

CAPÍTULO 9

CONSIDERACIONES A PROPÓSITO DEL NUEVO MODELO REGULADOR PARA LAS ÁREAS DE PRESAL EN BRASIL

FLORIVAL RODRIGUES DE CARVALHO

*Superintendente de la Superintendencia de Planificación e Investigación
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

JACQUELINE BARBOZA MARIANO

*Experta en Regulación del Petróleo y Derivados
de la Superintendencia de Planificación e Investigación (ANP, Brasil)*

ALICE KINUE JOMORI DE PINHO

*Experta en Políticas Públicas y Gestión Gubernamental
de la Superintendencia de Planificación e Investigación (ANP, Brasil)*

ANDRÉ REGRA*

Asesor de la Superintendencia de Participaciones Gubernamentales (ANP, Brasil)

1. Introducción

En 2007, el Consejo Nacional de Política Energética –CNPE– fue informado sobre los resultados de los tests de producción obtenidos por Petrobras –Petróleo Brasileiro S.A. – en áreas exploratorias bajo su responsabilidad, que indicaban la existencia de una nueva y significativa provincia petrolífera en Brasil, posible detentadora de grandes volúmenes recuperables de hidrocarburos (CNPE, 2007). Tales volúmenes, en caso de ser confirmados, podrán alterar significativamente el nivel de las reservas del país, colocándolas entre las mayores del mundo. Se estima que las reservas probadas brasileñas podrán pasar de los actuales 14 mil millones de BOE a más de 50 mil millones de BOE.

Petrobras, de forma individual o mediante sociedades, perforó quince pozos y comprobó ocho de ellos, en esa región, denominada Presal, entre cinco y siete mil metros de profundidad. Situada en una nueva frontera exploratoria, el área fue delimitada por la compañía situándola entre los Estados de Santa Catarina y Espírito Santo, en las Cuencas Sedimentarias de Campos, Santos y Espírito Santo.

El área delimitada tiene cerca de 800 Km. de extensión y hasta 200 kilómetros de ancho, en lámina de agua variando entre 1,5 mil y 3 mil metros de profundi-

* Los autores agradecen a la Experta en Políticas Públicas y Gestión Gubernamental de la Superintendencia de Planificación e Investigación, María Mendes da Fonseca, por la cesión del texto del punto 4.4. Por lo demás, la opinión de los autores no refleja, necesariamente, la posición de la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis sobre el tema.

dad. Los tests efectuados indican la presencia de grandes volúmenes de crudo liviano de alto valor comercial, con cerca de 30° API, asociado a grandes cantidades de gas natural. Algunas partes de la provincia petrolífera ya habían sido concedidas en Rondas de Licitación anteriores realizadas por la ANP a Petrobras y a compañías petrolíferas extranjeras, en sociedad o no con la estatal brasileña, entre las cuales se encontraban Repsol (española), ExxonMobil (americana), Amerada Hess (americana), Galp (portuguesa) y Shell (anglo-holandesa). En el Cuadro 1 se indican los números relativos al área de Presal.

CUADRO 1.—*Características de la provincia petrolífera de Presal*

CARACTERÍSTICA DEL ÁREA	ÁREA	% DEL TOTAL
Área total de la Provincia de Presal	149.000 km ²	100%
Área ya concedida en rondas de licitación	41.772 km ²	28%
Área concedida a empresas con la participación de Petrobras	35.739 km ²	24%
Área todavía no concedida	107.228 km ²	72%

Fuente: ANP, 2009.

Tras conocerse estos hechos, en Noviembre de 2007, el Gobierno Federal, emitió la Resolución CNPE n.º 6 que determinó la exclusión de la 9ª Ronda de Licitaciones de la ANP, realizada el mismo año, de 41 bloques situados en las Cuencas de Espírito Santo, de Campos y de Santos, relacionados con posibles acumulaciones en depósitos del área de Presal y determinó la evaluación, por parte del Ministerio de Minas y Energía, «*de posibles cambios en el marco legal que contemplen un nuevo paradigma de exploración y producción de petróleo y gas natural, abierto por el hallazgo de la nueva provincia petrolífera, respetando los contratos en vigor.*».

Ante tal decisión, el Gobierno Federal y otros agentes del sector del petróleo y gas natural han debatido, desde entonces, los cambios propuestos, y se instituyó un Comité Interministerial, representado por el jefe de la Casa Civil de la Presidencia de la República y por los ministros de Estado de Minas y Energía, de Desarrollo, Industria y Comercio Exterior, de Hacienda y de Planificación, Presupuesto y Gestión, y por el presidente del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social –BNDES, por el Director General de la ANP, y por el presidente de Petróleo Brasileiro S.A.–Petrobras. Este comité concentró todos los estudios y sugerencias para la propuesta de un nuevo marco regulador para el área de los depósitos de Presal.

La propuesta de cambios por parte del Gobierno brasileño se justificó esencialmente por el bajo riesgo exploratorio de esas áreas, que en algunos casos puede llegar a cero, aunque las actividades de exploración y producción en esas condiciones representen grandes desafíos tecnológicos y financieros para la extracción de las reservas, lo cual es una cuestión estratégica para la nación brasileña. De hecho, la preservación del interés nacional en el aprovechamiento de los recursos energéticos del país fue la principal razón para que el gobierno brasileño iniciase la discusión de un nuevo modelo regulador para la nueva frontera exploratoria.

En este contexto, el presente trabajo tiene por objetivo presentar los cambios propuestos, y como éstos se sitúan en el actual escenario regulador de la industria del petróleo y gas natural de Brasil. Para ello, se exponen el historial regulador y técnico de las actividades de *upstream*, los diferentes modelos reguladores vigentes actualmente en el mundo, las propuestas del Gobierno brasileño y los principales desafíos vislumbrados.

2. Evolución de las actividades de exploración y producción de petróleo en Brasil

2.1. BOCETO HISTÓRICO

Hasta 1938, las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Brasil se efectuaban bajo régimen de libre iniciativa. Los capitales privados, nacionales y extranjeros podían ser aplicados libremente en cualquier actividad petrolífera en el país. Los capitales internacionales se concentraban en las empresas resultantes del desmembramiento de la Standard Oil y en la Royal Dutch-Shell. En este período, el primer sondeo profundo fue realizado entre 1892 y 1896, en el municipio de Bofete, en el Estado de São Paulo, por el hacendado Eugênio Ferreira Camargo, considerado el pionero de la búsqueda de petróleo en Brasil.

En 1938, el Gobierno Federal nacionalizó las riquezas del subsuelo. Así, por ley, toda actividad petrolífera pasó a ser, obligatoriamente realizada por ciudadanos brasileños.

También en ese año, el 29 de abril de 1938, fue creado el Consejo Nacional del Petróleo-CNP, cuya función, entre otras, era evaluar las peticiones de búsqueda y apertura de yacimientos de petróleo. El decreto que instituyó el CNP también declaró de utilidad pública el suministro nacional de petróleo y reglamentó las actividades de importación, exportación, transporte, distribución y comercio de petróleo y derivados y el funcionamiento de la industria del refino. Incluso antes de ser localizados, los yacimientos habían pasado a ser considerados patrimonio de la Unión. La creación del CNP marca el inicio de una nueva fase de la historia del petróleo en Brasil.

El día 3 de Octubre de 1953, el entonces Presidente de la República Getúlio Vargas promulgó la Ley 2004, creando Petrobras y estableciendo el monopolio del Estado sobre las actividades de exploración y producción de petróleo. El monopolio sería ejercido por la compañía y por el CNP, que tenía las atribuciones de orientación y fiscalización. En 1963, el monopolio del Estado fue ampliado, pasando a abarcar también las actividades de importación y exportación de petróleo y sus derivados.

En 1976, habían sido firmados los primeros contratos de riesgo para las actividades de exploración y producción entre Petrobras y empresas nacionales (Carmargo Corrêa, Paulipetro, Azevedo Travassos y otras) e internacionales (Exxon, Shell, Texaco, Total, Elf, Marathon, Conoco, Hispanoil, entre otras).

En 1988, con la promulgación de la nueva Constitución Federal, el Estado mantuvo su monopolio y los contratos de riesgo fueron prohibidos, manteniendo sólo aquéllos cuyas operaciones habían dado lugar a hallazgos comerciales.

Tras la fase de monopolio del Estado sobre las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, ejercido de forma exclusiva por Petrobras desde su creación, en 1954, en 1995, el Congreso Nacional aprobó la Enmienda Constitucional n^o 9, que flexibilizó el monopolio del sector. Esta Enmienda autorizó a la Unión a contratar, con empresas estatales o privadas, la realización de las actividades de búsqueda y apertura de los yacimientos de petróleo y gas natural y otros hidrocarburos fluidos, de refinación del petróleo nacional o extranjero, de importación y exportación de los productos y derivados básicos resultantes de las actividades de búsqueda y refino, el transporte marítimo, así como el transporte por ductos, de petróleo bruto, sus derivados y gas natural de cualquier origen.

Posteriormente, para reglamentar la referida Enmienda Constitucional, fue editada la Ley n.º 9.478, del 6 de agosto de 1997, conocida como Ley del Petróleo, que, además de disciplinar las actividades citadas, versaba sobre los principios y objetivos de la política energética nacional, creó el Consejo Nacional de Política Energética –CNPE– e instituyó la actual Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles-ANP, órgano regulador del sector del petróleo y gas natural en Brasil. La Ley del Petróleo estableció un nuevo entramado institucional y regulador para este sector, además de determinar la flexibilización del monopolio del Estado, siendo posteriormente reglamentada por el Decreto Presidencial n^o 2.455, de 1998.

La Ley n.º 9.478/97 redefinió el papel del Estado en la concesión y en la promoción de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en Brasil, y de acuerdo con el nuevo modelo institucional, ANP, a finales de 2009, ya había realizado diez rondas de licitación para la concesión de bloques para la exploración y producción de petróleo y gas natural, además de haber regularizado las áreas que ya se encontraban en fase de exploración por parte de Petrobras en la época de la promulgación de la ley, en la denominada Ronda Cero, del año 1999. En el nuevo modelo sectorial, la Ley del Petróleo determinó que la contratación de las actividades de búsqueda y apertura (exploración y producción) de los yacimientos de petróleo y gas natural y de otros hidrocarburos fluidos se haría mediante concesión, precedida de licitación (Artículo 15 Párrafo 1, Decreto n.º 2.455, 1997).

Por último, doce años tras la flexibilización del monopolio estatal, en 2009, comenzó el proceso de modificación del marco regulador para las actividades de exploración y producción de las áreas de Presal y se encuentran actualmente en proceso de votación en el Congreso Nacional, los cuatro proyectos de ley que determinan los cambios (Enero de 2010).

2.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BRASIL

La exploración y la producción de petróleo y gas natural en Brasil se pueden dividir en distintas fases: el período pre-Petrobras, básicamente de actividades pioneras y de reconocimiento; la etapa de exclusividad de Petrobras, con los campos terrestres, posteriormente en depósitos marítimos, en aguas rasas, y a continuación en aguas profundas y la fase posterior a la promulgación de la Ley del Petróleo, en 1997. Tras 1997, se produjo la consolidación de los campos *offshore*

como los grandes productores nacionales, y la búsqueda mediante yacimientos en aguas ultra profundas, siendo la región de Presal la última frontera exploratoria alcanzada, conforme se explica a continuación.

Fase Pre-Petrobras

La historia del petróleo en Brasil se inició en el Estado de Bahía, en el año 1858, cuando el Decreto n.º 2.266 fue firmado por el Marqués de Olinda y concedió a José Barros Pimentel el derecho a extraer mineral bituminoso para la fabricación de queroseno iluminante, en terrenos situados a las orillas del Río Maraú, en la Provincia de Bahía. Al año siguiente, en 1859, el inglés Samuel Allport, durante la construcción del ferrocarril oriental brasileño, observó el goteo de crudo en Lobato, en las afueras de Salvador.

Los primeros campos petrolíferos brasileños se descubrieron también en el Estado de Bahía, en el Municipio de Lobato, mucho tiempo después, en 1939. El hallazgo fue considerado subcomercial, pero incentivó la exploración, por el CNP, en la región de Recôncavo Baiano.

En 1941, uno de los pozos perforados dio origen al Campo de Candeias, el primer campo productor de petróleo en el país. Se habían producido nuevos hallazgos en Bahía y el CNP amplió las actividades exploratorias a otros estados.

1954/1968: Creación de Petrobras, Fase Terrestre

En 1955, en uno de los primeros pozos perforados en la Cuenca Amazónica, en la región de Nova Olinda, hubo producción de algún crudo, generando grandes expectativas por parte de la industria. En 1957, se descubrió la acumulación de Jequiá, en la Cuenca de Sergipe-Alagoas y la primera fuera de Bahía.

En 1963, se descubrió el Campo de Carmópolis, en la Cuenca de Sergipe-Alagoas, y éste se convertiría en el mayor yacimiento terrestre de Brasil.

1969/1974: Fase Marítima, Aguas Rasas

El inicio de las actividades exploratorias en el mar se produjo a finales de la década de los 60, con el inicio de las actividades de prospección *offshore* por parte de Petrobras. En 1969, se halló el primer yacimiento en la plataforma continental brasileña, el Campo de Guaricema, en Sergipe.

