria u otro tipo de garantía aceptada por el Ministerio de Minería para el cumplimiento de dichas inversiones en exploración.

Los parámetros para las ofertas económicas por los bloques están definidos en las Bases de la Licitación y consisten en compromisos de exploración valorizados para cada período y en la determinación de una curva de retribución del Contratista equivalente a un porcentaje de la producción mensual de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el área del CEO, esta retribución permite al inversionista cubrir los costos de operación y capital por él asumidos.

Propiedad

Los Contratistas adquieren la propiedad del hidrocarburo (o el dominio) una vez producido (extraído), sin embargo, su comercialización está sujeta a regulación por parte del Estado, establecida tanto en el CEOP como en el Decreto Supremo que lo aprobó. El Estado le paga al Contratista una retribución por sus servicios una vez que éste inicie la producción del recurso. Esta retribución será pagada con parte de los hidrocarburos producidos y se entregará al Contratista para su propia comercialización.

El Contratista y el Estado acuerdan en cada CEOP las condiciones generales de comercialización de todos los hidrocarburos producidos, las que se sujetan a las condiciones de mercado. Las operaciones y condiciones específicas de comercialización deben ser aprobadas por el Comité de Coordinación de cada CEOP. El Contratista es responsable de comercializar la totalidad del hidrocarburo líquido y gaseoso a través de un proceso de licitación, de acuerdo a las condiciones acordadas con el Estado. El Contratista transfiere al Estado el equivalente al volumen de petróleo y/o gas natural producido en el área del CEO que corresponda al Estado, valorado al precio promedio acordado en los contratos de comercialización y venta.

Vigencia y Duración

Los Contratos tienen un plazo máximo de 35 años y se dividen en Fase de Exploración y Fase de Explotación, todo ello a partir de su firma. La Fase de Exploración tiene una duración de siete años y se subdivide, a su vez, en tres períodos de exploración parciales y sucesivos de tres, dos y dos años, respectivamente, cada uno de ellos está sujeto al desarrollo de las inversiones mínimas especificadas en cada contrato. En caso que se autorice una prórroga a la etapa de exploración, el plazo máximo de la Fase de Exploración no podrá exceder de 10 años. Por otra parte, la Fase de Explotación tiene una duración máxima de 25 años y se inicia una vez que el Contratista declare comercialmente explotable un yacimiento.

Al término de cada período de exploración, el Contratista deberá restituir al Estado aquellas áreas que determine el Comité de Coordinación de acuerdo a lo establecido en el CEOP correspondiente. Al finalizar la Fase de Exploración, el Contratista sólo explotará las áreas declaradas comercialmente explotables.

6.2 Sistema Tributario

De acuerdo al Decreto Ley N° 1.089, el contratista podrá estar afecto a un impuesto calculado directamente sobre el monto de la retribución establecida en el correspondiente CEOP, equivalente a un 50% de dicha retribución; o bien, podrá serle aplicable el régimen tributario de la Ley de la Renta, según lo determine el Presidente de la República. La opción utilizada de forma común por el Estado Chileno es esta última, aplicándose por tanto el régimen común de tributación de la renta, contenido en el Decreto Ley N° 824 del año 1974, cuyas disposiciones permanecerán invariables por todo el plazo del Contrato.²³

En todo caso, cualquiera que sea el sistema fijado por el Presidente de la República, dispone la ley que éste substituirá todo otro impuesto directo o indirecto que pudiere gravar la retribución o al contratista en razón de la misma, y será invariable por el plazo que se otorgue. En la actualidad, la tasa del impuesto a la renta para las sociedades es 17%. Además se aplican las disposiciones de la Ley sobre Impuesto a las Ventas y Servicios contenida en el Decreto Ley N° 825 del año 1974, que fijan el impuesto al valor agregado en un 19%; las exportaciones de hidrocarburos están exentas de impuesto.

23 Existe un régimen de estabilidad tributaria legalmente establecido. El artículo 12 del Decreto Ley N°1.089 dispone que "El régimen, beneficios, franquicias y exenciones, establecidos en cualquiera de los artículos de este decreto ley, de los cuales deberá dejarse constancia en el contrato especial de operación, permanecerán invariables durante la vigencia del mismo".

7. COLOMBIA

Al comenzar el nuevo milenio el Estado Colombiano implementó un conjunto de modificaciones y cambios, dentro el sector hidrocarburífero, con el objetivo principal de incrementar las reservas y mejorar los niveles de producción observados hasta ese momento. Ciertamente, diez años después, queda claro que ambas metas se cumplieron satisfactoriamente, en particular, la producción de petróleo en el país se recuperó notablemente.

La exploración petrolera en Colombia se inició con contratos de concesión típicos (regalías e impuestos) y hoy por hoy sólo hay vigente uno de ellos. En 1974 con el Decreto 2310 se facultó a Ecopetrol, Empresa Industrial y Comercial del Estado, que administrara los recursos hidrocarburíferos, que explorara y explotara, directamente o por medio de contratos de asociación, servicios, operación de riesgo, excepto la concesión. Es decir, que a partir de ese momento se prohíbe la celebración de contratos de concesión.

