



REPSOL YPF EN AMÉRICA LATINA

ESTRATEGIA Y RENTA PETROLERA EN
ARGENTINA, BOLIVIA, ECUADOR, PERÚ
Y VENEZUELA

Víctor Rodríguez Padilla
Judith Pérez

2a. Parte

**REPSOL YPF EN AMÉRICA LATINA.
ESTRATEGIA Y RENTA PETROLERA EN ARGENTINA,
BOLIVIA, ECUADOR, PERÚ Y VENEZUELA**

Víctor Rodríguez-Padilla
Judith Pérez

Ciudad de México, marzo 2008

ÍNDICE

Introducción

1. Contexto económico y cambios en las condiciones de explotación petrolera
 - 1.1. Argentina
 - 1.2. Bolivia
 - 1.3. Ecuador
 - 1.4. Perú
 - 1.5. Venezuela
2. Evolución del régimen de contratación petrolera
 - 2.1. Argentina
 - 2.2. Bolivia
 - 2.3. Ecuador
 - 2.4. Perú
 - 2.5. Venezuela
3. Los países latinoamericanos en la estrategia de Repsol YPF
 - 3.1. Estrategia inicial basada en cuatro pilares
 - 3.2. Estrategia de Repsol YPF en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela
4. Contratos otorgados a Repsol YPF
 - 4.1. Bolivia
 - 4.2. Ecuador
 - 4.3. Perú
 - 4.4. Venezuela
5. Estimación de la rentabilidad obtenidas por Repsol YPF en sus contratos petroleros
6. Lo atractivo de la evasión fiscal para elevar la rentabilidad
7. Brecha entre lo que gana Repsol YPF y la “ganancia justa”

Bibliografía

Glosario

Unidades de conversión

Anexos

1. Análisis económico financiero de contratos petroleros
2. Tasa de actualización y tasa interna de retorno mínima
3. Flujo de tesorería ex ante para un yacimiento prueba de 50 millones de barriles
4. Modalidades de contratación petrolera

4. CONTRATOS OTORGADOS A REPSOL YPF

El marco jurídico de cada país establece los principios, las normas, los procedimientos fundamentales y las instituciones que rigen en materia de hidrocarburos: el régimen de propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo y el de los hidrocarburos extraídos; el régimen de propiedad de las compañías habilitadas para realizar actividades petroleras; el régimen contractual bajo el cual se realizan actividades de E&P; el régimen fiscal que se aplica a las empresas petroleras; el régimen de solución de controversias (arbitraje nacional o internacional) y las condiciones de entrada en vigor de los contratos (por ejemplo a partir de la signatura o después de la aprobación por parte del Congreso). Los contratos petroleros incluyen dichos regímenes pero también precisan los términos y condiciones concretos que se deben cumplir en el caso específico del bloque adjudicado: tamaño del área, duración, trabajos, inversiones obligatorias y programación de actividades.

Antes de analizar algunos de los contratos de Repsol YPF en América Latina, conviene establecer una clasificación general de estos instrumentos jurídicos, así como las características esenciales de lo que sería un “buen contrato” para un país productor, es decir, un acuerdo con una compañía petrolera internacional que maximiza el bienestar colectivo. Como hicimos notar en la introducción, no tuvimos la oportunidad de seleccionar entre un amplio abanico de contratos; analizamos los que pudimos conseguir. Los contratos petroleros contienen cláusulas de confidencialidad y salen a la luz pública a cuenta gotas. Encontrar contratos para una compañía específica, en este caso Repsol YPF, ha representado una doble dificultad.

4.1 Clasificación de contratos petroleros

En la actualidad existe una amplia variedad de acuerdos que traducen objetivos y situaciones diversas. Son agrupados en diversas grandes clases atendiendo a la naturaleza de los trabajos, la propiedad de los hidrocarburos, la responsabilidad de la operación, la asignación de riesgos y la manera de repartir el flujo o el valor de la producción. Una primera clasificación separa los contratos de servicios de los contratos de explotación (véase el anexo 4).

Los *contratos de servicios* son acuerdos mediante los cuales una compañía petrolera pública o privada contrata los servicios de proveedores especializados para que efectúe un trabajo o una serie de actividades en geociencias, ingeniería petrolera y otras materias. En ningún caso, el contratista adquiere la propiedad de los hidrocarburos ni derechos sobre la producción. No asume ni el riesgo geológico ni el de mercado, pero tampoco participa de las rentas económicas asociadas a la explotación del recurso natural. El pago no está atado al establecimiento de la producción o a su volumen o valor. El contrato dura el tiempo que exige la realización de la obra o la prestación del servicio, normalmente no más de tres años. La exclusividad espacial, temporal o profesional a favor del contratista es nula o fuertemente restringida en el contrato.

En los *contratos de explotación* el contratista es el responsable de las operaciones, asume riesgos y adquiere derechos sobre la producción física o el valor monetario de la misma. En

un acuerdo típico el gobierno le otorga al contratista, a través del ministerio del ramo o de la empresa petrolera pública, el derecho a realizar actividades de exploración y producción en una zona geográfica determinada. El contratista goza de la exclusividad operativa, ninguna otra compañía puede venir a realizar las mismas actividades que le fueron autorizadas al primero. Debe efectuar una serie de inversiones y/o trabajos obligatorios, así como liberar el área contratada en forma gradual y progresiva para que el gobierno tenga la posibilidad de asignársela a otras empresas. Paga una renta por la superficie que ocupa. Planea y realiza las actividades de exploración. En ausencia de hallazgos pierde su dinero. En caso de descubrimiento comercial desarrolla los yacimientos. Todas las inversiones corren por su cuenta. En la fase de producción se desempeña como operador. Recupera toda o una parte de los volúmenes extraídos y comparte la ganancia con el Estado propietario de los yacimientos. Algunas veces, pero no siempre, la propiedad de los hidrocarburos es transferida al contratista cuando éste los extrae. La duración del contrato supera normalmente 15 años.

Dentro de los contratos de explotación encontramos las concesiones, los contratos de producción compartida, los contratos de riesgo puro y los contratos de servicios operativos. En la “concesión” la compañía dispone de los hidrocarburos como si fuesen suyos; a cambio paga una regalía y el impuesto sobre los beneficios petroleros; algunas veces el Estado pide que la regalía se entregue en especie.^{154/} En el “contrato de producción compartida” la producción se divide en dos partes: la primera se reserva para cubrir los costos de capital y gastos de operación; la segunda se reparte entre el Estado y la compañía siguiendo reglas preestablecidas en el contrato, por ejemplo en proporción 50/50 ó 70/30. En el “contrato de riesgo puro” el contratista explora; en ausencia de hallazgos pierde su dinero; en caso de descubrimiento comercial el Estado rembolsa a la firma por las inversiones realizadas, más un premio consistente en un pago monetario o en un contrato de compra venta de la producción al precio del mercado o con descuento. En los “contratos de servicios operativos” la empresa nacional se retira de los campos petroleros para que una compañía privada opere la producción; esta última recibe un pago monetario indexado al valor de la producción, un contrato de compra-venta o una parte de la producción. Ese tipo de contratos se llegan a utilizar cuando los yacimientos han sido descubiertos, las actividades de exploración son mínimas y el riesgo geológico es muy bajo.