1975/1984: Fase Marítima, Aguas Rasas, Cuenca de Campos

Esta fase estuvo marcada por la decadencia de los yacimientos terrestres y la aplicación de los Contratos de Riesgo. Se encontró petróleo en la parte terrestre de la Cuenca Potiguar y gas natural en la Amazonía.

Posteriormente, en 1974, fue descubierta la Cuenca de Campos, en el litoral del estado de Río de Janeiro, y se halló el Campo de Garoupa. En 1975, fue descubierto el Campo de Namorado, el primer yacimiento gigante de la plataforma continental brasileña. Los yacimientos de Garoupa, Namorado, Anchova, Pampo

y Badejo entraron en actividad llegando a producir más del 50% del total de la producción marítima del país.

1985/1997: Fase Marítima, Aguas Profundas, Cuenca de Campos

Durante este período se descubrieron, en aguas profundas, en la Cuenca de Campos, los campos gigantes de Marlim, Barracuda, Albacora y Roncador y la región se consolidó como la gran productora nacional. Actualmente, la Cuenca de Campos concentra más del 80% de la producción brasileña de hidrocarburos.

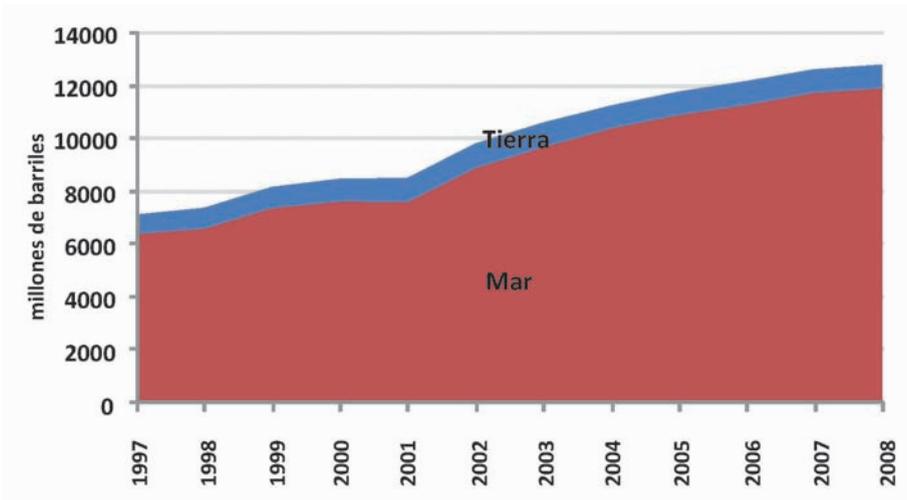
Petrobras desarrolló tecnologías de exploración y producción en aguas profundas y ultra profundas y Brasil está actualmente entre los pocos países que domina la tecnología de perforación, desarrollo y producción de petróleo en profundidades superiores a dos mil metros.

A finales de 1997, las reservas totales brasileñas llegaban a 16,9 mil millones de BOE y la producción diaria era de 300 millones de barriles de petróleo. El 31/12/2008, las reservas totales, sólo de petróleo, ya alcanzaban 20,9 mil millones de barriles y la producción ya era superior a 660 millones de barriles de petróleo (ANP, 2010).

El 31/12/2008, las reservas probadas de petróleo eran de 12,8 mil millones de barriles y las de gas natural eran equivalentes a 365 mil millones de metros cúbicos y la producción nacional de petróleo, en ese mismo año, alcanzó los 663.275 mil barriles. La producción total de gas natural fue de 21.593 millones de metros cúbicos. El gráfico 1 muestra la evolución de las reservas probadas nacionales de petróleo, en tierra y en el mar, en el período de 1997 a 2008, indicando su evolución tras la flexibilización del monopolio del Estado, el gráfico 2 muestra la evolución de las reservas de gas natural en el mismo período. Los gráficos 3 y 4 muestran la evolución de la producción de petróleo y de gas natural, respectivamente, en tierra y en el mar, también en el mismo período.

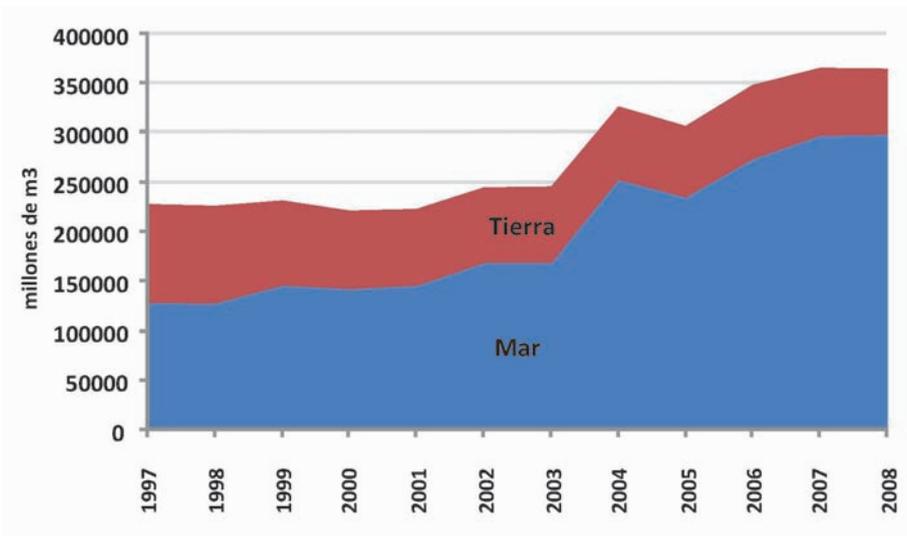
Cabe mencionar que las reservas indicadas en los gráficos 1 y 2 todavía no incluyen los recientes hallazgos de la región de Presal, ya que las áreas aún están en fase de evaluación y la declaración de reservas debe ser hecha, junto a la ANP, en consonancia con los criterios de apropiación de reservas definidos en el Reglamento Técnico contenido en la Disposición ANP n.º 09/2000 de la Superintendencia de Desarrollo y Producción, que establece las directrices para su estimación. El gráfico 5 muestra la evolución de la producción de crudo en Brasil, en áreas marítimas.

GRÁFICO 1.—Evolución de las reservas probadas brasileñas de petróleo, en tierra y en el mar, en el período de 1997 a 2008



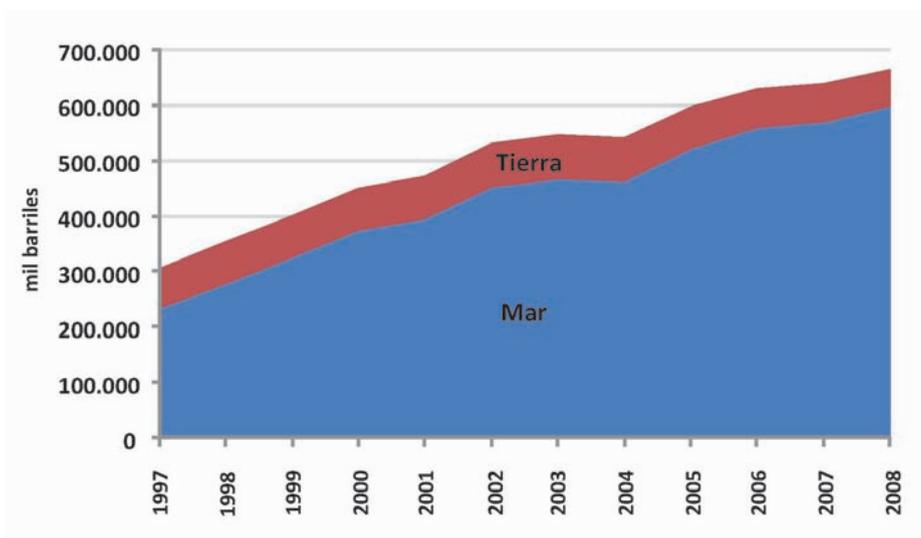
Fuente: ANP, 2009.

GRÁFICO 2.—Evolución de las reservas probadas brasileñas de gas natural, en tierra y en el mar, en el período de 1997 a 2008



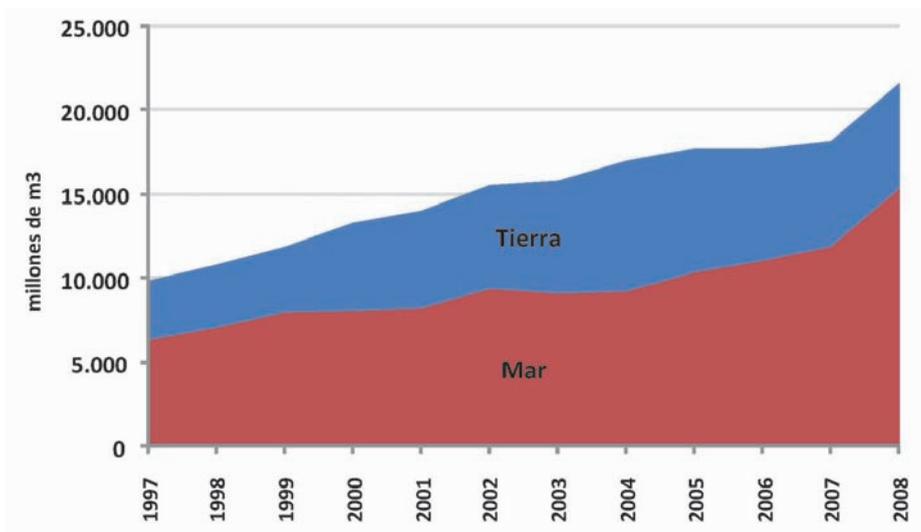
Fuente: ANP, 2009.

GRÁFICO 3.—Evolución de la producción de petróleo, en tierra y en el mar, en el período de 1997 a 2008



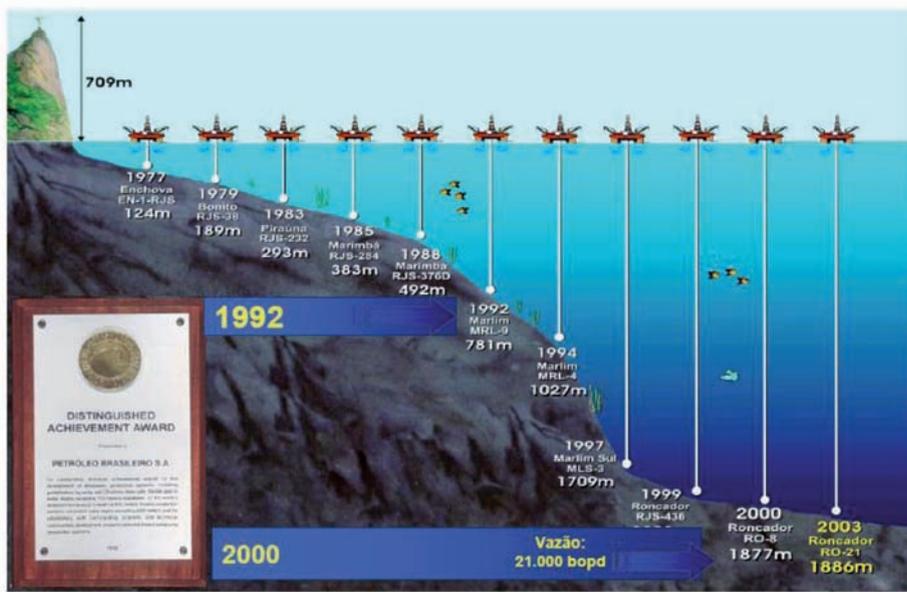
Fuente: ANP, 2009.

GRÁFICO 4.—Evolución de la producción de gas natural, en tierra y en el mar, en el período de 1997 a 2008



Fuente: ANP, 2009.

GRÁFICO 5.—Evolución de la producción marítima de hidrocarburos en Brasil



Fuente: NEPOMUCENO, 2008.

3. La región de Presal

En el año de 2004, Petrobras perforó algunos pozos petrolíferos en la Cuenca de Santos, donde habían sido identificadas, por encima de la capa de sal, rocas arenosas depositadas en aguas profundas, de las que ya se conocía su existencia. En el caso de encontrar petróleo, el objetivo sería continuar con la perforación hasta llegar al Presal, donde los técnicos de la compañía creían que se encontrarían grandes depósitos de crudo.