De ahí en adelante, Ecopetrol, por un lado, explota campos petroleros de forma directa y, por otro, celebra contratos de asociación con los que vincula capital privado de empresas petroleras extranjeras. Este contrato de asociación es una mixtura entre un contrato regalías e impuestos y un contrato de producción compartida, a la fecha existen vigentes alrededor de 50 contratos de asociación. El periodo de exploración es de seis años ejecutado a cuenta y riesgo de la asociada privada y un periodo de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos.

En el periodo comprendido entre 1974 y el 2003, Ecopetrol también celebró una serie de contratos distintos a los de asociación, como los típicos de riesgo para explotar campos comerciales, contratos de riesgo compartido; contratos de producción incremental, contratos para la explotación de campos descubiertos no desarrollados o inactivos, entre los más comunes. Cuando en el 2003, se escinde Ecopetrol y se crea la ANH, Ecopetrol retiene: i) las áreas que venía explotando directamente, ii) áreas correspondientes a los contratos de asociación vigente, iii) áreas de explotación que estaban siendo operadas por terceros bajo contratos de servicios y iv) algunas áreas exploratorias, es decir que la ANH asumió el control el resto de las áreas exploratorias. La ANH se convierte, de esta manera, en una de las instituciones más importantes en Colombia dentro el sector hidrocarburífero, dado que en representación del Estado firma y administra los contratos de exploración y explotación, convoca a licitación de áreas, recauda las regalías provenientes del sector petrolero, entre otras funciones.

Por otra parte, se tiene un código de petróleos de 1950, que en cuanto a la contratación petrolera regula lo correspondiente a los contratos de concesión, con lo cual dichas disposiciones resultan obsoletas, también regula aspectos técnicos de la industria que han venido siendo actualizado por decretos y reglamentos específicos.

Dada la variedad de formas contractuales presentes en Colombia, en lo que sigue se

explicarán las principales características de un contrato de exploración y explotación estándar publicado por la ANH en su página web.

7.1 Características Generales

Al igual que la mayoría de países en la región, la Constitución Política en Colombia establece que el *“Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”*²⁴ Por su parte, el artículo 360 menciona que *“la ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos.”*

El nuevo marco institucional y regulatorio, vigente a la fecha, en Colombia se encuentra inserto en el Decreto 1760 del 26 de enero de 2003. Esta norma establece, entre otras, dos disposiciones relevantes para el sector hidrocarburos: 1) escinde²⁵ de la Empresa Colombiana de Petróleos, la administración integral de las reservas de hidrocarburos y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades y; 2) establece la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), institución que tiene como objetivo, *“la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.”*

Costos y Riesgos

Durante la etapa de exploración el contratista debe cumplir con un Programa Obligatorio de Exploración mínimo, establecido en el contrato. Adicionalmente, dicho contratista debe presentar a la ANH un Plan de Exploración Por supuesto, se pueden llevar a cabo trabajos adicionales de exploración, sin que ello modifique el plazo pactado inicialmente.

Dentro de los tres meses siguientes a la declaración de comercialidad el contratista debe entregar a la ANH el Plan de Desarrollo inicial que contendrá, al menos, la siguiente información:

- a) El mapa con las coordenadas del Área de Producción
- b) El cálculo de reservas y de la producción acumulada de Hidrocarburos, diferenciada por tipo de hidrocarburo
- c) El esquema general proyectado para el Desarrollo del Campo Comercial, que incluya una descripción del programa de perforación de pozos de desarrollo, de los métodos de extracción, de las facilidades respectivas y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos extraídos antes del Punto de Entrega
- d) El pronóstico de producción anual de Hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas
- e) La identificación de los factores críticos para la ejecución del Plan de Desarrollo, tales como aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos y las opciones para su manejo,
- f) Los términos y condiciones conforme a los cuales desarrollará los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia del Área de Producción
- g) Una propuesta de Punto de Entrega para consideración de la ANH
- h) Un programa de Abandono

24 Artículo 332.

25 Separa, divide.

Este tipo de contratos establece la creación de un Fondo de Abandono, que se utiliza para cubrir las necesidades de financiamiento de abandono de pozos y restitución ambiental de las áreas de producción al finalizar el período de producción. El cálculo de amortización de este fondo está en función a la producción, reservas y el costo estimado de abandono y remediación ambiental. Los costos de operación y de inversión, necesarios para el eficiente manejo, técnico y económico del campo, estarán a cargo del contratista.

Propiedad

Los hidrocarburos producidos, exceptuados los que hayan sido utilizados en beneficio de las operaciones de este contrato y los que inevitablemente se desperdicien en estas funciones, son transportados por el contratista al Punto de Entrega. Esta producción es medida para determinar los volúmenes de regalías y los derechos de la ANH así como los volúmenes que correspondan a dicho contratista. A partir del Punto de Fiscalización, el contratista tendrá libertad de vender en el país o de exportar los hidrocarburos que le correspondan, o de disponer de los mismos a su voluntad.