Desde el auge del nacionalismo de la década de los años 70 muchos países en desarrollo abandonaron el sistema de concesiones por lo que significaba en la historia de los países (depredación, aniquilación de la soberanía...) para adoptar los contratos de producción compartida, en particular, porque los países podían controlar fácilmente la carga fiscal al estar basada en el volumen de la producción.^{155/} En América Latina algunos países adoptaron los contratos de producción compartida en su forma pura. Otros los mezclaron con el sistema de concesiones para dar lugar a un híbrido contemplando una regalía y un impuesto sobre los beneficios petroleros –instrumentos fiscales típicos del sistema de concesiones–, donde la

¹⁵⁴ Una variante de las concesiones son los “contratos de ganancia compartida”, en donde la compañía dispone de la producción y el producto de la venta se comparte con el Estado en función de la rentabilidad del proyecto.

¹⁵⁵ Sin embargo, desde el punto de vista del reparto de la renta petrolera es posible obtener el mismo efecto con una concesión o con un contrato de producción compartida. Solo es cuestión de ajustar los parámetros fiscales de cada modalidad contractual

regalía es sustancialmente elevada y pagada con hidrocarburos como si fuera un contrato de producción compartida.

Cabe destacar que no existe un buen contrato como tal por su forma genérica, lo importante son los términos y condiciones que contiene. En otras palabras, la modalidad contractual es menos relevante que el contenido económico y jurídico del contrato. Como veremos más adelante, un “buen contrato” para un país es aquel en el que el Estado consigue que la compañía dé lo mejor de sí y maximice su contribución al desarrollo del país.^{156/} Como las compañías están guiadas por la lógica del lucro y la ganancia en beneficio de sus accionistas, el reto es diseñar un contrato que logre alinear los objetivos de ambas partes. No es fácil. La primera mejor solución es prescindir de ellas, pero como ello no está al alcance de todos los países, es necesario encontrar la segunda mejor solución.

En efecto, de la experiencia histórica de los países en su relación con las compañías petroleras internacionales y ante la conveniencia de aprovechar los recursos petrolíferos existentes en el territorio nacional lo ideal es que la explotación petrolera la realice directamente el Estado a través de una empresa pública. En ese caso la relación con las compañías se limita a simples contratos de servicios que no comprometan ni el volumen ni el valor de la producción, es decir, que no contemplen ni pagos en especie ni cláusulas de desempeño indexadas a la producción o a su valor. En los contratos de servicio se paga al contratista por cada actividad realizada, algunas veces de acuerdo a una lista de precios unitarios. Bajo este esquema el Estado se queda con toda la renta petrolera y toma las decisiones solo. No tiene que lidiar con actores poderosos que en un momento dado podrían cuestionar su soberanía. En revancha, debe asumir inversiones y riesgos.^{157/}

4.2 El “buen contrato”

Cuando por una u otra razón el Estado decide encargar a compañías petroleras la localización y explotación de los yacimientos debe tomar en cuenta una serie de provisiones para sacar el máximo provecho de esa relación comercial, independientemente de si es una concesión o alguna de las múltiples modalidades de contrato de riesgo. Las concesiones y los contratos petroleros se hacen a la medida, no existen dos iguales. Varían en función de la época, la geología involucrada y el poder de negociación de las partes. Durante la negociación ambas tratan de imponer su punto de vista. El contrato verá la luz solo si alguna cede o en el mejor de los casos si ambas lo hacen. Normalmente el contrato beneficia más a una parte que a la otra, pues traduce la correlación de fuerzas prevaleciente en el momento de la negociación.

Adoptando una visión de blanco y negro se puede afirmar que hay concesiones y contratos buenos y malos. Un contrato favorable para el país productor ocurre cuando el Estado logra retener el control efectivo de la explotación; retener la mayor parte de la renta petrolera mediante el sistema impositivo y recuperar una porción suplementaria mediante mecanismos extra fiscales; hacer que la compañía de lo mejor de sí; minimizar las externalidades

¹⁵⁶ Entendido como un avance simultáneo en los planos económico, social, ambiental y político

¹⁵⁷ La inversión expuesta al riesgo geológico debe ser asumida por la empresa pública y realizada con capital propio, en última instancia con recursos fiscales transferidos del tesoro público. El resto de las inversiones, finalmente la mayor parte, se financia como cualquier proyecto de inversión.

negativas en particular los daños a las comunidades y al ambiente; y satisfacer objetivos de desarrollo. Un contrato malo ocurre cuando el Estado no consigue realizar esos satisfactores. Pero no basta con tener un buen contrato. El Estado debe tener la fortaleza institucional y las capacidades necesarias en los planos técnico, humano, financiero y jurídico para vigilar, fiscalizar, controlar y hacer cumplir lo pactado.

Para que el Estado obtenga el máximo provecho de la relación con las compañías petroleras y no se deje avasallar, el contrato y el marco jurídico que lo sustenta deben contemplar provisiones en materia de propiedad de los hidrocarburos y los productos derivados; ritmo e intensidad de las operaciones petroleras; modo de cálculo y forma de pago de los diferentes gravámenes; cuidado ambiental; respeto y ayuda a las comunidades afectadas por las actividades; contribución a la seguridad energética y al desarrollo nacional; medidas de fiscalización y control; y solución local de controversias.

Idealmente el máximo beneficio para el Estado ocurre en el escenario siguiente:

Administración de los recursos. Los títulos son otorgados por la secretaría o el ministerio del ramo en licitación pública de acuerdo con un plan de largo plazo para el aprovechamiento racional del potencial petrolero en el marco de una política energética de Estado. Los contratos son aprobados por el Congreso previamente a su entrar en vigencia. Los contratos son públicos, accesibles por Internet, con excepción de las eventuales medidas de seguridad nacional para la protección del personal y las instalaciones. No hay cláusulas de confidencialidad, al menos no en la parte económica del contrato.

Propiedad de los hidrocarburos. El Estado tiene la propiedad del subsuelo y de los hidrocarburos que contiene, por lo que la compañía no puede registrar las reservas como parte de sus activos. De igual modo, el Estado tiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y de los productos resultantes de la refinación y el procesamiento de gas natural. Así, la compañía operadora nunca es propietaria ni del yacimiento, ni del recurso natural extraído, ni de los productos derivados que resultan de su transformación. La transferencia de derechos se realiza hasta que la mercancía abandona el país o cuando el consumidor final compra los productos (gasolina, diesel...). Cuando el Estado conserva los derechos de propiedad a todo lo largo de la cadena de valor, desde la boca del pozo hasta la estación de servicio, es el único con poder para decidir qué hacer con la producción y fijar el precio al que será vendida.