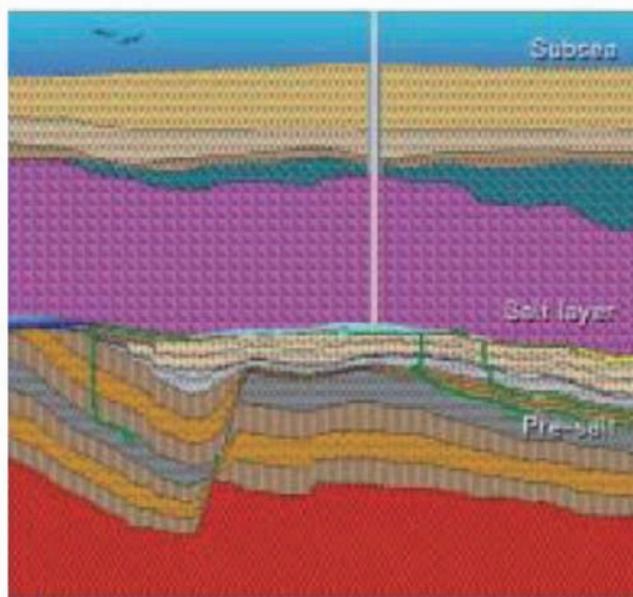
En 2006, cuando la perforación ya había alcanzado los 7.600 metros de profundidad bajo el nivel del mar, se encontró una acumulación gigante de gas natural, además de depósitos de condensado, parte ligera del petróleo. Ese mismo año, en otra perforación hecha en la Cuenca de Santos, Petrobras y sus socios realizaron un nuevo hallazgo, que cambiaría definitivamente el rumbo de la exploración en Brasil. A poco más de cinco mil metros de profundidad, bajo el nivel del mar, se constató que el pozo, bautizado como Tupí, mostraba indicios de la existencia de crudo bajo la capa de sal. Este hecho provocó la perforación de siete pozos más y en todos ellos se encontró petróleo.

El término Presal se refiere a un conjunto de rocas localizadas en las divisiones marinas de gran parte de la costa brasileña, con potencial para la generación y acumulación de petróleo. Se decidió que se denominaría Presal porque forma un intervalo de rocas que se extiende por debajo de una extensa capa de sal, que en ciertas áreas de costa alcanza espesores de hasta dos mil metros. La sílaba *pre* es

utilizada porque, a lo largo del tiempo, esas rocas se fueron depositando antes de la mencionada capa de sal. La profundidad total de esas rocas, que es la distancia entre la superficie del mar y los depósitos de petróleo bajo la capa de sal, puede sobrepasar los siete mil metros (gráfico 6).

La región de Presal está localizada a aproximadamente trescientos kilómetros de la costa brasileña, en el Océano Atlántico, y se extiende desde el Estado de Espírito Santo, en la Región Sudeste, hasta el Estado de Santa Catarina, en la Región Sur. Este área engloba tres cuencas sedimentarias, la Cuenca de Santos, Cuenca de Campos y Cuenca Espírito Santo, sin embargo, la capa presal no está uniformemente distribuida. Los depósitos de Presal están constituidos por rocas carbonáticas de origen microbiano, diferentes de las formaciones encontradas en la Cuenca de Campos, compuestas por rocas arenosas turbidíticas. El gráfico 6 muestra la localización geológica de los depósitos de Presal.

GRÁFICO 6.—*Localización de los yacimientos de hidrocarburos de Presal*



Fuente: www.presalt.com, 2010.

Los primeros resultados exploratorios de la región de Presal indicaron la existencia de importantes volúmenes de hidrocarburos y los mayores hallazgos recientes de Petrobras han sido hechos en la capa de Presal, en el área localizada entre los Estados de Santa Catarina y de Espírito Santo, donde habían sido encontrados grandes volúmenes de crudo liviano. El gráfico 7 muestra la localización de la región, en la costa brasileña.

Solamente la acumulación de Tupí, en la Cuenca de Santos, tiene volúmenes recuperables estimados de entre cinco y ocho mil millones de BOE. El depósito de Iara, también en la Cuenca de Santos, alberga aproximadamente entre tres y

cuatro mil millones de BOE. Los otros depósitos de la Cuenca de Santos, como Júpiter, Carioca, Bem-Te-Vi, Guará, Parati, Caramba, Iguazu e Iracema, están en fase de evaluación. En el presal del Campo de Jubarte, en la Cuenca de Campos, se estima que haya entre 1,5 y dos mil millones de BOE. El Campo de Guará alberga volúmenes estimados de entre 1,1 y dos mil millones de barriles de crudo liviano también con cerca de 30° API y gas natural asociado.

En la Cuenca de Santos, el crudo encontrado tiene una densidad de cerca de 30° API, baja acidez y bajos niveles de azufre. Estas características son propias de un petróleo de alta calidad y de mayor valor en el mercado que el petróleo más comúnmente encontrado en áreas *offshore* en Brasil, cuyo grado API medio es de cerca de 20° (Petrobras, 2009).

GRÁFICO 7.—*El Presal brasileño*



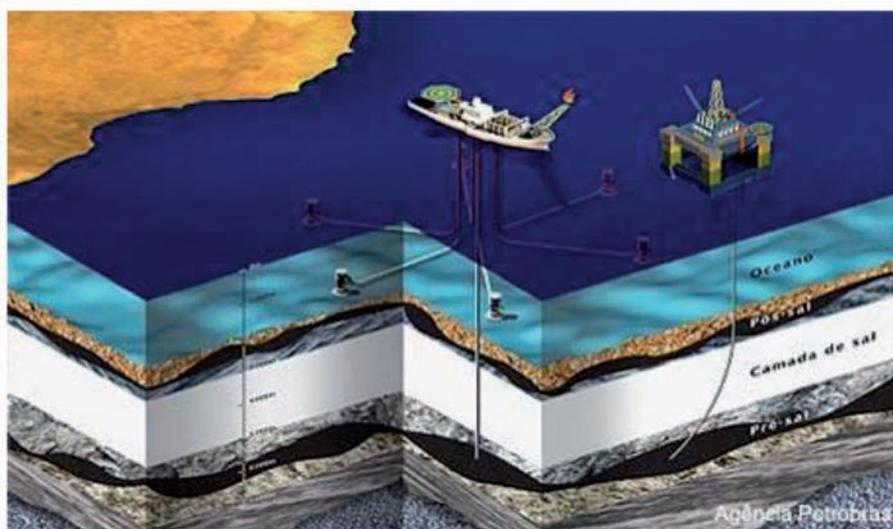
Fuente: www.presalt.com, 2010.

El desarrollo de los yacimientos de Presal será bastante diferente del de los yacimientos de la Cuenca de Campos, según Petrobras. Nuevas tecnologías están siendo probadas por la compañía y los desafíos tecnológicos son significativos. El levantamiento cartográfico de los depósitos es complicado, la geología de la zona es complicada y los costes de perforación son muy elevados. Los desafíos

tecnológicos son inéditos, no sólo por exigir la perforación de pozos que atravesarán cerca de dos mil metros de sal, sino también depósitos formados por rocas poco conocidas aún en la industria del petróleo. Además, los yacimientos están localizados a grandes distancias de la costa, lo que exigirá un nuevo y complejo modelo logístico para el transporte de personas y equipamientos, así como para el almacenamiento y la salida de la producción.

El Campo de Tupí inició su producción el 1º de Mayo de 2009, situado en la Cuenca de Santos, con el inicio del Test de Larga Duración – TLD. El TLD, durante quince meses, recogerá informaciones técnicas para el desarrollo de los depósitos hallados por la empresa en la Cuenca de Santos. Con este test, se investigarán, entre otras variables, el comportamiento de los depósitos en producción a largo plazo, el movimiento y el drenaje de los fluidos durante la producción, su flujo submarino y la mejor geometría para los pozos. Estos datos serán decisivos no sólo para definir el modelo de desarrollo del área de Tupí, sino también de las otras acumulaciones de Presal de esta cuenca sedimentaria e incluso orientar el desarrollo de otros campos del área de Presal (gráfico 8).

GRÁFICO 8.—*Desarrollo de los campos de Presal*



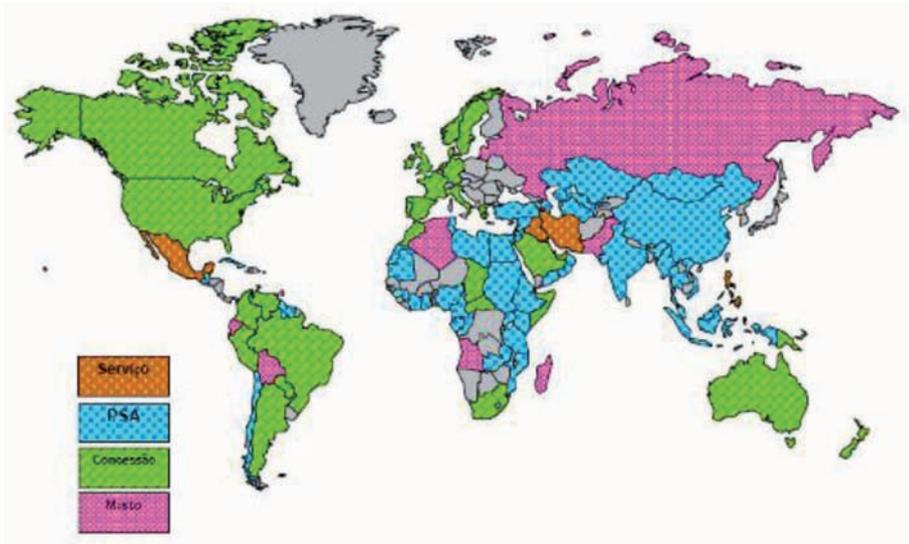
Fuente: www.presalt.com, 2010.

Petrobras es la primera compañía de petróleo en el mundo en encontrar y producir petróleo y gas natural por debajo de la capa de sal, en horizontes geológicos y profundidades que llegan a los siete mil metros bajo la superficie del mar. Estos hallazgos, seguramente, conducirán a la empresa y también a Brasil hacia una posición privilegiada en la industria.

4. Modelos contractuales para las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural

La industria del petróleo y gas se desarrolló a lo largo del tiempo bajo diversos modelos fiscales y reguladores, adaptándose a la legislación local y a las características institucionales de cada país. Las actividades de exploración y producción son realizadas en el mundo bajo diferentes modalidades contractuales. El gráfico 9 muestra la distribución geográfica de los tipos de modelo contractual utilizados en todo el mundo.

GRÁFICO 9.—*Distribución de los modelos contractuales utilizados en el mundo*

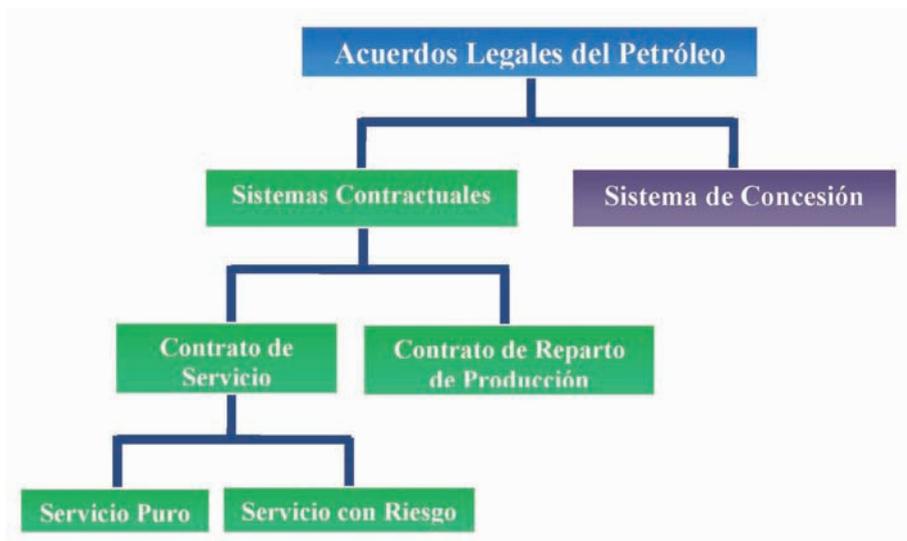


Fuente: IBP, 2009.

Además de las directrices políticas y la organización institucional de los países, los modelos fiscales adoptados consideran otras variables, tales como las características geológicas, el volumen y tipo de reservas, la calidad del petróleo y el peso del sector en la economía del país.

Los sistemas legales más comunes son las concesiones y los sistemas de reparto de producción. En ambos el inversor asume todos los riesgos y costes asociados a las etapas de exploración, desarrollo y producción, y recibe una compensación que se incrementa con el aumento del riesgo. Existe también el contrato de servicio y modelos mixtos. El gráfico 10 muestra los tipos de regímenes fiscales utilizados en el mundo.

GRÁFICO 10.—Regímenes fiscales del sector de petróleo



Fuente: a partir de WoodMackenzie, 2007.

En los siguientes puntos se detallan las características de cada uno de los tipos de modelos contractuales anteriormente mencionados.

4.1. CONCESIÓN

El modelo de concesión es aquél en que el Estado cede a compañías nacionales o extranjeras el derecho exclusivo de explorar y producir hidrocarburos por su cuenta y riesgo, convirtiéndolas en propietarias del petróleo y gas producidos, observando, sin embargo, las reglas del contrato y los mecanismos de tasación aplicables. La cesión del derecho de exploración y producción de un determinado bloque puede ser realizada mediante contratación directa, proceso licitatorio, análisis de propuesta de las compañías petrolíferas, entre otros (Bain & Tozzini, 2009).

Es de destacar que la propiedad de los hidrocarburos *in situ* (en su condición natural en la superficie o en el subsuelo) es exclusiva del Estado, pasando solamente a las compañías petrolíferas tras su extracción. Por tratarse de un recurso estratégico, puede haber una cláusula en los contratos que obligue a destinar parte de la producción al suministro del mercado interno del país. Otra característica de este tipo de contrato es que las compañías petrolíferas son titulares de los equipamientos y activos y poseen el control sobre las operaciones.