Vale la pena mencionar dos aspectos importantes. El pago por regalías a la ANH (por parte del contratista) puede ser realizado en dinero o especie, si el pago es en dinero, entonces el contratista puede comercializar esta parte de la producción. Por otra parte, cuando el contratista deba vender su producción al mercado interno, entonces el precio de venta que se le pague se calculará en función al precio internacional de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 18-1709 del 23 de diciembre de 2003 del Ministerio de Minas y Energía.

Duración y Vigencia

El período de exploración tiene una duración de seis años a partir del día siguiente al de la firma del contrato y se divide en tres, la Fase 0 con una duración de seis meses y, tanto la duración como las actividades de las Fases 1 y 2, se definen en cada uno de los contratos, adicionalmente el contratista puede solicitar una prórroga de seis meses adicionales al tiempo establecido en el contrato.

El período de producción tiene una duración de 24 años a partir de la fecha en que se realiza la declaración de comercialidad. A elección del contratista, la ANH prorrogará el Período de Producción por períodos sucesivos de hasta diez (10) años, y hasta el límite económico del Campo Comercial, siempre y cuando se cumplan determinadas condiciones establecidas en los contratos.

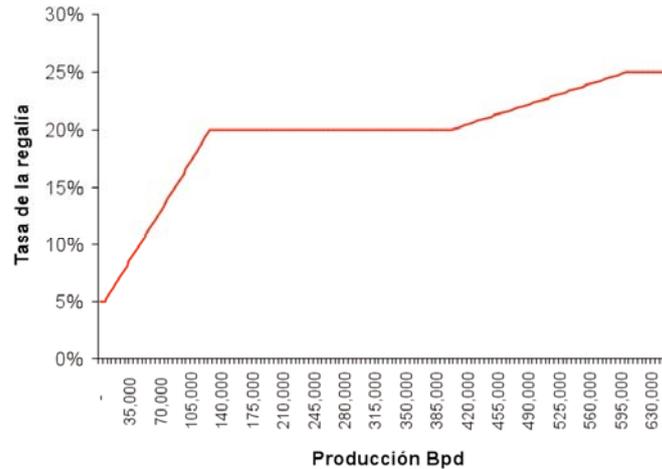
7.2 Sistema Tributario

Regalías, a partir de la aprobación de la Ley 141 de 1994 y la Ley 756 de 2002 se implementa un nuevo esquema de regalías variables, de esta manera, los yacimientos que se descubrieron antes de la aprobación este marco legal pagan una regalía fija del 20%, en caso contrario se paga una regalía escalonada de acuerdo a la²⁶ Figura 5, ella comienza en una tasa del 5% y se incrementa hasta el 25% cuando la producción es mayor a los 600,000 Bpd.

26 Establécese como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción menor o igual a 5 KBPD	5%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD	5% + (Producción KBPD - 5 KBPD) * (0.125)
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD y menor a 600 KBPD	20% + (Producción KBPD - 400 KBPD) * (0.025)
Para una producción igual o superior a 600 KBPD	25%

Figura 5: Regalía Escalonada - Colombia



Derechos, el contrato de E&E establece los siguientes derechos contractuales de la ANH:

- **Derechos por el uso del subsuelo**, según sea la fase en la que se encuentre la operación, el contratista debe pagar un monto, en dólares americanos por unidad de superficie; al inicio de cada fase durante la exploración y semestral durante la producción.
- **Derecho por precios altos**, cuando la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada área, incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco millones de barriles, y en el evento de que el precio del crudo WTI supere el Precio Base o cuando la producción de gas destinado a la exportación alcance los cinco años y el precio “U.S. Gulf Coast Henry Hub” supere el Precio Base,²⁷ el contratista entrega a la ANH una participación en la producción neta de regalías como lo establece la siguiente fórmula:

$$Q = \left(\frac{P - P_0}{P} \right) \cdot S$$

Donde:

P = Precio promedio

S = Porcentaje de participación de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 6: Valores de S – Derecho precios altos en Colombia

Precio WTI (P)	Porcentaje de Participación (S)
$P_0 \leq P \leq 2P_0$	30%
$2P_0 \leq P \leq 3P_0$	35%
$3P_0 \leq P \leq 4P_0$	40%
$4P_0 \leq P \leq 5P_0$	45%
$5P_0 \leq P$	50%

²⁷ Cuando el gas natural sea vendido al mercado interno y el precio sea regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el contratista no pagará el derecho de precios altos. Cuando, el precio no esté regulado, la Partes del contrato acordarán el marcador de precios que refleje las condiciones de mercado interno y el precio P_0 correspondiente.

Los valores de la fórmula anterior, con excepción de , deben ajustarse anualmente utilizando la siguiente expresión:

$$P_0 = P_0(n-1) \cdot (1 + I(n-2))$$

Donde:

n = Es el año calendario que comienza y para el cual se hace el cálculo

$n - 1$ = Es el año calendario inmediatamente anterior al año que comienza

$n - 2$ = Es el año calendario inmediatamente anterior al año que comienza a $(n - 1)$

P_0 = Es el P_0 que rige para el nuevo año como resultado de la fórmula, aproximado por dos decimales

$P_0(n-1)$ = Es el valor de P_0 de $(n - 1)$

$I(n-2)$ = Es la variación anual, expresada en fracción, del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América publicado por el Departamento del Trabajo de ese país – *PPI Finished Goods WPUSOP 3000* - entre el final del año calendario $n-2$, y el índice correspondiente al final del año inmediatamente anterior al mismo año $n-2$ aproximado a cuatro (4) decimales.