Ritmo e intensidad de las operaciones petroleras. El tamaño del área y la duración del contrato son reducidos. El tamaño del área para fines de exploración no es mayor a 2 mil kilómetros cuadrados.¹⁵⁸ La duración del contrato no va más allá de 20 años para petróleo y 30 años para gas natural no asociado. El periodo de exploración es breve (3 años) e incluye inversiones o trabajos obligatorios para la compañía: como mínimo,

¹⁵⁸ Una superficie de 2 mil km² es aproximadamente equivalente a una concesión de 10 bloques en la parte americana del Golfo de México. A título de comparación recordamos que el tamaño promedio de los bloques en Cuba es de 1898 km². Repsol tiene contratado con el gobierno cubano seis bloques desde diciembre del 2000., con una superficie total de 10.700 kilómetros cuadrados

1000 kilómetros de línea sísmica 3D y la perforación de 2 pozos de exploración. La restitución de áreas es acelerada.¹⁵⁹/ El plazo del contrato es fijo y no renovable

Racionalidad de la explotación. El Estado es el que decide si el descubrimiento es comercial y, si es el caso, la compañía está obligada a desarrollarlo. El plan de desarrollo del yacimiento tiene por objetivo la máxima recuperación de los hidrocarburos in situ. La aprobación está a cargo del Estado luego de consultar con dos compañías especializadas independientes. La compañía está obligada a utilizar no las “buenas” sino las “mejores” prácticas de la industria. No hay quemado ni venteo de gas natural a la atmósfera.

Reparto de la producción y provisiones fiscales. La carga tributaria reposa en gravámenes (regalías, derechos...) aplicados al volumen de producción. Los tributos basados en el valor de la producción se calculan utilizando el precio en mercado internacional con ajustes de calidad pero sin descuentos discrecionales. La medición se realiza en boca del pozo.¹⁶⁰/ Todos los hidrocarburos utilizados en la explotación pagan impuestos. Todos los impuestos se calculan con base en el volumen de producción. En caso de existir impuestos basado en el beneficio neto, los costos deducibles de impuestos están sujetos a un límite (entre 3 y 6 dólares por barril, dependiendo de los costos históricos obtenidos por la compañía pública). Se contemplan premios por firma de contrato y descubrimiento comercial, así como retribuciones por las superficies ocupadas y pagos por servicios regulatorios. Las diversas cargas fiscales (incluyendo premios y retribuciones) no son ni deducibles ni acreditables.

Contribución a la seguridad energética y al desarrollo nacional. El titular está obligado a satisfacer el mercado nacional en la proporción y al precio que fije el Estado. Los programas de capacitación de personal son vastos, altamente especializados y contemplan principalmente a los efectivos de la empresa pública. Todas las cuadrillas incluyen al menos un trabajador de la empresa nacional. El contenido nacional previsto en la adquisición de bienes y servicios es mayor al 50%. Los apoyos a universidades y centros de investigación nacional son sustantivos así como el número de becas a estudiantes en carreras afines a la industria petrolera. Los programas sociales para las comunidades afectadas por las actividades son generosos. La regulación ambiental es estricta así como la vigilancia y fiscalización por parte de las autoridades competentes.

Solución de controversias. Las controversias se dirimen en las diversas instancias convenidas entre por ambas partes; en caso necesario se recurre única y exclusivamente a tribunales nacionales siendo el laudo arbitral obligatorio para ambas partes e inapelable. El contrato contiene la cláusula “Calvo”, por medio de la cual el concesionario o contratista extranjero renuncia a recurrir a la protección del gobierno del país de donde es originario.

¹⁵⁹ Se trata de zonas que ya fueron exploradas pero resultaron sin interés para la compañía.

¹⁶⁰ La medición se realiza en las baterías de separación

En ningún caso el Estado concede cláusulas que garantizan o permiten descuentos en las inversiones de exploración; exoneración por daños a la formación; rentabilidad de las operaciones; abastecimiento del mercado interno al precio internacional; estabilidad tributaria; consolidación de actividades con miras al pago de impuestos; pago de los impuestos a cargo de la compañía nacional; aplicación de las ventajas concedidas específicamente a una compañía, al resto de los concesionarios y contratistas; posibilidad de intervención de gobiernos extranjeros; solución de controversias en tribunales internacionales.

En los párrafos que siguen veremos que los contratos petroleros a los que se tuvimos acceso en el marco de esta investigación y que permiten a Repsol YPF operar en los países analizados casi no cumplen con las características de un “buen contrato” para el país productor.

4.3. Ejemplos de contratos de Repsol YPF

En el cuadro 15 se presentan las características esenciales de cinco contratos de Repsol YPF en el periodo 1996-2006.

En todos los casos el Estado es el propietario del petróleo y el gas natural en el subsuelo, sin embargo *la propiedad es transferida a la firma española y sus socios cuando los hidrocarburos son traídos a la superficie, por lo que ella decide libremente que hacer con ellos, en su caso, a quien vender y el precio de venta.*

En los cinco contratos se confiere a la compañía el derecho a realizar actividades de exploración y producción por su cuenta y riesgo, lo cual significa que aporta todas las inversiones y asume el riesgo de tener pozos secos.

Cuadro 15. Muestra de contratos de Repsol YPF en América Latina

	Propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo	Propiedad de los hidrocarburos extraídos	Actividades de E&P por cuenta y riesgo del contratista	Regalía	Impuesto sobre los beneficios petroleros	Arbitraje internacional	Aprobación del contrato por parte del Congreso	Obligación de abastecer el mercado interno
Contrato de operación en Bolivia (Área Surubi) 2006. 1/	Estado	Estado	Sí	50% pagada por YPFB	25.0%	Sí	Sí	Sí
Contrato de operación en Bolivia (Área San Alberto) 2006. 2/	Estado	Estado	Sí	50% pagada por YPFB	25.0%	Sí	Sí	Sí
Contratos de participación en Ecuador (bloque 16) 1996 3/	Estado	Contratista	Sí	De 12.5% a 18.5% de la producción	36.5%	Sí	Sí	Sí
Contrato de Licencia en Perú (bloque 56) 2004. 4/	Estado	Contratista	Sí	40.0%	30.0%	Sí	No	Sí
Contrato de Licencia en Perú (bloque 88) 2004 5/	Estado	Contratista	Sí	37.4%	30.0%	Sí	No	Sí

Notas.-1/ Contrato del 28 de octubre 2006, entre YPFB y Repsol YPF E&P Bolivia por el Área Surubí, campo Paloma, Surubí, Surubí Bloque Bajo, Zona 20, Departamento de Cochabamba y Santa Cruz, 6 parcelas, 15,000 Ha, Zona tradicional. 2/ Contrato del 28 de octubre 2006, entre YPFB y Petrobras Bolivia (50%), Empresa Petrolera Andina (50%) y Total E&P Bolivia Sucursal Bolivia (15%), por el Área San Alberto, Zona 20, Departamento de Tarija, con una superficie de 31,520 hectáreas. 3. Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Petróleo Crudo en el Bloque 16, 1996. 4/ Contrato para la explotación de hidrocarburos Lote 56, firmado con Perupetro s.a. y Pluspetrol Perú Corporation s.a., Hunt oil company of Peru L.L.C., sucursal del Perú, SK Corporation, sucursal peruana, Tecpetrol del Perú S.A.C. y Sonatrach Peru Corporation S.A.C. junio de 2004. 5/ Contrato para la explotación de hidrocarburos en el lote 88. Perupetro s.a. con Pluspetrol Perú Corporation, sucursal del Perú, Hunt oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú, SK Corporation, Sucursal Peruana e Hidrocarburos Andinos S.A.C. El Decreto Supremo N° 021-2000-EM de fecha 7 de diciembre del 2000 aprobó y autorizó el contrato.