Por otro lado, el Estado posee un papel regulador y de seguimiento y fiscalización de las actividades de la industria. El contrato de concesión puede prever inversiones obligatorias, pago de obligaciones financieras, protección ambiental, incentivos al crecimiento y especialización de la mano de obra local, entre otros.

Las operadoras tienen la propiedad del petróleo producido, debiendo efectuar el pago de participaciones gubernamentales y tributos al Estado de acogida conforme a la producción y los beneficios obtenidos.

Los ingresos financieros generados por la industria del petróleo y transferidos al Estado son denominados participaciones gubernamentales, recibidas por el Poder Público como forma de compensación por las consecuencias negativas causadas por la exploración y la producción de estos recursos naturales no renovables.

En un sistema de concesión simple, las regalías inciden sobre los ingresos brutos. Tras el pago de regalías, son deducidos de los ingresos netos (ingresos brutos – regalías) los costes operacionales, la depreciación, la amortización y otras deducciones. El valor correspondiente a los ingresos netos menos las deducciones constituye la base de cálculo para el impuesto de la renta. El montante remanente tras el pago de los tributos corresponde al beneficio económico de la empresa.

Las concesiones predominaron a principios de los años 60 según Johnston. Los primeros acuerdos consistían sólo en un pago de regalías al Estado, que fueron aumentando paulatinamente. A medida que los gobiernos pasaban a tener mayor poder de negociación se crearon nuevos impuestos. A finales de los años 70 y principios de los años 80, los gobiernos introdujeron nuevas modalidades de tributación.

Las fuentes de ingreso más comunes relacionadas con la concesión pueden ser divididas en regalías, alquiler de área, bonos financieros, impuesto de la renta y tributos sobre beneficios extraordinarios.

El bono de firma se paga en la firma del contrato de exploración y producción, pudiendo ser determinado por proceso de licitación, negociación directa o por la legislación de un país.

Las regalías son la fuente de ingreso más común debido a la facilidad de cómputo de los valores devengados, que son calculados por la multiplicación de un tipo de gravamen por el valor de la producción (*= producción x precio*).

Son bastante habituales los pagos sobre beneficios extraordinarios y pueden representar la mayor fuente de ingresos del Estado en períodos de alza del precio del petróleo.

Actualmente, en Brasil, las denominadas participaciones gubernamentales están compuestas por los bonos pagados en las rondas de licitación, el pago por la ocupación de las áreas bajo concesión, la remuneración a los propietarios en tierra, las regalías y participaciones especiales para los campos de alta rentabilidad y producción, que incurren sobre el beneficio del petróleo o gas producido. También recaen en el país todos los impuestos cobrados en la cadena de producción, incluyendo los tributos directos (impuesto de la renta y contribución sobre el beneficio neto) e indirectos, sobre equipamientos y servicios. Las participaciones actualmente adoptadas en Brasil son detalladas en el punto 5.

El modelo de concesión presenta como principal ventaja para los Estados el hecho de que los riesgos y costes de las actividades de exploración, desarrollo y producción sean soportados únicamente por las compañías petrolíferas. Éstas

cargan con toda la responsabilidad por la adquisición e instalación de los equipamientos necesarios para el desarrollo de las actividades y, de este modo, detentan la propiedad o la posesión sobre ellos.

Una vez cumplidas las fases y las etapas contractuales, se llega al fin del período de concesión, con el abandono del área. La titularidad de las instalaciones utilizadas para las actividades de exploración, desarrollo y producción es entonces transferida al Estado de acogida.

4.2. REPARTO DE PRODUCCIÓN

En el modelo de contrato de reparto de producción (PSC), el Estado otorga a la empresa petrolífera el derecho a desarrollar, con exclusividad, las actividades de exploración y producción, a su propio riesgo y coste (Bain y Tozzini, 2009).

En caso de que no se encuentren hidrocarburos o las reservas no sean aptas para su comercialización, el contrato termina y la compañía se queda sin ningún derecho a recuperar lo invertido. Por otra parte, si el hallazgo fuese considerado comercial, hay criterios contractuales para la recuperación de los costes (el denominado petróleo de recuperación de costes o *cost oil*). Tras la devolución de éstos, la producción subsiguiente (el denominado petróleo crudo neto o *profit oil*) sería dividida entre el gobierno y la empresa.

El petróleo y gas extraídos son propiedad del Estado, que entrega a la compañía petrolífera parte del petróleo como remuneración por sus actividades y por el riesgo de exploración y producción.

En este sistema, las regalías inciden sobre los ingresos exactamente como ocurre en la modalidad de concesión. La etapa siguiente consiste en la recuperación de los costes por parte de la empresa contratada. El montante correspondiente a los ingresos netos menos costes será compartido entre gobierno y empresa en la proporción establecida en el contrato. Sobre la parte destinada a la empresa también recaerá el impuesto de la renta.

Los contratos de reparto generalmente incluyen programas previamente establecidos de exploración y de producción que deben ser cumplidos. Durante el desarrollo de los mencionados programas de exploración y producción, el Estado generalmente participa de la administración del negocio directamente o mediante una compañía estatal (NOC¹). La propiedad de los equipamientos y de las instalaciones es transferida al Estado de acogida al final del contrato o progresivamente, según indique el calendario de amortizaciones.

Los sistemas de reparto de producción se pueden dividir en dos categorías principales: el «modelo indonesio», en que la empresa recibe primero una asignación de la producción destinada a resarcirla por sus costes y gastos (dentro de límites preestablecidos) y luego, tras la recuperación de los costes, un porcentaje del resto de la producción y el «modelo peruano», también utilizado en países como Bolivia y Trinidad y Tobago, en que la compañía recibe un determinado porcentaje de la producción como pago único por sus costes, gastos y beneficios (Bain y Tozzini, 2009).

¹ *National Oil Company*: Empresa petrolífera controlada por el gobierno de un país.

Un aspecto muy importante del contrato de reparto es la definición del «*cost oil*». El contrato debe describir qué costes soportados por la empresa pueden ser recuperados, cuál será la forma de recuperarlos, a qué velocidad se producirá el reembolso, cuál será la parte del Estado durante el período de recuperación, entre otros aspectos. Es justamente la complejidad contable de los cálculos realizados para determinar los costes soportados por las empresas una de las críticas más comunes al sistema de reparto.

En relación al *profit oil*, los principales sistemas empleados son: utilizar porcentajes fijos de reparto (caso de Indonesia, donde el 85% es la parte del Estado y el 15% la de la empresa contratada), reparto progresivo basado en la producción diaria o acumulativa, aumentando la participación estatal según el aumento de la producción y reparto variable según el beneficio obtenido de las operaciones.

Este tipo de contrato pretende atraer a empresas multinacionales del sector del petróleo y del gas interesadas en arriesgar capital y utilizar su capacidad tecnológica para desarrollar las reservas del Estado. En la mayoría de los países que utilizan el régimen de PSC, la empresa estatal es socia en la empresa conjunta, compartiendo también la gestión de las actividades de exploración y producción con vistas a adquirir conocimiento (*know-how*) de la compañía petrolífera.

La característica más destacable del reparto, y que la distingue de la concesión, es la propiedad de los hidrocarburos producidos. La titularidad de éstos sólo es transferida a la compañía en el momento de la exportación/venta, a diferencia de lo que sucede con el contrato de concesión, en el cual el petróleo pasa a la empresa petrolífera en el momento de la medición fiscal.

Así, en países en que las actividades de exploración y producción tienen mucho peso en la economía nacional, se adopta el modelo de reparto para garantizar al Estado la propiedad del petróleo y del gas producidos y para permitir un mayor control estatal sobre las actividades económicas.

Históricamente, los primeros contratos de reparto surgieron por una voluntad política, en especial en los países en desarrollo, de oposición a las primeras concesiones. Éstas eran vistas por la población de los países productores como jurídicamente permisivas y económicamente desequilibradas en favor de las empresas de petróleo privadas (Bain y Tozzini, 2009).

En los países que adoptan el régimen PSC, el gobierno puede actuar directamente mediante ministerios o agencias reguladoras. Generalmente, la empresa estatal está presente en los contratos y las compañías privadas asumen el papel de inversoras, pudiendo operar directamente los bloques o ejercer funciones menos centrales en las actividades de exploración y producción. A pesar de, en muchos casos, la NOC tener el control y la gestión de las operaciones, es habitual la creación de comités en los que las decisiones son tomadas en conjunto, debido al volumen de inversión realizado por todas las partes.

Es importante destacar que, a pesar de que la propiedad de los hidrocarburos no es transferida a las compañías petrolíferas, éstas tienen el derecho a contabilizar las reservas en sus estados contables, lo cual es de enorme interés para ellas pues afecta a su valor de mercado.

Otra ventaja del régimen de reparto desde el punto de vista de las empresas privadas es que, en países con fragilidad institucional, el contrato protege al inversor de bruscos cambios políticos. Esta característica, propia del PSC, es denominada *self-contained agreement*, lo que significa que es un contrato regulado por sus propios términos y condiciones y por la legislación específica que lo rige, no sujeto, pues, a variaciones o cambios de otras legislaciones genéricas del Estado de acogida (Bain y Tozzini, 2009).

4.3. CONTRATOS DE SERVICIO

Existen países en que el monopolio de exploración y producción de petróleo y gas natural es exclusivo del Estado y no delegable a otros. En este caso, que tiene como ejemplos a México y a países de Oriente Medio como Irán, Irak y Arabia, la solución para aprovechar la experiencia y capacidad de inversión de las compañías petrolíferas privadas es el contrato de servicio.

Los contratos de servicio se basan en una fórmula simple: la empresa aporta todo el capital necesario para la exploración y el desarrollo de los campos y, como contrapartida, el gobierno paga a la empresa una cuantía en dinero que permita recuperar sus costes y cubrir los servicios realizados, independientemente del éxito de las actividades desarrolladas (Tordo, 2007 y Jonhston, 1994).

La compañía privada garantiza un flujo de caja estable, pero no posee ninguna participación en los ingresos procedentes de la venta del petróleo producido. De este modo, el petróleo extraído no es contabilizado como reserva para las empresas, factor que convierte este tipo de contrato en bastante menos atractivo que los contratos de concesión y reparto.

Al igual que en el sistema de concesión y de reparto de la producción, habrá carga de tributos sobre la parte que corresponde a la empresa. Y de la misma manera que sucede en el sistema de reparto toda la producción pertenece al gobierno.

En el pasado, los acuerdos de servicio eran muy usados por los países importadores netos de petróleo, incluso por Brasil.

Existe una variación más en el contrato de servicios (Bain y Tozzini, 2009). La compañía petrolífera es contratada para explorar y producir el petróleo en una determinada región, bajo su riesgo. En caso de hallazgo, la empresa pasa a tener derecho a recibir un porcentaje contractualmente establecido sobre la producción realizada, aunque la titularidad sea del Estado. Por otro lado, cuando no se produce hallazgo alguno, los costes ocasionados en el período exploratorio no son resarcidos.

Por tratarse de un mecanismo altamente desfavorable para la empresa, este tipo de contrato es el ofrecido en aquellas áreas en que el riesgo de no producirse hallazgos es muy bajo.

4.4. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MODELOS DE CONCESIÓN Y DE REPARTO DE PRODUCCIÓN

Los dos sistemas más populares en el mundo presentan algunas diferencias. La diferencia fundamental entre los sistemas de concesión y de reparto radica en la posesión de los recursos naturales (Tordo, 2007 y Jonhston, 1994):

- En el sistema de concesión, la titularidad de los hidrocarburos es transferida al inversor en el momento de la medición fiscal. El Estado recibe regalías y otros pagos como compensación por el uso del recurso por el inversor. La titularidad y la posesión de los equipamientos e instalaciones construidas para las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos pasan al Estado al término del período de vigencia de la concesión (por expiración del plazo o por la devolución del área). El inversor normalmente se responsabiliza por el abandono.
- Bajo el régimen de reparto de producción, el traspaso de titularidad se produce en el momento de entrega (venta o exportación). Por regla general, la titularidad y la posesión de los equipamientos e instalaciones construidas para las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos pasan al Estado inmediatamente. Además, a menos que se incluyan cláusulas contrarias en el contrato o en la legislación específica, el gobierno (o la NOC) es legalmente responsable por el abandono del área.

El cuadro 2 muestra las principales características entre los sistemas de concesión y de reparto.

Dada la naturaleza del riesgo propio de las actividades de exploración y producción, en los dos tipos de sistema, la habilidad del inversor en mitigar riesgos por medio del traspaso de la totalidad o de parte de sus derechos a otros *players*, así como la objetividad y la transparencia de las condiciones para la aprobación del gobierno (incluyendo cualquier garantía de acción relevante), son elementos importantes que determinan el atractivo del régimen de un país (Tordo, 2007).

En las últimas décadas, algunos países optaron por cambiar el régimen de concesión por el de reparto de producción y viceversa. En algunos países de Asia Central, como Azerbaiyán, Kirguizistán, Uzbekistán, Turkmenistán y Georgia, la mayor parte de los nuevos contratos son en régimen de reparto de producción y los ya existentes están siendo renegociados a este régimen. Por regla general, estos nuevos contratos contienen alguna forma de escala variable ligada al precio o a la rentabilidad, aplicada al reparto de los beneficios o a la recuperación de los costes (Jonhston, 1994).