- **Derecho económico como porcentaje de participación en la producción**, cuando se haya pactado²⁸ el contratista pagará a la ANH un porcentaje sobre la producción neta de regalías.

Los contratos de E&E que estructuró la ANH en su inicio, pretendieron ser típicos contratos de regalías e impuestos, por virtud de los cuales el Estado recibe regalías, pagos destinados a los Departamentos y Municipios productores para que realicen inversiones de utilidad pública de destinación específica y, por otro lado, la ANH recibía cánones superficiarios por el uso del suelo y un upside por precios altos.

Sin embargo, en las últimas rondas de adjudicación de áreas, la ANH ha solicitado a los ofertantes, además de los cargos mencionados, un x% de la producción. Porcentaje que se calcula sobre la producción en boca de pozo. Con esto, ese primer modelo típico de regalías e impuestos mutó a un modelo mixto al que se le adiciona una “sobre regalía” sin asumir gastos e inversiones, “sobre regalía” que, como la regalía típica, constituye para el operador un gasto de producción adicional. Y esta “sobre regalía” se aplica a cualquier tipo de producción, inclusive de la producción de las pruebas extensas de producción que se ejecutan en el periodo exploratorio para evaluar el potencial del yacimiento, antes de declarar la comercialidad del campo y, por supuesto, a la producción comercial propiamente dicha. Es un “*profit Split*” pero a favor de la ANH que, en algunos casos, ha llegado hasta el 50% de la producción.

28 Puede ser un porcentaje variable.

El 19 de agosto de 1993 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley No. 26221, con vigencia a partir del 18 de noviembre de 1993. Esta norma que tiene por objeto promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, para ello, entre otras cosas, determina la creación de PERUPETRO S.A. como una Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas. Esta empresa en representación del Estado, negocia, celebra y supervisa los contratos en materia hidrocarburífera, así como los Convenios de Evaluación Técnica. También, comercializa, a través de terceros y bajo los principios del libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, en la modalidad de servicios.

Por otra parte, la Ley No. 26221 establece que las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos se realizarán bajo la forma de Contratos de Licencia así como de Contratos de Servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, que se rigen por el derecho privado y que una vez aprobados y suscritos, sólo pueden ser modificados por acuerdo escrito entre las partes, debiendo las modificaciones ser aprobadas por Decreto Supremo

8.1 Características Generales

Los Contratos de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, celebrados entre PERUPETRO y el Contratista, tienen las siguientes características centrales.

Costos y riesgos

Durante la etapa de exploración el Contratista está obligado a realizar un mínimo de inversiones, cumpliendo con las Unidades de Trabajo Exploratorio definidas en cada uno de los contratos. Una vez realizado el Descubrimiento Comercial, el Contratista elaborará un Plan Inicial de Desarrollo que es aprobado por PERUPETRO, luego debe presentar la siguiente documentación:

- a) *“Un programa anual de trabajo y el presupuesto detallado de ingresos, costos, gastos e inversiones correspondiente al siguiente año calendario.”*
- b) *“Un programa anual de trabajo y el presupuesto detallado de ingresos, costos, gastos e inversiones para la Exploración, tendente a buscar reservas adicionales, de ser el caso.”*
- c) *“Un programa de trabajo y su proyección de ingresos, costos, gastos e inversiones correspondientes para el Desarrollo y/o Producción para los siguientes cinco (5) años calendario.”*

“El Contratista proporcionará y será responsable de todos los recursos técnicos y económico financieros que se requieran para la ejecución de las Operaciones.”

Propiedad

“Los Hidrocarburos ‘in situ’ son de propiedad del Estado. El derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos extraídos es transferido por PERUPETRO al Contratista en la Fecha de Suscripción, conforme a lo estipulado en el Contrato y en el artículo 8º de la Ley N° 26221. El Contratista se obliga a pagar al Estado, a través de PERUPETRO, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el Contrato.”

Por otra parte, el artículo 39 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 establece que el Contratista tendrá *“la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato y podrá exportarlos libre de todo tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa.”* Adicionalmente, en *“caso de emergencia nacional declarada por Ley, en virtud de la cual el Estado deba adquirir Hidrocarburos de los productores locales, ésta se efectuará a precios internacionales de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada Contrato.”*

Duración

El plazo para la etapa de exploración es de 7 años (prorrogable hasta 10 años en ciertos supuestos) y para la etapa de explotación de Petróleo es el que reste hasta cumplir, conjuntamente con la etapa de exploración, los 30 años; por otra parte, para la explotación de gas natural no asociado y de gas natural no asociado y condensados, será hasta completar los 40 años.