Aunque los nombres de los contratos son diferentes comparten los mecanismos fiscales inherentes a una concesión, a saber, la regalía y el impuesto sobre los beneficios petroleros. La alícuota de la regalía va de 12.5% en Ecuador a 50% en Bolivia; este último valor parece singularmente alto, sin embargo, el contrato establece que el pago de ese tributo no le toca a Repsol YPF sino a la compañía pública (YPFB).

En todos los casos la alícuota del impuesto sobre los beneficios petroleros está muy lejos del histórico 50% reivindicado por la OPEP y que algunos países elevaron alguna vez a más de 60%; en los cinco contratos, el porcentaje a pagar es igual al impuesto sobre la renta que pagaba cualquier establecimiento comercial, industrial o de servicios, negando el carácter estratégico del petróleo y de la industria petrolera.

De igual manera, en todos los caso, los contratos hacen a un lado los tribunales nacionales para solucionar controversias; los Estados nacionales se pliegan a lo que decidan los tribunales extranjeros.

Finalmente, Repsol YPF tiene la obligación de abastecer el mercado interno pero el derecho de hacerlo al precio de mercado internacional; esta disposición le permite a la firma española maximizar su ganancia a costa de los consumidores locales, pues éstos últimos deben pagar los combustibles como si fueran importados a pesar de haber sido producidos en el país. El país pierde la posibilidad de impulsar el desarrollo mediante el suministro a precios reducidos de bienes esenciales para la economía. Al permitir la venta interna a precio internacional (costo de oportunidad del productor) el Estado maximiza su ingreso fiscal, cierto, sin embargo, como su participación en la renta petrolera es por lo general menor que la porción acaparada por la compañía, será esta última la principal beneficiaria de tal sistema de precios

4.4. BOLIVIA

Los contratos de riesgo compartido en los que participaba Repsol YPF hasta antes de la nacionalización son muy ventajosos para el capital privado, pero lesivos para Bolivia. Por ejemplo, el contrato para el Bloque San Alberto, establecía que el contratista adquiriría el derecho de propiedad de la producción de hidrocarburos.¹⁶¹ La duración se fijó en 40 años pero extensible 10 años más, para un periodo total de 50 años poco frecuente en la moderna práctica internacional de los contratos petroleros. *Esa larga duración de los contratos solo beneficia a la firma española, pues la valorización de los recursos naturales de la zona quedaba a expensas del interés particular de una compañía transnacional.*

Para el periodo de exploración se daba grandes facilidades, no solo por la duración autorizada para esta fase –siete años renovables por un plazo similar– sino también por lo reducido de las inversiones obligatorias (menos de ocho millones de dólares).

¹⁶¹ El contrato N° 44/97 fue firmado el 31 de diciembre de 1997 por el presidente de YPFB, Carlos Salinas Estensoro con Gerson José Faría Fernández (gerente de Petrobras Bolivia) y con Edward Eugene Miller (gerente de la Empresa Petrolera Andina); el texto fue publicado en <http://bolivia.indymedia.org/es/2004/09/11859.shtml>. Dicho contrato es el resultado de la conversión del Contrato de Asociación N° 126/96 de 29 de julio de 1996 al sistema de contratos de riesgo compartido. Con la compra de Andina en 2002 Repsol YPF se convirtió en parte del consorcio.

En la fase de explotación el contratista gozaría de plena libertad operativa pero sin tener que aplicar las mejores prácticas de la industria. YPFB supervisaría la utilización de técnicas y procedimientos modernos a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación y conservación de reservas, sin tener que alcanzar la máxima recuperación de los hidrocarburos “in situ”. Además, era claro que la supervisión sería laxa o inexistente pues la “capitalización” (privatización) había dejado a YPFB reducida a una simple unidad administrativa.

En materia tributaria, el contratista estaría sujeto a los impuestos señalados en la legislación respectiva,^{162/} lo cual significaba que a lo más pagaría 18% del valor de la producción,^{163/} y el impuesto a las utilidades de las empresas (25%). Para colmo, *la carga fiscal se mantendría estable durante la vigencia del contrato* que recordemos era de 50 años.

En materia de controversias se estableció que aquella que no pudiera ser resuelta por la vía amigable sobre la interpretación, aplicación y ejecución del contrato, sería sometida a arbitraje internacional de acuerdo con las normas de la Cámara de Comercio Internacional, con sede en París, Francia.

El Decreto de Nacionalización del 1 de mayo de 2006 elevó sustancialmente la carga tributaria en boca del pozo. Para el período de transición de 180 días –que se ha extendido al primer trimestre de 2007– se estableció que los campos que producían más de 100 millones de pies cúbicos diarios, *el caso del campo San Alberto, el valor de la producción se distribuirá 82/18% en favor del Estado*. Durante ese lapso el contrato debía ser renegociado.

A finales de octubre los contratos ya habían sido renegociados y ajustados a las nuevas circunstancias y enviados al Congreso para su aprobación. Sin embargo, como veremos más adelante, durante la negociación las compañías lograron frenar el aumento sustancial de la carga impositiva, quedándose con casi el 50% del valor bruto de la producción y no solo con el 18%.

En el caso del Área San Alberto,^{164/} el contrato, que entrará en vigor cuando se resuelvan las irregularidades detectadas,^{165/} no confiere a Repsol YPF y sus socios ningún derecho de propiedad sobre los yacimientos ni sobre la producción, en ambos casos la propiedad

¹⁶² Ley 843 (Texto Ordenado de 1995) y Ley N° 1731 de 25 de noviembre de 1996

¹⁶³ El artículo 18 de la Ley 1689 establece que los contratos de riesgo compartido debían necesariamente establecer una cláusula donde se estableciera que “La participación de YPFB más las regalías correspondientes establecidas por Ley, que totalizarán el dieciocho por ciento (18%) de la producción fiscalizada”.

¹⁶⁴ Contrato de operación entre YPFB y Petrobras Bolivia (50%), Empresa Petrolera Andina/Repsol YPF (50%) y Total E&P Bolivia Sucursal Bolivia (15%), por el Área San Alberto, Zona 20, Departamento de Tarija, con una superficie de 31,520 hectáreas, 28 de octubre 2006 (<http://www.ypfb.gov.bo/contratos.htm>).

¹⁶⁵ A mediados de marzo de 2007 los 44 contratos renegociados con las compañías no habían podido entrar en operación, en vista de irregularidades de fondo y forma en los textos recibidos en el Congreso, algunas de las cuales favorecían sustancialmente a las compañías

Véase: <http://www.bolivialegal.com/modules.php?name=News&file=print&sid=466>). Senadores hallaron al menos 25 diferencias en el Anexo D (régimen fiscal) del contrato San Alberto publicado en la página web de YPFB con respecto al entregado al Parlamento. El ministro de Hidrocarburos, Carlos Villegas, precisó que la equivocación se debió a que YPFB publicó un contrato borrador y que el documento que tenía validez fue remitido al Parlamento.