Por otro lado, otros países con una larga historia de producción, en los cuales las reservas son abundantes, como Argelia, Venezuela y Rusia los contratos de reparto de producción tuvieron un papel fundamental en la política fiscal, pero hoy son vistos como indeseables desde el punto de vista de la atracción de nuevas inversiones. Curiosamente, estos países figuraron entre los de mayor inestabilidad fiscal en los últimos años.

Otro factor determinante en la elección del modelo adoptado por cada país son los costes asociados a las actividades de exploración y producción. De un

modo general, países con bajos costes en este segmento desean tener un mayor control sobre la producción y la operación de los campos y, por esta razón, adoptan contratos de reparto de producción o de servicio (ya en desuso).

CUADRO 2.—*Características de los sistemas fiscales*

Concesión	Reparto
<ul style="list-style-type: none"> • En su forma más simple, posee tres componentes: regalías, deducciones (costes de operación, depreciación, amortización, costes intangibles de perforación) e impuestos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo el régimen de contrato de reparto de producción, la empresa recibe una parte de la producción por los servicios realizados. En su forma más básica, posee cuatro componentes: regalías, recuperación de costes, beneficio obtenido del petróleo e impuestos.
<ul style="list-style-type: none"> • La regalía es, por regla general, un porcentaje de los ingresos de la venta del hidrocarburo*. La regalía representa el coste de hacer negocio, siendo, por lo tanto, deducible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Similar al sistema de concesión. Adicionalmente, las regalías no son deducibles.
<ul style="list-style-type: none"> • Los costes fiscales están descritos en la legislación del país en cuestión o en el propio contrato de concesión. Regalías y gastos operacionales son aplicados en el año en que se ocasionaron, y la depreciación es calculada de acuerdo con la legislación aplicable. Algunos países permiten la deducción de créditos de inversión, intereses de financiamiento y bonos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los costes fiscales están definidos y la depreciación está establecida en la legislación del país o en el contrato de reparto. Tras el pago de las regalías, la empresa puede recuperar los costes de acuerdo con las reglas contractuales (a veces, hay un límite de coste a ser recuperado por año). El restante de la producción es dividido entre el gobierno y la empresa, en un acuerdo con una proporción preestablecida.
<ul style="list-style-type: none"> • La renta tributable bajo el régimen de concesión puede ser tasada por el impuesto de la renta corporativo. Las pérdidas con impuestos pueden ser anotadas en las cuentas hasta que se produzca la recuperación total. 	<ul style="list-style-type: none"> • El impuesto de la renta corporativo puede ser aplicado o pagado por el gobierno o por su NOC en lugar de la empresa. El impuesto de la renta se calcula sobre la renta tributable (resultado neto de las regalías, de los costes y del <i>government share</i>). Las pérdidas con impuestos pueden ser anotadas en las cuentas hasta que se produzca la recuperación total. En la mayoría de los países, cuando hay límites para la deducción anual de los costes, no se utiliza como base de cálculo la parte del reparto que le corresponde a la empresa.

* En algunos casos, la regalía se calcula a partir de la producción neta. Algunos países utilizan precios fiscales para el cálculo de las regalías y del impuesto de la renta. Estos precios son definidos periódicamente y guardan relación con los precios usados en el mercado internacional. La utilización o no de precios fiscales por los países es una forma de tener en cuenta diferencias de calidad entre el petróleo/gas de referencia y el del país en cuestión, además de costes de transporte.

Los países con altos costes de exploración y producción, a su vez, tienden al sistema de concesión, en los cuales los agentes asumen todos los costes y riesgos asociados a las actividades de exploración y producción.

Las principales diferencias entre los sistemas de concesión y contractual resumidas por Tordo figuran en el cuadro 3.

CUADRO 3.—*Diferencias entre los sistemas fiscales de concesión y reparto de producción*

Característica	Concesión	Reparto de producción
Titularidad de los hidrocarburos	Unión	Unión
Traspaso de titularidad	En el momento de medición fiscal	En el momento de exportación/venta
Cuota de remuneración de la empresa	Ingresos brutos menos regalías	Coste de la producción + parte del reparto
Propiedad de las instalaciones	Empresa	Estado
Gerencia y control operacional	Menos control del gobierno	Más control del gobierno
«Ring fencing»*	Menos probable	Más probable

* Delimitación de la unidad contable-fiscal donde se da la asignación de ingresos y gastos, así como la contabilización de la producción a efectos de tipo de gravamen.

Fuente: Tordo, 2007.

5. Las participaciones gubernamentales

El punto de mayor polémica en lo referente al marco regulador del Presal es el relativo a las participaciones gubernamentales y, especialmente, cómo éstas serán distribuidas entre los beneficiarios.

El entramado legal vigente en Brasil (Constitución Federal Artículo 20 §1º, la Ley n.º 9.478/97 y sus reglamentaciones) contempla cuatro participaciones gubernamentales:

5.1. BONOS DE FIRMA

El Bono de Firma tiene su valor mínimo establecido en la Orden de Licitación de la Ronda en la que el bloque haya sido licitado, y corresponde al pago ofrecido por el postor en la propuesta para la obtención de la concesión del bloque, debiendo ser pagado íntegramente en el acto de la firma del Contrato de Concesión.

5.2. REGALÍAS

Las regalías constituyen una compensación financiera retribuida por los concesionarios de exploración y producción de petróleo o gas natural, y son pagadas mensualmente, en moneda nacional, a partir de la fecha de inicio de la producción de cada campo, en montante correspondiente al diez por ciento del valor de la producción de petróleo o gas natural.

Se permite a los concesionarios deducir del cálculo de las regalías solamente el volumen de gas natural reinyectado y/o quemado en antorchas por motivos de seguridad o por necesidades operacionales.

Las regalías tienen su previsión legal en los Artículos 47 y 50 de la Ley del Petróleo siguiendo las reglamentaciones dadas por los Decretos n.º 2.705/98 y n.º 01/1991. Estos Decretos subdividen las regalías en cuatro grupos, de acuerdo con los tipos de gravamen y lugares de extracción:

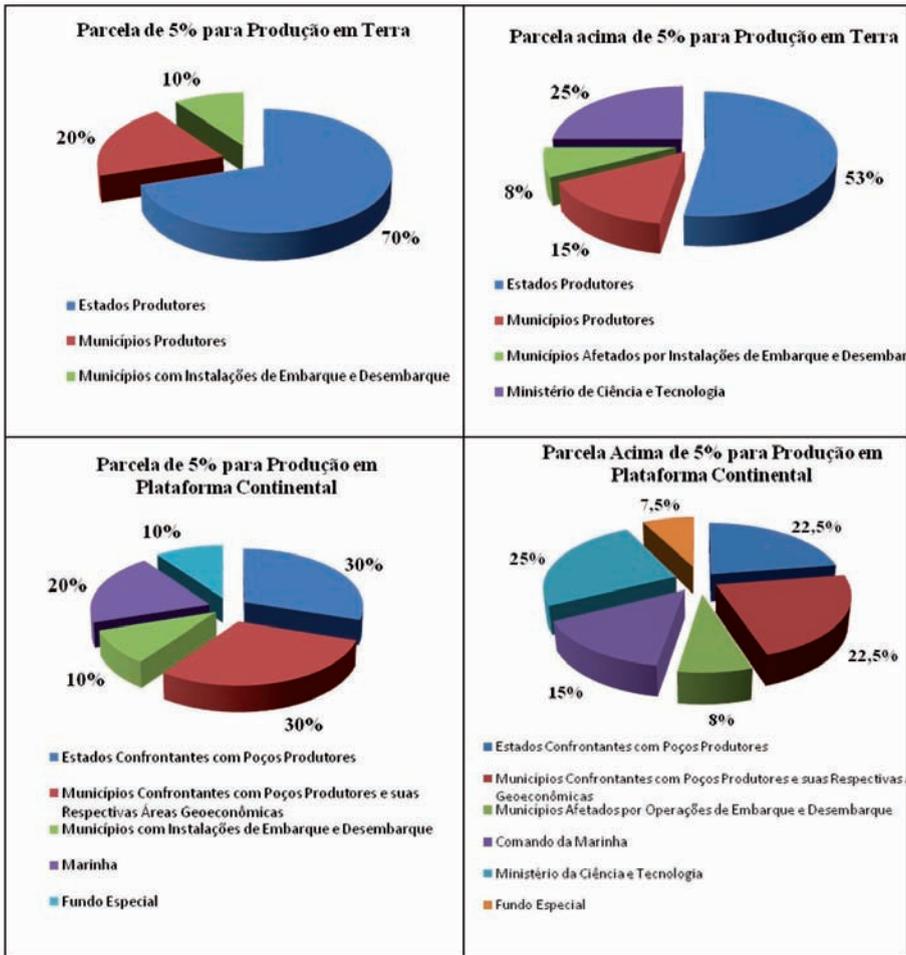
- *Tipo de gravamen de hasta el 5% para extracción en tierra;*
- *Tipo de gravamen superior al 5% para extracción en tierra;*
- *Tipo de gravamen de hasta el 5% para extracción en plataforma continental; y*
- *Tipo de gravamen superior al 5% para extracción en plataforma continental.*

Teniendo en cuenta los riesgos geológicos, las expectativas de producción y otros factores pertinentes, la ANP puede prever, en la orden oficial de licitación correspondiente, la reducción del tipo de gravamen de las regalías, solamente para la cuota del tipo de gravamen que excede el 5%, de modo que el tipo de gravamen mínimo de regalías, para estos casos excepcionales, sea del 5% (en estos casos el tipo de gravamen superior al cinco por ciento, es cero).

Atención especial merece lo concerniente a la distribución de las regalías. Las reglas de distribución de las regalías presentan un elevado nivel de complejidad, siendo regidas por dos leyes y dos decretos diferentes, a saber, Ley 7.990/89, reglamentada por el Decreto n.º 01/91 y Ley n.º 9.478/97, reglamentada por el Decreto n.º 2.705/98.

Estos reglamentos subdividen la recaudación de las regalías en cuatro subgrupos, los cuales tienen diferentes reglas de distribución entre los diversos beneficiarios. Se muestra, en el gráfico 11, la forma en que las regalías del petróleo y del gas natural son distribuidas, en función del lugar de extracción y del valor de su tipo de gravamen.

GRÁFICO 11.—*Distribución de las regalías, en Brasil, según el modelo regulador actual – extracción en tierra y extracción en el mar*



Fuente: ANP, 2001.

5.3. PAGO POR LA OCUPACIÓN O RETENCIÓN DE ÁREA

La Orden de Licitación, el Contrato de Concesión y el Decreto Federal n.º 2.705/98 (Artículo 28) disponen sobre el pago por la ocupación o retención de área, que debe ser hecho anualmente, fijado por kilómetro cuadrado o fracción de la superficie del bloque siendo aplicables, sucesivamente, a las fases de exploración, de desarrollo de producción y de producción.

El valor del pago por la ocupación o retención de área se liquida cada año civil, a partir de la fecha de firma del contrato de concesión, y se paga cada día

quince de enero del año subsiguiente. Para la fijación de los referidos valores unitarios, la ANP tiene en cuenta las características geológicas, la localización de la cuenca sedimentaria en la que se sitúa el bloque objeto de la concesión, así como otros factores pertinentes.

54. PARTICIPACIÓN ESPECIAL

La Orden de Licitación y el Contrato de Concesión establecen que, en los casos de gran volumen de producción, o de gran rentabilidad, se producirá el pago de una participación gubernamental adicional: la Participación Especial – PE.

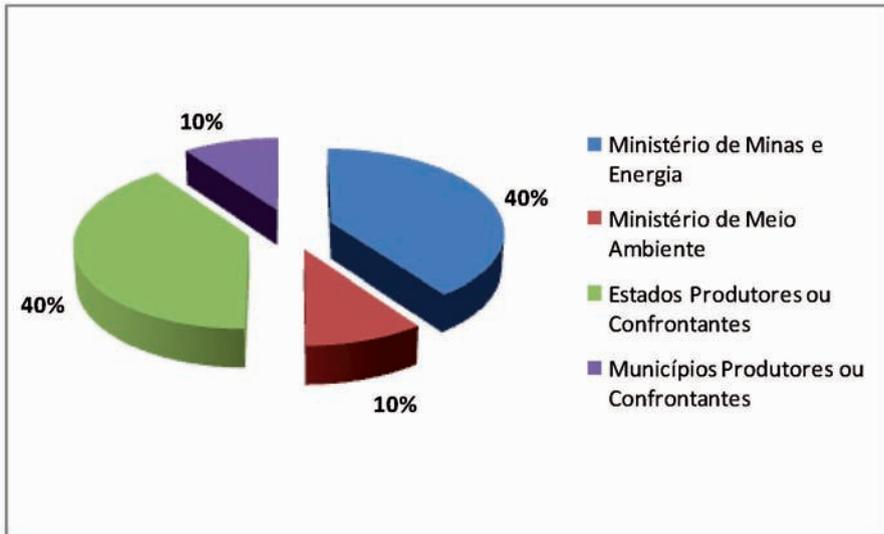
La PE se calcula multiplicando su base de cálculo por su tipo de gravamen efectivo, estando los dos elementos reglamentados tanto por el Decreto n.º 2.705/98 como por la Disposición ANP n.º 10/99. El tipo de gravamen de la PE tiene su metodología de cálculo descrita en el Artículo 22 del referido decreto y se rige por tres puntos:

- *Volumen de Producción:* El tipo de gravamen efectivo se incrementa con el aumento del volumen de producción, limitado al 40%.
- *Lugar de Extracción:* El Decreto n.º 2.705/98, contempla tres escenarios distintos para el cálculo del tipo de gravamen de la PE: tierra; aguas rasas (lámina de agua inferior a 400 metros) y aguas profundas (lámina de agua superior a 400 metros). El tipo de gravamen efectivo disminuye con la dificultad de la producción.
- *Año de Producción:* El tipo de gravamen de la PE se eleva en función de los años productivos, alcanzando su máximo en el cuarto año productivo y siguientes.