Luego de la fase de exploración el Contratista puede solicitar el inicio de la Extracción Comercial con la declaración del Descubrimiento Comercial, pudiendo solicitar una retención²⁹ de este derecho cuando:

- a) *“Que el Contratista pueda demostrar a satisfacción de PERUPETRO, que los volúmenes de Hidrocarburos descubiertos en el Área de Contrato son insuficientes para justificar económicamente la construcción del Ducto Principal;”*
- b) *“Que el conjunto de descubrimientos en áreas contiguas más las del Contratista, es insuficiente para justificar económicamente la construcción de un ducto principal; y,”*
- c) *“Que el Contratista demuestre, sobre una base económica, que los Hidrocarburos descubiertos no pueden ser transportados desde el Área de Contrato a un lugar para su comercialización, por ningún medio de transporte.”*

8.2 Sistema Tributario

Regalías

El Decreto Supremo No. 017-2003-EM establece los criterios utilizados para calcular las regalías y participaciones en el *upstream* del sector petrolero/gasífero del Perú. Esta norma establece que el Contratista puede elegir entre dos metodologías, por Escala de Producción o por Resultado Económico, al momento de realizar una Declaración de Descubrimiento Comercial y “dependerá de sus estimados de inversión y costos que pudiera realizar en el

²⁹ De hasta 5 años en el caso del petróleo y hasta 10 en el caso del gas natural y condensados.

Área de Contrato; luego de lo cual, no podrá efectuar cambio de metodología.”

La metodología por **Escala de Producción** establece distintas alícuotas en función a la producción del lote, de acuerdo a la Figura 6. De acuerdo a esta figura el límite inferior se sitúa en 5% y el superior en 20% sobre la producción fiscalizada por día calendario. El escalamiento de esta regalía está en función al nivel de producción, por tanto, se presupone que mayores niveles de producción implican mayor beneficio por parte del operador del lote y, así, puede pagar un porcentaje mayor por concepto de regalías, sin afectar la “economía” del lote. **Por otra parte, al momento de la licitación del lotes, el contratista puede ofrecer un monto adicional por regalías**, ello desplazaría hacia arriba la curva de regalías de la Figura 6.

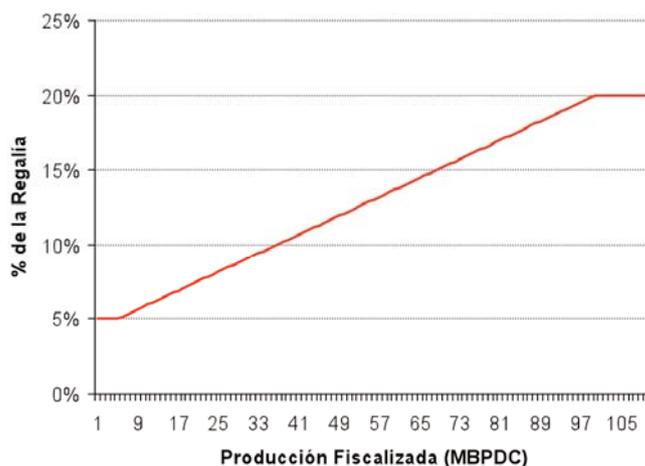


Figura 6: Regalía en función de la escala de producción - Perú

La metodología por **Resultado Económico** $RRE = rf + rv$ parte de la siguiente relación:

Donde:

rf = Regalía fija igual a 5% + un $x\%$ a ofrecerse en el proceso de licitación de bloques.

rv = Regalía variable

Luego:

$$rv_t = \left(\frac{X_{t-1} - Y_{t-1}}{X_{t-1}} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{1}{1 + (FR_{t-1} - FB)} \right) \right)$$

Con:

$$FR_{t-1} = \frac{X_{t-1}}{Y_{t-1}}$$

Donde:

X = Ingresos acumulados

Y = Egresos acumulados

- X_{t-1} = Ingresos correspondientes a la información de período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo
- Y_{t-1} = Egresos correspondientes a la información del período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo
- FB = Igual a 1.15

La regalía variable se aplica a partir de que alcanza el valor de 1.15 y **en el rango de 0% a 20%**.

Los ingresos acumulados resultan de la valorización de la producción fiscalizada que le corresponde al contratista en los Contratos de Licencia, **en Boca de Pozo**. Por otra parte, los egresos acumulados incluyen las inversiones y gastos efectivamente incurridos hasta el período que se realiza el cálculo de R; no se incluyen en este último concepto: 1) Inversiones y Gastos en Ductos después del Punto de Fiscalización; 2) Impuesto a la Renta; 3) Depreciación y amortización; 4) Gastos financieros en general; 5) Montos que se paguen por incumplimiento de Contrato o de obligaciones tributarias y; 6) Otras inversiones y gastos no relacionados con las operaciones del Contrato, cuyo detalle se incorporará en el Procedimiento Contable del Contrato