Véase: http://www.laprensa.com.bo/noticias/08-03-07/08_03_07_nego2.php

permanecerá en el Estado en todo momento. La producción será entregada a YPFB quien se encargará del transporte y la venta. Se reafirma así la propiedad y el control por parte del Estado. Como la venta de la producción está a cargo de YPFB el contrato le encarga a la empresa pública de pagar las regalías, participaciones y el impuesto directo a los hidrocarburos.^{166/}

La duración del contrato se reduce de 50 a 30 años. La libertad operativa queda restringida, pues YPFB debe aprobar planes, programas y presupuestos. Repsol YPF y sus socios proponen el caudal de producción pero YPFB tiene la última palabra pudiendo modificarlo en todo momento según su criterio. Esta es otra manifestación de la voluntad del Estado de retomar y ejercer la soberanía sobre el recurso natural.

Sin embargo, el nuevo gobierno no logra imponerles al consorcio encabezado por Repsol YPF el manejo más cuidadoso de los recursos naturales. El contratista no está obligado a ejecutar las operaciones utilizando las mejores prácticas de la industria, ni tiene prohibido quemar o ventear gas. Y aunque debe asegurar que no haya derrames solo se le exige “evitar” el daño a los estratos que contengan hidrocarburos y a los que contengan agua. Y si por cualquier causa daña el reservorio o la formación geológica no se le considera responsable ante YPFB y menos de cara al pueblo boliviano.

En materia tributaria el contrato plasma una mayor recuperación de la renta por parte del Estado, cierto, pero un poco más de lo que se consiguió con la ley de hidrocarburos de 2005, la cual estableció un reparto 50/50 del valor de la producción. Veamos porque. Sobre una base mensual el contrato reparte el valor de la producción entre el Estado, YPFB y el contratista. Cada mes, se le entrega al fisco boliviano regalías, participaciones e IDH, en total 50% del ingreso bruto. El 60% del valor remanente –que es equivale a 30% del valor de la producción– se le entrega al contratista para cubrir costos,^{167/} el resto se reparte entre éste último y YPFB en un porcentaje que va de 0 a 98 por ciento a favor de la empresa nacional. Ese porcentaje depende del precio del gas, el volumen de producción y la relación entre, por un lado la recaudación acumulada del contratista y, por el otro, las inversiones e impuestos acumulados. En suma, *el Estado recupera entre 50 y 69.6% del valor bruto de la producción.*

Nótese que durante el periodo de transición el peso de la tributación era mucho más importante pues Repsol YPF y sus socios recuperan el 18% del valor de la producción para cubrir costos de operación, amortización de inversiones y utilidades, teniendo además que pagar el impuesto a las utilidades de las empresas del 25% más una alícuota adicional del 25% prevista en la Ley de hidrocarburos de 2005. En cambio, si se aplica el contrato, recupera entre 30.4 y 50 del valor de la producción teniendo que pagar en forma adicional el impuesto a las utilidades de la empresa pero desprovisto de alícuota adicional del 25%.^{168/} De ahí las expresiones los directivos de Repsol YPF en el sentido de que habría una “buena rentabilidad” con los nuevos contratos.

¹⁶⁶ YPFB garantiza que el Titular permanecerá indemne de cualquier reclamo o responsabilidad frente a las autoridades competentes en relación con dichos pagos y se obliga a asumir las responsabilidades fiscales que pudieran surgir por falta de pago.

¹⁶⁷ Si el 60% del valor remanente no alcanza para cubrir los costos recuperables del contratista, la diferencia se reporta al periodo siguiente. Los costos recuperados no cubiertos no devengan intereses. Si al término del contrato no se han cubierto todos los costos recuperables acumulados, el Titular asumirá la pérdida económica.

¹⁶⁸ El contrato establece que “la participación adicional de YPFB establecida en el contrato reemplazará la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos no renovables establecida en el

La empresa española y sus socios lograron revertir, al menos en el papel, el aumento impositivo conseguido con el Decreto de Nacionalización, mediante las cláusulas relativas a los costos recuperables y a la participación de YPFB establecidas en los Anexos D, F y G del contrato.

Por un lado, consiguieron que los costos recuperables se midan en dólares y representen hasta el 30% del ingreso bruto, lo cual es extremadamente ventajoso, porque San Alberto es un mega campo, de hecho es uno de los mas grandes en el continente sudamericano, con alrededor de 12 Tcf originales de gas, donde no se necesita invertir cuantiosas sumas de capital y menos que implique riesgo porque los yacimientos ya fueron localizados y equipados, sus reservas cuantificadas y se encuentran en la parte superior de la curva de producción. Para justificar altos costos Repsol YPF y sus socios lograron que se reconocieran todo tipo de gastos, entre ellos algunos cuestionables como los costos de remediación ambiental –lo cual es una invitación a contaminar a expensas de las finanzas públicas–; impuestos (transacciones, transacciones financieras; remisión de utilidades al exterior...) y la capacitación para empleados bolivianos del contratista.

Por otro lado, lograron que la participación de YPFB fuera relativamente reducida. Para un precio de hasta 2.65 dólares por MMbtu dicha participación se sitúa entre 0 y 54%; para precios mayores se sitúa entre 7 y 98%. De igual modo, la participación de YPFB aumenta conforme la compañía va recuperando su inversión y va obteniendo ganancias; cuando la compañía ha recaudado dos veces el capital invertido la participación de YPFB alcanza un máximo de 98%.^{169/} Ambos mecanismos traduce la voluntad del Estado de ampliar su participación en la renta cuando ésta se incrementa debido a un aumento de precios, así como su deseo de que la compañía gane pero no más allá de dos veces el capital invertido. Sin embargo, el contrato concede inexplicablemente una gran ventaja al contratista, pues la participación de YPFB decrece conforme aumenta la producción, es decir, entre más renta petrolera se genera menos gana la empresa pública. Ello sin contar que para efectos de ese cálculo, se les reconocen de manera provisional inversiones por 319 millones de dólares y solamente una depreciación de 44,491 dólares.

4.5. ECUADOR

Repsol YPF tiene derechos en cuatro áreas productoras.^{170/} En los bloques 16 y 14, donde participa con 35% y 25% respectivamente,^{171/} dispone de Contratos de Participación para la exploración y explotación de petróleo crudo.^{172/} En el Área Bogi Capiron,^{173/} trabaja con un

Artículo 51 bis de la Ley 843 en caso de que esta sea derogada, no siendo dicha participación aplicable en este momento”.

¹⁶⁹ La “recaudación” de la compañía se mide como el monto acumulado de la depreciación y la ganancia. La inversión incluye el monto acumulado lo que se ha pagado por impuestos que no son considerados costos recuperables (impuesto a las utilidades de las empresas).

¹⁷⁰ Situación en abril de 2007, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas.

¹⁷¹ EN el bloque 16 el consorcio está formado por Repsol YPF 35% Overseas Petroleum and Investment Corporation 31%; CHINA National Chemical Import and Export Company "SINOCHEM" 14%; Murphy Ecuador Oil Company 10%; Canam Offshore Limited 10%. En el bloque 14 participa con ELF (75%). En ambos casos se trata de contratos de prestación de servicios que fueron convertidos en contratos de participación.