Los ingresos netos (base de cálculo de la PE) tienen sus directrices definidas en el Decreto n.º 2.705/98 y su reglamentación viene dada a través de la Disposición ANP n.º 10/99, en la que se indican los distintos elementos que pueden ser deducidos de los ingresos brutos del campo para definir sus ingresos netos.

Un punto importante a destacar es el hecho de que la PE recauda valores en el mismo orden de importancia que la recaudación de las regalías. En 2008 recaudó cerca de R\$ 11,7 mil millones mientras las regalías recaudaron cerca de R\$ 11 mil millones.

Atención especial merece también aquí la distribución de la Participación Especial. La distribución de los valores de la Participación Especial obedece a una regla más simple que la de las regalías, presentada en el gráfico 12. Los beneficiarios son el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Medioambiente, además de los estados y municipios confrontantes y/o productores.

GRÁFICO 12.—*Distribución de las Participaciones Especiales*

Fuente: ANP, 2001.

En el siguiente punto se indican las principales características de la propuesta del Gobierno Brasileño para el Nuevo Marco Regulador del Presal.

6. Propuesta de nuevo modelo para el sector del petróleo en Brasil

6.1. CONSIDERACIONES INICIALES

El hallazgo, en 2007, del Presal, nueva provincia petrolífera que puede ser una de las mayores del mundo, cambió la visión del Gobierno brasileño en relación al marco regulador del sector del petróleo y gas natural.

La Ley n.º 9.478/1997, actualmente en vigor, contempla el modelo de concesión como única posibilidad de contratación de las actividades de búsqueda y extracción de hidrocarburos. Como hemos visto, en este modelo, el concesionario ejerce, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, adquiriendo, tras la extracción, la propiedad de todos los hidrocarburos producidos. En cambio, paga al poder que concede, participaciones gubernamentales que pueden ser de tres modalidades: Bonos de Firma, Regalías y Participaciones Especiales, cuyos valores, en los dos últimos casos, dependen del volumen de producción del petróleo y del gas natural.

El modelo actual, de acuerdo con la justificación dada por el Gobierno en la Propuesta de alteración del marco legal del Petróleo, «*se muestra incompatible con la naturaleza del área de Presal*», cuyos tests realizados indican la existencia de grandes volúmenes de petróleo con bajo riesgo exploratorio y gran rentabilidad. Adicionalmente, el escenario internacional también se ha modificado bastante desde la

promulgación, en 1997, de la Ley del Petróleo, con precios en ascenso y demanda creciente de países en desarrollo y recesión de los países desarrollados.

La experiencia internacional reciente muestra una tendencia mundial de aumento de los ingresos gubernamentales en función del ascenso de los precios en el mercado del petróleo. Desde 2001 se produjeron varios movimientos en dirección al aumento del *Government Take* por parte de países detentadores de las reservas de petróleo y gas natural: Argelia, Argentina, Bolivia, China, Ecuador, Rusia, Reino Unido, EE.UU. (Alaska) y Venezuela (Wood Mackenzie, 2007).

Este aumento se produjo por diferentes mecanismos, desde la subida de los tipos de gravamen de las regalías y la creación de impuestos sobre el beneficio inesperado (*windfall profits tax*) hasta la alteración de otros impuestos/tasas relacionados o no con la actividad del petróleo. En Brasil, sin embargo, la tributación sobre el segmento de exploración y producción brasileño fue escasamente alterada a pesar de la sustancial subida de los precios internacionales del petróleo. El *Government Take* brasileño actualmente vigente es de cerca del 60% de las rentas petrolíferas.

Para el gobierno, existía la necesidad de realizar cambios legales destinados a contemplar este nuevo paradigma, de modo a asegurar una mayor participación de la Unión en las futuras asociaciones, permitir al país una mayor parte del petróleo y del gas extraídos, además de un mayor control sobre la producción, y desarrollar una política industrial de proveedores de bienes y servicios con un elevado contenido nacional.

Por regla general, los países exportadores se caracterizan por poseer grandes reservas, poca tecnología, una reducida base industrial, un mercado interno pequeño e inestabilidad institucional, mientras los países consumidores tienen pocas reservas, alta tecnología, gran mercado consumidor, gran base industrial y estabilidad institucional. Los hallazgos del Presal sitúan a Brasil en una situación privilegiada, ya que poseerá grandes reservas, alta tecnología en petróleo, base industrial diversificada, gran mercado consumidor y estabilidad institucional y jurídica.

De este modo, el presidente de la República determinó, en julio de 2008, la creación de una Comisión Interministerial con la finalidad de estudiar y proponer las alteraciones necesarias en la legislación, en lo tocante a las nuevas provincias petrolíferas, conforme se ha mencionado anteriormente.

A partir del trabajo de la Comisión Interministerial se enviaron al Congreso Nacional cuatro Proyectos de Ley. El principal Proyecto de Ley tiene como objetivo primordial la adecuación del marco legal a la nueva realidad que se configuró con el hallazgo de significativas reservas de petróleo y gas en la capa de Presal, de modo a instituir el régimen de reparto de producción como forma de contratación, por la Unión, de la exploración y la producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos en el área de Presal y en otras áreas estratégicas. Los otros Proyectos de Ley versan sobre la creación de una empresa estatal (NOC), de la creación del Fondo Social para encaminar los recursos obtenidos en las nuevas provincias petrolíferas y de la cesión onerosa de cinco mil millones de barriles a Petrobras.

Las propuestas presentadas se detallan en los puntos que figuran a continuación. Es importante destacar que estas propuestas están todavía en discusión en el Congreso Nacional y pueden ser modificadas. Tampoco es posible prever cuándo serán promulgadas las Leyes.

6.2. REPARTO DE PRODUCCIÓN

El Proyecto de Ley n.º 5.938/2009 propone los principales cambios relacionados con el sector del petróleo y gas natural. Por medio de él, se introduce en el ordenamiento jurídico brasileño la obligatoriedad de exploración y producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos mediante la realización de contratos de reparto de producción en la zona de Presal y en áreas consideradas estratégicas por el Estado brasileño. Como se ha visto, en esta modalidad de contratación el Estado mantiene la propiedad del petróleo y del gas producidos, asegurando al contratado, para la realización de las actividades, parte de esa producción, deducidos los costes de las actividades realizadas. Cabe resaltar que los bloques actualmente concedidos bajo régimen de concesión no sufrirán ninguna alteración.

De este modo, el nuevo régimen de contratación conlleva como ventaja principal un mayor control del proceso de gestión, desde la exploración hasta la comercialización, de las reservas de petróleo y gas. La proposición de Ley define que la elección de la empresa para explorar los bloques será realizada mediante licitación bajo forma de subasta, presentando como criterio único de selección el mayor porcentaje del reparto otorgado a la Unión.

Así, la propuesta vencedora será aquélla que ofrezca el mayor excedente en crudo para la Unión, observado el porcentaje mínimo establecido por propuesta del CNPE. Adicionalmente, el CNPE establecerá el ritmo de contratación de los bloques bajo el régimen de reparto de producción, la política de comercialización del petróleo y gas natural destinados a la Unión, y las regiones que serán clasificadas como área de Presal y también como áreas estratégicas, conforme a la evolución del conocimiento geológico.

Otro cambio importante de la nueva legislación es que existe la posibilidad de contratación directa de Petrobras como operadora única del bloque, sin necesidad de licitación. En los bloques en que hubiese subasta, Petrobras tiene una participación mínima garantizada del 30% y será operadora en todos los bloques.

Al Ministerio de Minas y Energía le corresponderá, en nombre de la Unión, la adjudicación de los respectivos contratos de reparto de producción y, según la ANP, la propuesta al CNPE de los bloques que sean objeto de concesión o de reparto de producción. Deberá, también, proponer al CNPE los parámetros técnicos y económicos de esos contratos, tales como los relativos a la definición del excedente en crudo de la Unión y a la fijación de su porcentaje mínimo, la participación mínima de Petrobras en el consorcio a ser constituido en cada caso, el valor del bono de firma, el contenido local mínimo, definido como la proporción entre el valor de los bienes producidos y de los servicios prestados en el país para la ejecución del contrato y el valor total de los bienes utilizados y de

los servicios prestados para esta finalidad. También le será atribuido al Ministerio de Minas y Energía establecer las directrices que serán indicadas por la ANP para la promoción de las licitaciones, así como para la elaboración de las minutas de los anuncios públicos y contratos de reparto de producción.

La ANP tendrá funciones de regulación y fiscalización de las actividades que sean realizadas bajo el régimen de reparto de producción, correspondiéndole la elaboración de los anuncios públicos de licitación y la promoción de las subastas, según las directrices del Ministerio de Minas y Energía, la promoción de estudios sobre la delimitación de bloques y la aprobación de los proyectos de exploración, de evaluación y de desarrollo de la producción, celando por el cumplimiento de las buenas prácticas de la industria del petróleo.

En relación con las características generales del contrato de reparto a ser utilizado en Brasil, es importante destacar que la empresa contratada emprenderá por su cuenta y riesgo todas las operaciones exploratorias. En caso de éxito, la empresa contratada será reembolsada en crudo por las inversiones exploratorias y en desarrollo de la producción, que estarán sujetos a límites preestablecidos por período y el excedente en crudo será repartido conforme a lo establecido en el contrato.

Este Proyecto de Ley es lo más importante para la implementación del modelo, y ha sido objeto de las mayores discusiones en el Congreso Nacional. Actualmente, se encuentra en el plenario de la Cámara de los Diputados para su votación, sin embargo su aprobación depende de la negociación entre los diputados en relación a la distribución de los recursos por el Estado entre los entes de la Federación: Unión, Estados y Municipios (productores de petróleo o no).

Otras cuestiones importantes como la introducción del reparto de producción, la obligatoriedad de Petrobras como operadora única, los cambios en las atribuciones de las instituciones que componen el sector del petróleo (CNPE, Ministerio de Minas y Energía y ANP) fueron aceptadas por los parlamentarios, según las noticias difundidas por la prensa hasta la fecha.

Sin embargo, tras la aprobación en la Cámara, el Proyecto todavía deberá ser votado por el Senado Federal para, por último, ser sancionado por el Presidente de la República. Aunque el Gobierno considere estos proyectos como prioritarios, en el año 2010 la actividad parlamentaria se verá afectada por las elecciones presidenciales, lo que puede generar retrasos en el calendario previsto.

6.3. CREACIÓN DE LA EMPRESA ESTATAL

Un importante aspecto del régimen de reparto de producción es la recuperación de los costes por el consorcio que opera el bloque en caso de hallazgo comercial. Por ello, es necesario que el Estado tenga capacidad de vigilar permanentemente las actividades del reparto de producción, de forma a garantizar el desarrollo eficiente de todas las etapas del proceso.

El nuevo modelo del sector petrolífero brasileño contempla la creación de una empresa 100% estatal (inicialmente denominada Petro-Sal), que llevará a cabo la gestión de los contratos de reparto de producción. La nueva empresa

deberá representar los intereses estatales, fiscalizar y actuar de forma a maximizar el excedente en crudo obtenido en favor del Estado brasileño. Esta entidad no será responsable por la ejecución, directa o indirecta, de las actividades de exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos, pero defenderá los intereses de la Unión en la gestión de los contratos de reparto de producción.

Otra atribución de la empresa es la firma, en nombre de la Unión, de contratos con los agentes comercializadores de la parte correspondiente del excedente en crudo. Le corresponderá también a la empresa estatal representar a la Unión en los casos en que se produzca la necesidad de celebrar acuerdos de individualización de la producción, esto es, cuando el yacimiento del área de Presal y de las áreas estratégicas se extiendan por áreas no concedidas o no contratadas bajo el régimen de reparto de producción.

La nueva empresa estatal tendrá por objetivo principal reducir la asimetría de informaciones entre la Unión y las empresas de petróleo por medio de la ejecución y seguimiento directo de todas las actividades de exploración y producción, en especial el coste de producción del crudo. Ésta deberá estar compuesta por un cuerpo técnico cualificado, y no actuará como operadora en los consorcios.

Para ello, Petro-Sal tendrá un papel primordial en el comité operacional previsto en los contratos de reparto de producción. La mitad de los integrantes de este comité será indicada por Petro-Sal, incluyendo a su presidente, correspondiéndoles a los mutualistas el nombramiento de los demás integrantes. El presidente tendrá poder de veto y voto de calidad.