Impuesto a la Renta, se aplica sobre la utilidad de la operación con una alícuota del **30%**. Adicionalmente el *“Estado, a través del Ministerio de Economía y Finanzas, garantiza al Contratista, el beneficio de estabilidad tributaria durante la Vigencia del Contrato, por lo cual quedará sujeto, únicamente, al régimen tributario vigente a la Fecha de Suscripción, de acuerdo a lo establecido en el “Reglamento de la Garantía de la Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley No. 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos”, aprobado por Decreto Supremo No. 32-95-EF, en la “Ley que regula los Contratos de Estabilidad con el Estado al amparo de las Leyes Sectoriales – Ley No. 27343” en lo que corresponda y en la “Ley de Actualización en Hidrocarburos – Ley No. 27377.”*

Finalmente, de acuerdo a la Ley 27624 se dispone que las empresas *“tendrán derecho a la devolución definitiva del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal que paguen para la ejecución de las actividades directamente vinculadas a la exploración durante la fase de exploración de los Contratos y para la ejecución de los Convenios de evaluación técnica.”*

9. VENEZUELA

Una de las características centrales de la legislación en Venezuela es que existen dos tipos de contratos según sea el hidrocarburo explotado. La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que la explotación de hidrocarburos líquidos se realiza mediante la firma de Contratos de Empresas Mixtas (CEM). Por otra parte, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos establece las Licencias para la Exploración y Explotación de Gas no asociado (LEEG).

9.1 Características Generales

Costos y Riesgos

La Ley Orgánica de Hidrocarburos define, entre otras, a las actividades de exploración y explotación como actividades primarias. En este sentido, el artículo 22 de la citada Ley menciona que las actividades primarias serán *“realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales a los efectos de esta Ley se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.”*

Adicionalmente el artículo 24 establece que *“El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”*

La selección de empresas operadoras se realiza según lo establecido en el artículo 37: *“Para la selección de las operadoras el organismo público competente promoverá la concurrencia de diversas ofertas. A estos efectos, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, creará los respectivos comités para fijar las condiciones necesarias y seleccionar a las empresas. El Ministerio de Energía y Petróleo podrá suspender el proceso de selección o declararlo desierto, sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República. Por razones de interés público o por circunstancias especiales de las actividades podrá hacerse escogencia directa de las operadoras, previa aprobación del Consejo de Ministros.”*

Respecto a los costos de operación y riesgos, el artículo 35 menciona que *“La República no garantiza la existencia de las sustancias, ni se obliga al saneamiento. La realización de las actividades se efectuará a todo riesgo de quienes las realicen en lo que se refiere a la*

existencia de dichas sustancias. Tales circunstancias en todo caso, deberán hacerse constar en el instrumento mediante el cual se otorgue el derecho a realizar las actividades y para el caso de no constar expresamente, se tendrán como incorporadas en el texto del mismo.”

Propiedad

El artículo 24 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que “El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”

Duración

Los CEM tienen una duración de 25 años con prórrogas de hasta 15 años adicionales, por otra parte, las LEEG tienen una duración de 35 años, con prórrogas que no pueden extenderse de los 30 años adicionales. Dichas prórrogas sólo pueden solicitarse a partir de la mitad del período en el cual se otorgó la licencia y antes de los 5 años de su vencimiento. El período de exploración para las LEEG es de cinco años, como máximo.

9.2 Sistema Tributario

Regalías

La explotación de hidrocarburos líquidos debe pagar una regalía de 30%, pudiendo disminuirse a 20% siempre y cuando se demuestre que su explotación económica es inviable.

La explotación de hidrocarburos gaseosos originados en las LEEG debe pagar una regalía del 20% sobre el valor bruto de producción.

Impuestos, el artículo 48 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de los siguientes impuestos:

1. *“Impuesto superficial. Por la parte de la extensión superficial otorgada que no estuviere en explotación el equivalente a cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada km² o fracción del mismo, por cada año transcurrido. Este impuesto se incrementará anualmente en un dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) años y en un cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes.”*
2. *“Impuesto de Consumo Propio. Un diez por ciento (10%) del valor de cada metro cúbico (m³) de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculados sobre el precio al que se venda al consumidor final, en el caso de que dicho producto no sea vendido en el mercado nacional, el Ministerio de Energía y Petróleo fijará su precio.”*

3. *“Impuesto de Consumo General. Por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno entre el treinta y cincuenta por ciento (30% y 50%) del precio pagado por el consumidor final, cuya alícuota entre ambos límites será fijada anualmente en la Ley de Presupuesto. Este impuesto a ser pagado por el consumidor final será retenido en la fuente de suministro para ser enterado mensualmente al Fisco Nacional.”*

4. *“Impuesto de Extracción. Un tercio (1/3) del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida en el artículo 47 de esta Ley para el cálculo de la regalía en dinero. Este impuesto será pagado mensualmente junto con la regalía prevista en el artículo 44 de esta Ley, por la empresa operadora que extraiga dichos hidrocarburos. Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial. El contribuyente también tiene el derecho a deducir del Impuesto de Extracción lo que hubiese pagado por cualquier ventaja especial pagable anualmente, pero solamente en períodos subsecuentes al pago de dicha ventaja especial anual.”*

“El Ejecutivo Nacional, cuando así lo estime justificado según las condiciones de mercado, o de un proyecto de inversión específico para incentivar, entre otros, proyectos de recuperación secundaria, podrá rebajar, por el tiempo que determine, el Impuesto de Extracción hasta un mínimo de veinte por ciento (20%). Puede igualmente restituir el Impuesto de Extracción a su nivel original cuando estime que las causas de la exoneración hayan cesado.”