¹⁷² inicialmente se trataban de contratos de prestación de servicios.

Convenio Operacional de Explotación Unificada con un interés del 35%. A su vez, en Área de Tivacuno opera con un Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo; ahí su interés también asciende a 35%. En los cuatro casos se conceden facilidades y beneficios sustanciales a la empresa española y a sus socios.

El contrato de participación para el bloque 16 le permite a Repsol YPF:

- Monopolizar el área del contrato mediante prorrogas, sin obligación de pagar derechos superficiales o restituir áreas.
- Establecer los planes de exploración, desarrollo y producción, con obligación del Ministerio de Energía y Minas de aprobar dichos planes.
- Disponer de la producción para reinyectar, generar electricidad, ventear o quemar según convenga a sus intereses, sin costo, libre de impuestos y sin necesidad de autorización ministerial. Así, entre el punto de producción y el punto de fiscalización, Repsol YPF actúa como si fuera propietaria del flujo de hidrocarburos cuando en realidad solo le corresponde una parte.
- Utilizar sin restricción aguas y materiales naturales de construcción requeridos para la operación, lo cual es una invitación a la depredación de la naturaleza.
- Acaparar la mayor parte del ingreso, pues la producción con la que se quedará no podrá ser inferior a 87.5% para una producción menor a 20 mil barriles diarios; 86.0% cuando se encuentre entre 20 y 40 mil barriles diarios; y 81.5% para volúmenes mayores a 40 mil barriles diarios.
- Estar exento de pago de primas de entrada, regalías, aportes en obras de compensación, y contribuciones a la investigación tecnológica. También se le exime de impuestos a la importación de equipo y materiales, exportación de hidrocarburos y repatriación de ganancias.
- Pagar el impuesto a la renta como si fuera cualquier empresa, por lo que solo se le aplica una tasa consolidada de 36.5%, que incluye 15% de participación laboral y 25% de impuesto sobre la renta.^{174/}
- Vender el petróleo a precio internacional aunque el destino sea el mercado interno.
- Diluir la responsabilidad de reinvertir el 10% de sus utilidades netas, pues la inversión pasada se considera reinversión.

¹⁷³ Repsol YPF 35%; Overseas Petroleum and Investment Corporation 31%; CHINA National Chemical Import and Export Company "SINOCHEM" 14%; Murphy Ecuador Oil Company 10%; Canam Offshore Limited 10%

¹⁷⁴ El contrato prevé tres contribuciones adicionales; una para la Superintendencia de compañías (1/1000 sobre activos totales), otra para los municipios (1.5/1000 sobre los activos totales), y otra para el Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y de Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales.

- Subcontratar sin restricción.
- Evadir la contratación de bienes y servicios prestados por Petroecuador o producidos en Ecuador, pues la preferencia que debe dar a esas contrataciones no va más allá de una recomendación.

Además, el Estado ecuatoriano les garantiza a Repsol YPF y a sus socios no solo estabilidad tributaria sino también estabilidad económica del contrato, por lo que el Estado asume el riesgo por variaciones en el régimen cambiario, cambios en la tarifa de transporte del oleoducto y caída de la producción por razones no técnicas.

Por su parte, Petroecuador se obliga a proporcionar seguridad para la realización de las operaciones del contrato, proveer el diluyente necesario para evacuar el petróleo cuando se trate de crudo pesado, así como servir del gestor del contratista para los trámites administrativos ante autoridades y reguladores.

4.6. PERÚ

El interés de Repsol YPF en este país es notorio. A través de su filial Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú, cuenta con derechos mineros sobre 7 lotes: ¹⁷⁵/ dos de explotación y cinco de exploración. Sus contratos más relevantes conciernen los Lotes 88 y 56 que comprende el área de Camisea, la tercera reserva más grande de Latinoamérica, localizada en la selva de Cusco. De manera directa, Repsol YPF participa en el consorcio encargado del transporte y venta de los hidrocarburos en el mercado nacional e internacional (proyecto “Perú GNL”)

Lote 88

El contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 88, ¹⁷⁶/ establece que los hidrocarburos "in situ" son de propiedad del Estado, pero el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos es transferido por Perupetro al contratista a la firma del contrato, quien está obligado a pagar una regalía. ¹⁷⁷/ La duración es de 30 años para la explotación de petróleo y 40 años para la de gas natural no asociado (incluyendo condensados). La inversión obligatoria

¹⁷⁵ En el lote 39 participa con el 55% y también se desempeña como operador. En los lotes 88 y 56 (Camisea) dispone de una participación de 10 % en cada uno. En exploración cuenta con los lotes 90, 57, 109, 76 y 103, suscritos entre 2003 y 2006. Años atrás Repsol Exploración Perú había explorado en los lotes 27, 32, 34, 35 y Z-29M, y participado como asociado en el lote 64. En agosto de 2005 se firmó el acuerdo definitivo entre Repsol YPF y la petrolera estadounidense Hunt Oil para la entrada de Repsol YPF en el proyecto “Perú LNG”, a través del cual obtuvo el 10% de participación en los lotes 88 y 56 (Camisea). Dicha participación fue aprobada por el gobierno en diciembre de 2005.

¹⁷⁶ El lote 88 produce alrededor de 120 millones de pies cúbicos diarios de gas y 35,000 barriles diarios de líquidos de gas natural. Ahí se localizan los yacimientos San Martín y Cashiriari. Las reservas probadas alcanzan 5.6 Tpc de gas natural y 376 MMb de petróleo (crudo, condensados y líquidos de gas). Cuenta con una planta de separación (las Malvinas) con capacidad de 400 MMpcd y una planta de fraccionamiento (Pisco) de 50,000 bd. A diciembre de 2005 la venta por exportación ascendieron a 364.8 millones de dólares (63%) y las ventas locales a 210.9 millones (37%). A junio de 2006 las primeras alcanzaron 183.1 millones de dólares (52%) y las locales a 167.5 millones (48%). Repsol YPF es el socio mayoritario al controlar directa o indirectamente 37.2% de las acciones del consorcio titular de la licencia de explotación. http://www.conasev.gob.pe/Novidades/Pluspetrol_Camisea.ppt#259,1,Diapositiva 1

¹⁷⁷ Véase: <http://mirror.perupetro.com.pe/downloads/contratogas.pdf>

incluye la perforación de 4 pozos de desarrollo, la construcción de una planta de separación de líquidos y el llenado de ductos de evacuación.

El contrato obliga al contratista a la explotación y recuperación económica de las reservas de acuerdo a los principios técnicos y económicos generalmente aceptados y en uso por la industria petrolera internacional, lo cual significa que no está obligado a utilizar las mejores prácticas de la industria ni a operar para obtener la máxima recuperación de los hidrocarburos contenidos en la formación geológica. Como el contratista dispone de máxima libertad operativa pues Perupetro no aprueba los planes de desarrollo y producción, Repsol YPF y sus socios se convierten en administradores de facto del subsuelo peruano con el derecho a explotar la riqueza natural con base en objetivos privados.