Las competencias del comité operacional son: definir los planes de exploración y de evaluación de hallazgo de yacimiento de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos; declarar la comercialidad de cada yacimiento descubierto y definir el plan de desarrollo de la producción del campo; definir los programas anuales de trabajo y de producción, actividades que serán sometidas al análisis y aprobación de la ANP; analizar y aprobar los presupuestos relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y producción previstas en el contrato; supervisar las operaciones y aprobar la contabilización de los costes realizados, entre otras.

En relación a los ingresos de Petro-Sal, el Proyecto de Ley, en su Artículo 7º, contempla que los recursos tendrán como fuente la gestión de los contratos de reparto de producción, el bono de firma relativo a los respectivos contratos, la gestión de los contratos a celebrar con los agentes comercializadores, entre otras fuentes. Se pretende que, con ingresos específicos y vinculados al ejercicio de sus actividades, la nueva empresa pueda actuar con autonomía presupuestaria y financiera.

En caso de ser aprobados los Proyectos de Ley enviados por el Gobierno al Congreso Nacional, las atribuciones de las instituciones que participan del sector del petróleo y gas natural en Brasil en las áreas de Presal y otras áreas estratégicas serán los que se muestran en el cuadro 4.

Cuadro 4.—Resumen de las Atribuciones de Cada Institución en el Reparto de Producción

Elemento	ANP	ESTATAL	MME	CNPE
Bloques Exploratorios	Realiza estudios Delimitación bloques	No actúa	Analiza estudios Propone al CNPE	Aprueba bloques Aprueba licitación
Programas Exploratorios	Aprueba plan Fiscaliza ejecución	Aprueba gastos e Inversiones	No actúa	No actúa
Desarrollo de la Producción	Aprueba plan Fiscaliza ejecución	Aprueba gastos e inversiones	No actúa	No actúa
Unitización con Unión	Representa Unión hasta creación de la estatal	Representa Unión	No actúa	No actúa
Contratos de Reparto	Elabora la Orden Hace la Licitación	No actúa	Aprueba orden define parámetros técnicos firma contratos	Aprueba licitación aprueba parámetros técnicos
Comercialización del Petróleo de la Unión	No actúa	Firma contratos con agentes de comercialización	Propone la política de comercialización	Define la política de comercialización
Contenido Local	Fiscaliza a posteriori	Fiscaliza a lo largo del contrato	Propone parámetros	Aprueba parámetros

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2009.

6.4. CREACIÓN DEL FONDO SOCIAL RECURSOS DEL REPARTO DE PRODUCCIÓN

Además de la creación de la nueva empresa estatal, otro Proyecto de Ley del Gobierno contempla crear un fondo (denominado Fondo Social), cuyo objetivo sería aplicar los ingresos obtenidos por la Unión en el reparto de producción y generar el máximo de beneficio para el país.

Los recursos del Fondo Social tendrán como fuente la parte del valor del Bono de Firma que le sea destinada por los contratos de reparto de producción, la parte de las regalías que le corresponda a la Unión en estos contratos, los ingresos obtenidos de la comercialización de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos de la Unión, conforme a lo definido por ley, los resultados de inversiones financieras sobre sus disponibilidades y otros recursos que le sean destinados por ley.

Según el Proyecto de Ley n.º 5.940/2009, el Fondo Social tiene por objetivos:

- Constituir ahorro público a largo plazo con base en los ingresos obtenidos por la Unión;
- Ofrecer una fuente regular de recursos para el desarrollo social, en forma de proyectos y programas en las áreas de lucha contra la pobreza y de desarrollo de la educación, de la cultura, de la ciencia y tecnología y de la sostenibilidad ambiental; y
- Mitigar las fluctuaciones de renta y de precios en la economía nacional, derivadas de las variaciones en la renta generada por las actividades de producción y exploración de petróleo y de otros recursos no renovables.

La renta recibida por el Fondo Social será utilizada en inversiones y aplicaciones que le proporcionen ingresos regulares y a largo plazo a la Unión. El fondo realizará inversiones en Brasil y en el exterior para evitar que la entrada de gran volumen de recursos en moneda extranjera genere una apreciación del cambio excesiva, que pueda reducir la competitividad de los productos nacionales, así como inhibir la actividad industrial del país.

6.5. CESIÓN ONEROSA

La exploración de hidrocarburos en la capa Presal tendrá costes bastante elevados, dadas las condiciones severas en las cuales se encuentran los depósitos: aguas ultra profundas, bajo la camada de sal, lejos de la costa, etc. (LIMA, 2009). Tales costes implicarán altas inversiones, más allá de la actual capacidad de Petrobras. Sin embargo, las estimaciones relativas a la inversión en el Presal son bastante imprecisas, variando entre US\$ 600 mil millones y US\$ 1 billón en los próximos veinte años.

Cuatro Proyectos de Ley componen el Marco Regulador propuesto por el gobierno (Proyectos de Ley n.º 5.938/09, n.º 5.939/09, n.º 5.940/09 y n.º 5.941/09) y la adhesión al sistema de reparto de producción implantará un sistema en que Petrobras podrá invertir conjuntamente con otras empresas de petróleo (en especial con las grandes empresas internacionales de petróleo) en un sistema de consorcio, siendo conferida a Petrobras, en todos los casos, la posición de liderazgo del consorcio. De esta forma, el grueso de las inversiones en el Presal recaerá, en su mayor parte, sobre Petrobras.

Por ello, Petrobras deberá aumentar su capital para hacer frente a tales inversiones. Este asunto, debido a su importancia, es objeto de un Proyecto de Ley-PL: el PL n.º 5.941/09, que trata de la capitalización de Petrobras para que la compañía posea las condiciones para cargar con las voluminosas inversiones necesarias para la conducción de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la capa de Presal, a través de un proceso denominado Cesión Onerosa.

Según este proyecto que, debemos resaltar, todavía no ha llegado al final de su ciclo legislativo, la Unión:

- Capitalizará Petrobras, conjuntamente con los accionistas minoritarios que ejerzan su derecho de preferencia; y

- Cederá onerosamente a Petrobras «sin licitación el ejercicio de las actividades de búsqueda y extracción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos de que trata el inciso I del Artículo 177 de la Constitución, en áreas no concedidas localizadas en el Presal.»

De esta forma, concomitantemente a la Cesión Onerosa, el legislador indica la manera por la cual Petrobras financiará el grueso de tal adquisición.

Los principales puntos de esta cesión todavía están en abierto y se establecerán a través del contrato a formalizar entre Petrobras y la Unión en el que necesariamente constarán, conforme indica el Artículo 2° del PL analizado:

- la delimitación del área geográfica de Presal que será objeto de la Cesión Onerosa;
- el volumen de barriles equivalentes de petróleo que estarán sujetos a la Cesión Onerosa, siempre que no se sobrepase el volumen máximo de cinco mil millones de barriles equivalentes de petróleo (conforme dispone el Artículo 1°);
- el contenido local mínimo;
- el valor y las condiciones de pago del valor de la Cesión Onerosa, y
- las condiciones para la revisión del valor de esta cesión, en función de variaciones en los factores que alteran el valor económico de las reservas, entre otros, principalmente, el precio del barril y las especificaciones de los hidrocarburos producto de la extracción.

El valor de la Cesión Onerosa, por lo tanto, variará en función del volumen de crudo equivalente encontrado en el área delimitada, de las características del hidrocarburo, entre las cuales figuran su Gravedad API y Nivel de Azufre, de las variaciones del precio del petróleo, del tipo de cambio, entre otros múltiples factores.

Punto importante a resaltar es el hecho de que la negociación entre Petrobras y la Unión se producirá en base a laudos técnicos que evaluarán tanto el volumen como el valor económico de las reservas en el área de Presal. Por parte de la Unión, le corresponde a la ANP la función de obtener tal laudo (conforme indica el párrafo único del Artículo 3° del PL).

A pesar de no conocer el valor preciso de la Cesión Onerosa, es cierto que éste será elevado: muy superior a la actual capacidad de Petrobras para financiar esta inversión. Así, será esencial que la empresa sea capitalizada.

Tal capitalización, se estima, que se producirá en el primer semestre de 2010 y deberá contar con recursos de la Unión, según lo autorizado por el citado PL (en su Artículo 9°) y de agentes privados (en función del derecho de preferencia expresado en la Ley de Sociedades Anónimas) (Ley n.º 6.404/1976).

El valor del aumento del capital de Petrobras podrá variar entre una y tres veces el valor de la Cesión Onerosa (PETROBRAS, 2010). En el caso extremo de corresponder sólo al valor de la cesión onerosa, la capitalización deberá ser utilizada íntegramente para el pago de ésta. En caso de que la capitalización supere

en valor al de la cesión onerosa, el valor adicional captado fortalecerá el caudal de la empresa y podrá ser utilizado en la exploración de la capa Presal.

Según la Ley de Sociedades Anónimas, en procesos de aumento de capital, los accionistas tienen derecho de preferencia, esto es, tienen derecho a que su participación en el capital de la empresa se mantenga inalterada tras el proceso de aumento de capital. Tras el ejercicio, o no, de este derecho, las acciones que eventualmente no hayan sido pagadas podrán ser ofrecidas al público en general, posibilitando así, en ese caso, que de la capitalización de Petrobras resulte un aumento de la participación de la Unión.

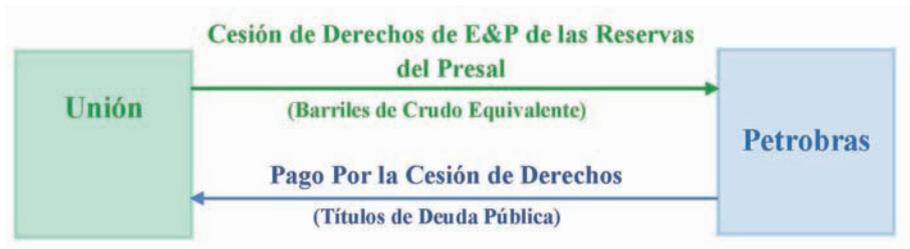
Falta por solucionar una cuestión referente al aumento del capital de Petrobras: tal como se ha divulgado, el aumento de capital de Petrobras implicará desigualdad de condiciones entre la Unión y los demás accionistas de Petrobras, lo que está vedado por la Ley de Sociedades Anónimas, caso de la estatal brasileña (Ley n.º 6.904/1976, Artículo 109).

La unión podrá, según lo que consta en el Artículo 9º de este PL, suscribir acciones de Petrobras pagándolas con títulos de deuda pública. En cambio, los demás accionistas quedarían restringidos al pago en dinero, rompiendo así la igualdad de condiciones que la Ley de S.A. impone en operaciones de capitalización.

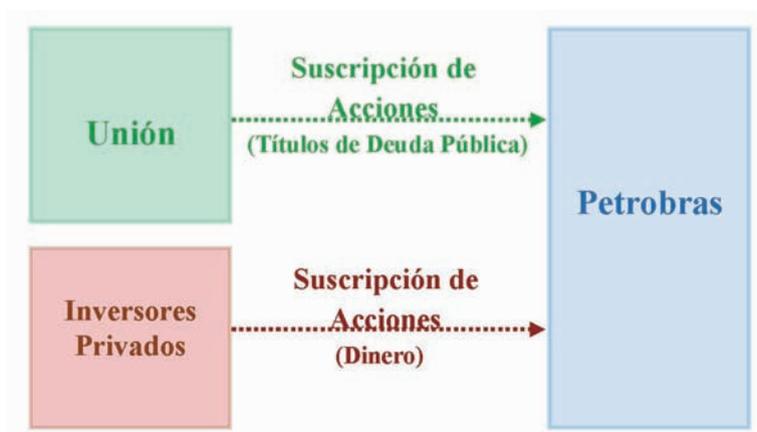
Una de las razones por las cuales la Unión no desea integrar o aumentar el capital de Petrobras en dinero es para no monetizar esta deuda, con obvias implicaciones en la inflación, en la medida en que el aumento de capital esperado podrá ser el mayor nunca acaecido en Brasil, siendo el mayor en circulación en el planeta.

La ingeniería financiera de este aumento de capital es simple: inicialmente Petrobras será capitalizada (destacando que la parte de esta capitalización hecha por la Unión se integrará mediante títulos de deuda pública) que, posteriormente, con los recursos de este aumento, saldará la cesión onerosa hecha por la Unión, que aumentará sus reservas hasta cinco mil millones de BOE. El gráfico 13 muestra un esquema ilustrativo del proceso de Cesión Onerosa y el gráfico 14 esquematiza el mecanismo de financiación propuesto.

GRÁFICO 13.—*Proceso de Cesión Onerosa*



Fuente: a partir del PL n.º 5.941/09, 2009.

GRÁFICO 14.—*Proceso de financiación de Petrobras*

Fuente: a partir del PL n.º 5.941/09, 2009.

6.6. PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES EN EL NUEVO MARCO REGULADOR

Para el nuevo marco regulador las participaciones gubernamentales deben ser vistas en conjunto con el denominado reparto de producción (que ha sido tratado en el punto 6.2).