5. *“Impuesto de Registro de Exportación. Uno por mil (0,1%) del valor de todos los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional, calculado sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburos. A tal efecto, el vendedor informará al Ministerio de Energía y Petróleo, antes de zarpar, sobre el volumen, grado API, contenido de azufre y el destino del cargamento. El vendedor presentará copia de la factura correspondiente al Ministerio de Energía y Petróleo dentro de los cuarenta y cinco (45) días continuos a la fecha de haber zarpado el buque junto con el comprobante de pago del Impuesto de Registro de Exportación.”*

“El Ejecutivo Nacional podrá exonerar total o parcialmente por el tiempo que determine el Impuesto de Consumo General, a fin de incentivar determinadas actividades de interés público o general. Puede igualmente restituir el impuesto a su nivel original cuando cesen las causas de la exoneración.”

10. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones del presente documento son:

- Los temas centrales en el diseño de un contrato petrolero y/o gasífero están relacionados con: 1) la propiedad del recurso, entendida ella como la capacidad para decidir el mercado, precio y volumen de venta; 2) la participación Estatal en la renta petrolera y; 3) el desarrollo de nuevas inversiones en determina área de interés hidrocarburífero. Lastimosamente, en muchas oportunidades, maximizar el beneficio del Estado en estas variables es muy difícil, dado que alcanzar una de ellas generalmente va en desmedro de otra. En este sentido, los objetivos de política energética de cada país – abastecimiento del mercado interno, mayor participación en la renta petrolera o autoabastecimiento de petróleo – usualmente condicionan un tipo de contrato.
- En materia hidrocarburífera, los países de América del Sur pueden dividirse en dos grupos: 1) aquéllos que poseen petróleo y/o gas natural en abundancia y; 2) aquéllos que importan ambos productos para satisfacer las necesidades del mercado interno. Por ello, los contratos de exploración y explotación en cada grupo son distintos. En el primer grupo generalmente se encuentran los contratos de servicios, a través de ellos el operador del campo, empresa pública y/o privada, recibe una compensación por las actividades de exploración y explotación, sin embargo, la propiedad del recurso se queda en el Estado, adicionalmente se observa que la inversión necesaria para estas actividades va por cuenta y riesgo de este operador.

Por otra parte, países que importan petróleo intentan motivar la inversión en el país a través de la firma de contratos de concesión (llamados también de “regalías e impuestos”) donde la característica central es que la propiedad del recurso la tiene el operador del campo, sin embargo, en la mayoría de los casos el Estado introduce cláusulas preventivas donde se menciona que, pese a que los hidrocarburos son de libre disponibilidad del operador, el Estado podría obligar a vender ellos al mercado interno a un precio “razonable”.

- La “razonabilidad” del precio mencionada en el punto anterior es un tema de amplio debate en materia de política energética. La razón es clara, en muchos de los contratos de exploración y explotación se establece que el precio de venta del petróleo y/o gas natural destinado al mercado interno, está en función al precio internacional de estos productos. En este sentido, cuando los contratos tienen éxito – se descubre petróleo y/o gas natural – es muy difícil que la sociedad civil comprenda que los precios internos de la gasolina y/o diesel oil deben variar en función a criterios internacionales. En general la pregunta que se plantea la gente es: “¿Si somos un país productor, por qué debemos comprar nuestro propio petróleo a precios internacionales?”

La solución a este problema depende de cada país, sin embargo, muy buenas experiencias se observa en aquellos países que ajustan los precios del mercado interno

en función a la cotización internacional **de largo plazo**, es decir, evitan trasladar las oscilaciones de corto plazo (del mercado internacional) a los precios de venta en el mercado interno.

- Otro tema central en el diseño de un contrato de exploración y explotación es la Participación Estatal en la llamada “Renta Petrolera”. Este tema, de difícil tratamiento, debe ser analizado de forma conjunta con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y otras leyes impositivas de carácter general, dado que los contratos de exploración y explotación muchas veces contienen textos como el siguiente: además de los tributos establecidos en el presente contrato, el operador del campo es sujeto del resto de obligaciones establecidas en la normativa vigente.

Los instrumentos de participación Estatal pueden agruparse en dos: 1) aquellos aplicados sobre la producción bruta (o el ingreso bruto) del campo petrolero y/o gasífero y; 2) aquellos que se aplican sobre la utilidad de la operación. La principal ventaja del primer grupo (donde generalmente se encuentran las regalías) es la facilidad y sencillez para su cobro, usualmente resultan de aplicar un porcentaje sobre el valor bruto de producción, ello facilita la labor de recaudación de la institución estatal correspondiente. Sin embargo, se presenta un problema no menor, alícuotas fijas no permiten la operación eficiente del campo. Ello surge porque, aún cuando la operación de éste genere resultados financieros negativos, el operador está obligado a pagar esta contribución, en este sentido, podría no motivar la inversión en campos con costos de producción elevados y/o alejados del mercado principal.