El contrato faculta al contratista a utilizar para sus operaciones y sin costos alguno los hidrocarburos producidos, así como extraer los líquidos de cualquier producción de gas y quemar el gas asociado cuando no sea reinyectado o comercializado. Ese derecho es una carta abierta al desperdicio y a la depredación pues el contratista puede producir gas con la única finalidad de recuperar los condensados –gasolinas naturales de alto valor en el mercado–, lo cual implica quemar los hidrocarburos gaseosos. Esa práctica reporta grandes utilidades y el ahorro de inversión en la tubería que se necesitaría para procesar el gas y llevarlo a los centros de consumo, sin embargo, es claro que está al margen del interés nacional.^{178/} Cabe destacar que el contrato alienta esta práctica, lo veremos más adelante, con descuentos en el pago de la regalía.

El contrato concede libre disposición de la producción. El contratista tiene el derecho de exportar los hidrocarburos producidos pero también la obligación de abastecer la demanda de gas natural del mercado interno. Prevé la posibilidad de exportar siempre y cuando se encuentre garantizado el abastecimiento del mercado interno para los siguientes 20 años, de acuerdo a los pronósticos de demanda y con los niveles de reservas probadas. Como esto último condenaba de facto al contratista a producir para abastecer el mercado interno, Repsol YPF y sus socios presionaron al gobierno hasta conseguir, a principios de 2006, que se cambiara tanto la ley como el contrato para permitir que una parte de la producción fuera exportada y se le aplicara el régimen de regalías previsto para la exportación que es menos pesado.^{179/}

El contratista paga una regalía en efectivo. La tasa base se sitúa en 37.24%, tanto para crudo como para gas natural, pero aumenta dependiendo del nivel de precio de los hidrocarburos y del volumen producido.^{180/} Para efecto del cálculo de la regalía el precio del gas para exportación es el precio de los contratos de venta pero en ningún caso será menor a 60 centavos de dólar por MMBtu. En contraste, en el mercado interno, será de 1.0 dólar para la generación de electricidad y de 1.80 dólares para los demás usuarios. A primera vista esta medida favorece el desarrollo del mercado interno y a los consumidores en el país, porque el contratista tendría interés en enviar el producto al mercado interno al obtener una mayor valorización, sin embargo el contratista buscará exportar porque pagará menos regalías y trasladará la renta a los segmentos corriente

¹⁷⁸ La quema de gas requiere de la autorización expresa del Ministerio de Energía y Minas, es decir, no se decide según disponga la ley sino de manera discrecional por una autoridad sujeta a presiones e intereses diversa índole.

¹⁷⁹ Es muy probable que todo el gas natural del lote 88 acabe en el mercado internacional porque así el contratista obtiene la máxima rentabilidad, ya que controla todas las etapas del proceso desde la extracción del gas hasta su colección en el mercado de consumo final en México, los Estados Unidos o Chile.

¹⁸⁰ Estos valores se ajustan anualmente.

abajo operados por él mismo. Se trata de una clara política discriminatoria en contra del desarrollo el mercado interno y por lo tanto para la industrialización del país.

Ahora bien, la regalía se aplica al “valor de los hidrocarburos fiscalizados”, definición contractual que sirve para beneficiar al operador privado, ya que en el caso del petróleo se *utiliza un precio internacional mermado por costos diversos*,^{181/} y *un volumen de producción que no se mide en la boca del pozo sino kilómetros más lejos*, en el área denominada “Malvinas” donde se construyó la planta de separación de líquidos. Ese esquema también se aplica al caso del gas natural, de lo cual deriva que *el gas quemado o utilizado en las operaciones no paga regalía*; implícitamente se le considera sin valor, lo cual es contrario al interés del pueblo peruano propietario del recurso natural. En el caso de los líquidos del gas natural se considera el precio internacional menos 6.40 dólares, lo cual es un exceso y una manera de canalizar renta económica al contratista.^{182/} Aunque se prevé aumentos en la regalía conforme se acumula la producción, esta disposición entrará en vigor 10 años después del inicio de la extracción comercial.^{183/}

Para aumentar la rentabilidad del operador el contrato otorga descuentos en la regalía aplicada a los líquidos del gas. Aplica cuando el gas natural es reinyectado al yacimiento una vez que se le extrajeron los valiosos condensados: entre mayor sea el volumen de líquido recuperado y entre más temprano ocurra mayor será el descuento. Esa rebaja aplica durante los primeros seis años siempre y cuando el flujo de líquidos supere 20,000 barriles diarios, es decir, cuando se trate de yacimientos grandes. Todo esto va en menoscabo del interés del pueblo peruano.

Repsol YPF y sus socios están sujetos al régimen tributario común el Impuesto a la Renta, pero se beneficia de una amortización lineal acelerada (5 años) que se aplica a todos los gastos de exploración y de desarrollo y a todas las inversiones. También debe pagar los tributos aplicables a las importaciones de bienes e insumos requeridos para llevar a cabo las operaciones, así como el Impuesto a las Utilidades Distribuidas (4.1% desde 2003) siempre y cuando éstas no sean reinvertidas. La exportación de hidrocarburos está exenta de todo tributo.^{184/} El contratista goza de garantías de estabilidad tributaria y cambiaría a los largo de la vida del contrato. Aunque el Contrato se rige por el derecho privado peruano, las diferencias no resueltas de mutuo acuerdo se zanjarán mediante arbitraje internacional.

Lote 56

La Licencia para el Lote 56 es similar a la del Lote 88. Las diferencias estriban en que la primera contiene un régimen fiscal diseñado para un proyecto orientado al mercado externo. En efecto, el contrato establece que el contratista tiene el derecho de vender la totalidad del gas natural

¹⁸¹ Costos de almacenamiento, transporte, manejo y entrega.

¹⁸² El descuento de 6.40 dólares por barril es injustificable pues los costos de recuperación de los condensados, que contractualmente forman parte de los líquidos del gas y que precipitan de manera natural al salir el gas a la superficie, es inferior a 5 centavos de dólar. Los costos de recuperación en la planta procesamiento (criogénica) son ciertamente mayores, sin embargo se debe tomar en cuenta que el contrato permite utilizar gas natural para los procesos operativos, en particular para el funcionamiento de la criogénica, sin costo y sin pagar regalías.

¹⁸³ El incremento de la regalía por unidad de producción acumulada será de 3 puntos porcentuales por cada cien millones de barriles de producción fiscalizada.

¹⁸⁴ El pago por concepto de canon, sobrecanon y participación en la renta, queda a cargo de PERUPETRO.

fiscalizado a la Planta LNG para la exportación, planta que está siendo construida por los mismos titulares del contrato.^{185/}

Para el Lote 56 la regalía se establece en función del precio y destino de los hidrocarburos. Para el petróleo crudo y los líquidos de gas natural se aplica una tasa de 20% cuando el precio es igual o menor a 22 dólares, aumenta a 30% para un precio comprendido entre 22 y 35 dólares, y llega a 40% para precios superiores. En el caso del gas natural para el mercado interno se aplica una tasa de 37.24% cuando el precio es igual o menos a 4 dólares por millón de BTU y sube a 38% cuando se trata de gas destinado a la exportación y el precio es igual o mayor a 5 dólares. La regalía se aplica al valor del petróleo, los líquidos del gas y gas natural, todos ellos fiscalizados.^{186/} *Los precios utilizados para calcular el valor de los hidrocarburos contienen descuentos que favorecen al contratista*, tal como fue el caso para la licencia del Lote 88.