Tal y como ha sido presentado, el PL n.º 5.938/09, en su Capítulo V, extingue tanto la Participación Especial como el Pago por la Ocupación o Retención de Área:

«Art. 42. El régimen de reparto de producción tendrá los siguientes ingresos gubernamentales:

I - Regalías; y

II - Bonos de Firma.» (PL n.º 5.938/09)

De esta manera, se puede decir, en términos genéricos, que se produjo una «sustitución» de la Participación Especial por el Reparto; punto éste que está causando acalorados debates entre estados productores de petróleo, básicamente Río de Janeiro, São Paulo (los actuales hallazgos indican que São Paulo será un gran productor de petróleo) y Espírito Santo y estados no productores.

La polémica recae sobre la regla de distribución de las participaciones gubernamentales; mientras en el modelo actual el 40% de los valores recaudados a título de PE son distribuidos a los estados productores o confrontantes, en el modelo de partición de producción todo el valor recaudado por la Unión en el reparto constituirá ingresos del Fondo Social (PL n.º 5.940 art. 3º III).

Además de la extinción de la PE, el legislador también pretende alterar la regla de distribución de las regalías, aplazando, mientras, esta discusión:

«Hasta que sea publicada legislación específica para el régimen de reparto de producción, el pago de las regalías debidas por el contratado bajo el régimen de reparto de producción observará lo dispuesto en las Leyes nos 7.990, del 28 de diciembre de 1989, y 9.478, de 1997.» PL n.º 5.938/09.

Hay que destacar que los hechos discutidos en esta sección corresponden al análisis de los proyectos de ley tal y como habían sido presentados. Ya se habían presentado otras propuestas para su modificación, de entre las cuales destaca el voto presentado por el relator del PL 5.938/09, el diputado federal Henrique Eduardo Alves, y su conclusión.

A través de estos dispositivos el relator propuso elevar el tipo de gravamen de las regalías de los actuales 5 a 10% al 15%. Definiendo, también, la regla de distribución de valores presentada en el cuadro 5.

CUADRO 5.—*Distribución de la Participación Especial en el ámbito del nuevo marco regulador para el Presal*

Porcentual	Extracción en Tierra	Porcentual	Extracción en Plataforma Continental
20%	Estado Productor	25%	Estados Productores/Confrontantes
10%	Municipio Productor	6%	Municipios Productores/Confrontantes
5%	Municipios Afectados por las actividades	3%	Municipios Afectados por las actividades
25%	Fondos Especial – Provincial	22%	Fondo Especial Municipal
25%	Fondo Especial Municipal	22%	Fondo Especial Provincial
15%	Ministerio de Ciencia y Tecnología	19%	Unión (Ministerio de Ciencia y Tecnología y Comando de Marina)
–	–	3%	Fondo Especial para Cambios Climáticos

Fuente: Proyecto de Ley n.º 5.938, 2009.

Las modificaciones mencionadas corresponden sólo al voto del relator del PL n.º 5.938/09 y su conclusión. Hay múltiples propuestas de alteración, debido a la envergadura del asunto.

Procesos de individualización de la producción

La Ley del Petróleo define el proceso de unitización en los casos de reserva contigua entre dos o más bloques vecinos, previendo el proceso en áreas ya licitadas y bajo concesión. Si eso ocurre, los concesionarios de los diferentes bloques serían convocados a celebrar un acuerdo para la individualización de la producción. En el caso de que las partes no llegasen a un acuerdo, le correspondería a la ANP intervenir y arbitrar (Ley n.º 9.478/1997, Artículo 27). La unitización / individualización de la producción es necesaria, entre otras razones, para que no se produzca una explotación predatoria de un campo en detrimento de otro.

Se atribuye el nombre de individualización de la producción a los procesos de definición de propiedad que se originan en las situaciones en que se verifica que un depósito de hidrocarburos se extiende más allá del área originalmente demarcada (sea el área de un bloque o de un campo).

Los procesos de individualización están marcados por la complejidad de las negociaciones, las cuales dependen de la extensión del depósito, del número de depósitos y de su morfología, de los concesionarios contiguos, entre otros factores. Estos procesos tratan de establecer con la mayor precisión posible, la propiedad de los depósitos de forma que los concesionarios puedan dividir los ingresos y los costes de producción, así como el pago de tributos. Además, tratan, también, de optimizar la recuperación de los hidrocarburos.

En Brasil, hasta la fecha, existen sólo algunas directrices con respecto a como deben ser los procesos de individualización, dadas por la Ley del Petróleo (Ley n.º 9.478/97, Artículo 27) y por el decreto que reglamenta la ley (Decreto n.º 2.705/98, Artículo 13). Se han producido pocos casos de individualización de la producción hasta ahora, de modo que la experiencia brasileña acumulada es escasa.

Estos procesos asumirán gran importancia en función de la introducción del nuevo marco regulador en Brasil, ya que coexistirán en el país dos sistemas de producción de hidrocarburos distintos. Tal situación confiere a los procesos de individualización más complejidad aun, y el adecuado tratamiento de los mismos es de suma importancia para la seguridad jurídica, sea de la Unión, de Petrobras o de los inversores privados en las actividades de exploración y producción, tanto del área de Presal como de las demás áreas.

El PL n.º 5.938/09 contempla en su capítulo IV las directrices a seguir en los procesos de individualización de la producción, atribuyendo a la ANP la responsabilidad de gran parte de las actividades relativas a esta compleja operación. Así la seguridad jurídica dada a la Unión y a los de más inversores privados del segmento de exploración y producción dependerá de la calidad de los reglamentos que serán confeccionados por la ANP, que tendrán inicio tan pronto como se implante el marco regulador del Presal.

Además, todo parece indicar que el Campo de Iara, situado en el área de Presal ya licitada, deberá, en un futuro próximo, ser objeto de un proceso de unitización de la producción.

7. Conclusiones

Conforme se ha visto a lo largo de todo el texto, las opciones reguladoras para las actividades de *upstream* son muchas y variadas. Las especificidades geológicas de un área, como es el caso del Presal, el grado de desarrollo económico de los países productores que desean atraer a inversores y los regímenes políticos adoptados de manera preferencial por los gobiernos, están entre los puntos que más fuertemente influyen en el proceso de toma de decisiones.

En este contexto, los principales desafíos a los que se enfrenta el Gobierno brasileño residen en la creación de un régimen fiscal que garantice el atractivo

del país para el capital privado, nacional o extranjero, demostrado por el régimen de concesiones adoptado con la flexibilización del monopolio estatal, en busca de una definición clara y transparente para el modelo, en la captación de recursos que viabilicen las importantes asociaciones que serán necesarias para la extracción de hidrocarburos de la capa de Presal, en una distribución inteligente de las rentas petrolíferas y, por encima de todo, en la aplicación eficiente de los recursos obtenidos para el efectivo y sostenible desarrollo del país.

Las inversiones necesarias para el desarrollo del Presal son del orden de decenas de miles millones de dólares, por lo tanto, aunque el área presente un bajo riesgo geológico, los riesgos comerciales son elevados y dependen fuertemente de la cotización del petróleo en el mercado internacional. La recuperación de estas inversiones se dará a largo plazo, y, por ello es esencial que el Gobierno propicie condiciones para que el inversor se sienta suficientemente seguro, siendo apoyado por un sistema sólido, transparente y estable. Además, ni todas las áreas de Presal poseen el mismo riesgo exploratorio (en la Cuenca de Espirito Santo Petrobras perforó 31 pozos y la Tasa de Éxito exploratorio fue del 87%, mientras que en la Cuenca de Santos habían sido perforados 13 pozos, con Tasa de Éxito Exploratorio del 100%). Por otro lado, las Tasas de Éxito Comercial de las áreas de Presal ya exploradas, situadas en la Cuenca de Campos, están en torno al 10% (IBP, 2009). EL éxito comercial depende de la comercialidad de las reservas, y, en el caso del Presal, el riesgo comercial es mucho más grande que el riesgo geológico, pues el desarrollo de los campos necesita inversiones muy elevadas, con un largo plazo de maduración. Es por ello que este hecho debe ser tomado en consideración, a pesar de que el premio, como se ha mencionado anteriormente, sea un crudo liviano de excelente calidad y, por lo tanto, de alto valor en el mercado.

Es necesario, también, mencionar los desafíos que surgirán en virtud de la necesidad de unitización o individualización de la producción en áreas ya licitadas y concedidas en la región de Presal. Es importante que la producción en esos campos no se inicie antes de llegar a un acuerdo, so pena de causar daños al depósito, que podrían reducir las tasas de recuperación que, de otra forma, sí podrían ser obtenidas.

Los desafíos y oportunidades asociados a la producción de hidrocarburos en el área de Presal son muchos y proporcionarán condiciones excepcionales para la ampliación del conocimiento y la generación de tecnologías, muchas de las cuales serán innovadoras. Además de elevar la producción nacional de petróleo y reducir la dependencia externa de Brasil, las actividades van a ampliar las oportunidades de empleo, con la necesidad de formación de mano de obra altamente especializada, además de dinamizar la industria nacional de bienes y servicios asociados. Las inversiones previstas van a permitir un desarrollo sin igual de la industria de base, de empresas de ingeniería, de la industria naval, de las productoras de equipamientos de gran tamaño y de empresas prestadoras de servicios. Todo parece indicar que ésta será la gran oportunidad para que Brasil prosiga en la dirección del tan añorado desarrollo económico y social.

Referencias bibliográficas

- Ley n.º 6.404/1976. Dispone sobre las sociedades por acciones. Presidencia de la República, 1976.
- Ley n.º 7.990/89. Instituye, para los Estados, Distrito Federal y Municipios, una compensación financiera por el resultado de la explotación de petróleo o gas natural, de recursos hídricos para fines de generación de energía eléctrica, de recursos minerales en sus respectivos territorios, plataforma continental, mar territorial o zona económica exclusiva, y da otras providencias. Presidencia de la República, 1989.
- Decreto n.º 01/91. Regula el pago de la compensación financiera instituida por la Ley n.º 7.990, del 28 de diciembre de 1989, y da otras providencias. Presidencia de la República, 1991.
- Ley n.º 9.478/1997. Dispone sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, instituye el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional de Petróleo, Congreso Nacional, 1997.
- Decreto n.º 2.705/1998. Define criterios para el cálculo y cobro de las participaciones gubernamentales de que trata la Ley n.º 9.478 del 6 de agosto de 1997, aplicables a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural y da otras providencias. Presidencia de la República, 1998.
- Proyecto de Ley n.º 5.938/2009. Dispone sobre la exploración y la producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos bajo el régimen de reparto de producción, en áreas de Presal y en áreas estratégicas, altera disposiciones de la Ley n.º 9.478, del 6 de agosto de 1997, y da otras providencias, Cámara de los Diputados, 2009.
- Proyecto de Ley n.º 5.939/2009. Autoriza al Poder Ejecutivo a crear la empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.-PETRO-SAL, y da otras providencias, Cámara de los Diputados, 2009.
- Proyecto de Ley n.º 5.940/2009. Crea el Fondo Social, y da otras providencias, Cámara de los Diputados, 2009.
- Proyecto de Ley n.º 5.941/2009. Autoriza a la Unión ceder onerosamente a Petróleo Brasileiro S. A.-PETROBRAS el ejercicio de las actividades de búsqueda y extracción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos de que trata el inciso I del Artículo 177 de la Constitución, y da otras providencias, Cámara de los Diputados, 2009.
- ANP, *Anuário Estatístico da Indústria do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* – 2009, ANP, Rio de Janeiro, 2009.
- ANP, *Guia dos Royalties do Petróleo y do Gás Natural*, ANP, Rio de Janeiro, 2001.
- BAIN E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, *Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*, consultoría para el BNDES, 2009.
- BAKER INSTITUTE POLICY REPORT, *The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets*, nº 35, 2007.
- CNPE, *Resolução n.º 06 de 8 de Novembro de 2007*, Brasília, 2007.

- JOHNSTON, D., *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, 1994.
- IBP, *Usar o Pré-Sal para transformar o Brasil em um dos grandes players do mundo – Os Desafios do Pré-Sal – Marco regulatório*, Conferencia pronunciada en el XXI Foro Nacional INAE 2009 por Álvaro Alves Teixeira (Secretario ejecutivo del IBP), Rio de Janeiro, 2009.
- LIMA, P., *O Projeto de Lei n.º 5.941/09 e a Capitalização da Petrobras*, Nota Técnica de la Consultoría Legislativa, septiembre de 2009.
- LUCCHESI, Celso Fernando, *Petróleo*, Série Estudos Avanzados – n.º 12, Rio de Janeiro, 1998.
- NEPOMUCENO FILHO, Francisco, *Experiências do Pré-Sal*, Conferencia Pronunciada en la *Río Oil and Gas Conference 2008*, IBP, Rio de Janeiro, 2008.
- TORDO, Silvana, *Fiscal Systems for Hydrocarbons – Design Issues*, World Bank, Working Paper, n.º 123, 2007.
- WOOD MACKENZIE, *Multiclient Study on Government Take*, Wood Mackenzie, 2007.
- www.anp.gov.br, acceso en Enero de 2010.
- www.ibp.gov.br, acceso en Enero de 2010.
- www.petrobras.com.br, acceso en Enero de 2010.
- www.presalt.com, acceso en Enero de 2010.