Por otra parte, los instrumentos aplicados sobre la utilidad de la operación, permiten la explotación eficiente del campo, dado que para su cálculo sí se consideran las condiciones de mercado y los costos de producción. Sin embargo, en este caso el problema central es la dificultad en su fiscalización, problemas de información sobre la estructura de costos del operador, dificultan el trabajo de la institución Estatal encargada de calcular y cobrar este tipo de tributos.

Algunos países intentan capturar las virtudes de los dos mecanismos antes descritos a través de impuestos a la producción (donde entran las regalías) en función a criterios de fácil verificación, por ejemplo, alícuotas variables en función al nivel de producción, precio de venta, profundidad de los pozos u otra variable que esté relacionada con la estructura de costos, pero que sea de fácil verificación para la institución recaudadora Estatal, son cada vez más comunes.

El diseño de contratos de exploración y explotación “completos”³⁰ es casi imposible, en particular en el sector hidrocarburífero, por ello, ajustes en éstos fueron (y son) usuales en muchos de los países de América del Sur, ya que las condiciones de mercado, las estructuras geológicas y los costos de producción – entre otras variables – tienen como constante, **el cambio y la incertidumbre**. Experiencias exitosas sugieren que toda modificación contractual será sostenible en el mediano y largo plazo, siempre y cuando sea acordada entre las partes involucradas, Estado y operador. Con alta probabilidad, decisiones unilaterales dañarán una de las variables más sensibles dentro el sector petrolero: **la buena reputación**.

30 Aquellos contratos que consideran todos los posibles escenarios futuros.

BIBLIOGRAFÍA

- Dasgupta, P. & Heal, G. (1979). **Economic Theory and Exhaustible Resources**. Cambridge University Press.
- Gallun, R., Wright, Ch., Nichols, L., y Stevenson, J. (2001). **Fundamentals of Oil and Gas Accounting**. Pennwell Books. 4th edition. Tulsa, Oklahoma.
- Gamponia, V. & Mendelsohn, R. (1985). “*The Taxation of Exhaustible Resources*”. The Quarterly Journal of Economics. February pp. 165-181.
- Irwin, Timothy, Michael Klein, Guillermo Perry y Mateen Thobani (1999). “*Managing Government Exposure to Private Infrastructure Risk*”, The World Bank Research Observer, Vol. 14, No. 2, (Agosto), pp. 229-245.
- Johnston, D. (1994). **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Penwell Books. Oklahoma
- Johnston, D. (2003). **International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis**. Penwell Books. Tulsa, Oklahoma.
- Johnston, D. & Johnston, D. (2002). **Economic Analysis and Risk Modelling**. University of Dundee. USA.
- Lamanna, D. (2007). **Régimen de los Hidrocarburos en América Latina**. Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma. Buenos Aires, Argentina.
- Mas-Collel, A.; Whinston, M. & Green, J. (1995). **Microeconomic Theory**. Oxford University Press.
- Medinaceli, M. (2007). **La Nacionalización del Nuevo Milenio: Cuando el precio fue un aliado**. Fundemos. La Paz – Bolivia.
- Mian, M. (2002). **Project Economics and Decision Analysis: Volume 1: Deterministic Models**. Pennwell Books; 1st edition.
- Newendorp, P. & Schuyler, J. (2000). **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. 2nd. Edition. Planning Press TM.
- Shively, B. & Ferrare, J. (2004). **Understanding Today’s Natural Gas Business**. Enerdynamics - The Energy Education Experts. Editon 2.1
- Slavin, N. (2007). **Investing in Oil and Gas Wells**. BookSurge Publishing.
- Wright, Ch. & Gallun, R. (2005). **International Petroleum Accounting**. Penwell Corporation. Tulsa – Oklahoma.

ANEXO 1: PARTICIPACIÓN ESPECIAL – BRASIL

DECRETO Nº 2.705

“Art. 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.”

“Art. 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.”

“§ 1º. No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

“onde:

RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times RLP \div VPF$	40

“III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

“§ 2º. No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times RLP \div VPF$	40

“ II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

“III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

“§ 3º. No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times RLP \div VPF$	40

“II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	$500 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times RLP \div VPF$	40

“III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

“§ 4º. Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:”

“I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	$150 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times RLP \div VPF$	40

“II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	$300 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times RLP \div VPF$	40

“III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.”

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

“§ 5º. A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica definidos neste artigo.”

“§ 6º. A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes.”

“Art. 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos.”

“Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.”

Art. 24. *Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.”*

“§ 1º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, in fine, do § 2º do referido artigo, será aplicado sobre o montante total pago a título de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais de Estado até a linha de limite da plataforma continental.”

“§ 2º. No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte.”

“§ 3º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, in fine, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.”

“§ 4º. O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte”.

“§ 5º. No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.”

“§ 6º. O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.”

Art. 25. *O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.”*

“Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.”

Art. 26. *A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.”*

Art. 27. *Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.”*

ISBN 978-9978-70-094-5



9 789978 700945