En el caso del gas natural para exportación el contrato fija un valor mínimo de valorización (VMV) con la finalidad de que el Contratista no subvalúe la producción, es decir, no malbaratare el gas vendiéndolo a un precio muy pequeño, maniobra de auto venta –el contratista es propietario de la planta de GNL– que le permitiría evadir el pago de regalías y capturar toda la renta económica, timando al Estado y en general al pueblo peruano.

El VMV establecido en el contrato es función del precio del gas en Henry Hub,^{187/} de acuerdo a los siguientes valores (expresados en dólares por MMBtu):

Valor de mercado en Henry Hub	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	≥10.0
Valor Mínimo de Valorización	0.50	0.53	0.63	0.79	0.97	1.18	1.47	1.76

Por ejemplo, si el precio en Henry Hub es de 7 dólares el contratista pagará una regalía de 38% aplicada a lo que resulte de multiplicar el volumen de producción por el precio al que se le vende a la planta de GNL, precio que no podrán ser menor a 0.97 dólares por MMBtu.

El contrato insiste en que el valor mínimo de valorización no será considerado para ningún efecto como precio realizado. Sin embargo es claro que en la práctica Repsol YPF y sus socios alineará el precio de venta con dicho valor, para pagar menos regalías y transferir la renta petrolera a los eslabones corriente abajo, pues toda la cadena de suministro está bajo su control.

Permitirle un precio de venta muy pequeño en el campo de producción no es la única ventaja que se le otorga al contratista. *La exportación de hidrocarburos proveniente del área objeto del contrato está exenta de todo tributo, incluyendo el Impuesto a la Renta y el Impuesto a las Utilidades Distribuidas*. Peor aún, como las reservas de gas del Lote 56 no alcanzaban para los ambiciosos planes de exportación, Repsol YPF y sus socios lograron que parte de la producción del Lote 88 esté sujeta a ese régimen fiscal desdibujado.

¹⁸⁵ Véase: <http://mirror.perupetro.com.pe/downloads/LOTE%2056.pdf>

¹⁸⁶ Cuando el destino del gas natural sean plantas de conversión de gas a hidrocarburos líquidos o instalaciones petroquímicas en el país, el contrato prevé que las partes podrán acordar los porcentajes de regalía correspondientes.

¹⁸⁷ El precio Henry Hub es el precio que se establece en ese centro concentrador de gas que lleva ese nombre y que está en Louisiana, Estados Unidos. Dicho precio se considera como costo de oportunidad para los productores de gas en todo el mundo, es decir, es el punto donde podrían obtener la mejor valorización para su producción, a condición de poderla llevar hasta ese punto.

4.7. VENEZUELA

Antes de la conversión en empresas mixtas, los convenios operativos dejaban buenas ganancias a Repsol YPF por explotar los campos petroleros Quiriquire,¹⁸⁸/ Quiamare la Ceiba, Guarico Occidental y Mene Grande.¹⁸⁹/ Los honorarios por los servicios realizados eran sustancialmente elevados. Y como el pago de la regalía lo asumía PDVSA, la empresa española solo tenía que pagar el ISR a la tasa del régimen tributario ordinario (34%) y eso siempre y cuando hubiera reportado ganancias.

En los convenios operativos de la primera y segunda ronda los honorarios que recibía Repsol YPF eran de tres tipos: de capital, de interés y de operación. La entrega estaba sujeta a un límite trimestral. En la tercera existía un estipendio de la misma naturaleza jurídica de los honorarios de la primera ronda pero mediante una fórmula complicada la ganancia de la operadora disminuyó para hacer frente al pago de la regalía. Como los honorarios estaban indexados al precio y a la producción Repsol gozaba de importantes rentas económicas pagando pocos impuestos.

Repsol YPF fue una de las primeras en ceder al ultimátum del gobierno del presidente Chávez de ajustar los convenios operativos a la nueva legislación, mientras que las empresas estadounidenses en particular demostraron reticencia. El gobierno respondió con denuncias por fraude tributario por cerca de 3 mil millones de dólares. Exxon-Mobil, que poseía 25% del campo Quiamare-La Ceiba se negó al cambio de condiciones, y Repsol YPF, que ya poseía 50% del yacimiento, terminó por comprarle su parte.

Como resultado de las negociaciones de 2005 con PDVSA se acordaron las condiciones definitivas del proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas a partir de abril 2006. El Ministerio de Energía y Petróleo y luego la Asamblea Nacional aprobaron la constitución, por un lado, de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A (Repsol YPF 40% y PDVSA 60%), comprendiendo los campos de petróleo Mene Grande y Quiriquire Somero;¹⁹⁰/ por otro lado la empresa mixta Quiriquire Gas, S.A (Repsol YPF 60% y 40% PDVSA) para la explotación de campo de gas no asociado denominado Quiriquire Profundo¹⁹¹/ En ambos casos se estableció una duración de 20 años. También se acordó la restitución de las áreas Quiamare-La Ceiba y Guarico.

¹⁸⁸ El campo petrolero de Quiriquire está ubicado a 20 kilómetros al oeste de Maturín, en el estado Monagas. El contrato operativo de Quiriquire se remonta a 1993, cuando PDVSA lo ofreció en la segunda ronda. Las operadoras originales fueron Maxus de Venezuela, con una participación de 95%, y Otepi Consultores, S.A., con el 5% restante. El proyecto se inició en marzo de 1994. En junio de ese año BP adquirió una participación de 45% de parte de Maxus y la producción se inició en septiembre. En diciembre de 1998 Otepi transfirió su 5% a Maxus, dejando a ésta con 55% y a BP con 45%. Posteriormente BP transfirió su participación a Maxus International Energy Company. Esta última era propiedad de la petrolera argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). En 1999 la española Repsol adquirió a YPF y, con ésta, el contrato para operar el campo.

¹⁸⁹ Los cuatro primeros estaban sujetos a las condiciones contractuales y fiscales de la segunda ronda y el último a los términos de la tercera ronda.

¹⁹⁰ El primero produce 16 mil barriles diarios y el segundo 14,5 mil barriles diarios.

¹⁹¹ Al 31 de diciembre de 2006 estaban pendientes determinadas actuaciones formales relacionadas con el otorgamiento de la licencia de gas natural a la empresa Mixta Quiriquire Gas, S.A, lo cuales quedaron concluidos en marzo de 2007. El acuerdo extendió el contrato por 20 años adicionales

Con la constitución de esas empresas mixtas el Estado tendrá mayor control sobre la explotación de cada uno de esos yacimientos, así como un aumento sustantivo de la transparencia y por lo tanto una mejor contraloría social. Repsol YPF ahora si tendrá que asumir los riesgos propios del negocio petrolero y que eran absorbidos integralmente por PDVSA en los convenios operativos. Además, la firma española estará obligada a reinvertir un porcentaje de sus ingresos brutos al desarrollo de la región en donde opera.¹⁹²/ Al cancelar una regalía de 34% para petróleo crudo y una tasa de Impuesto sobre la Renta de 50%, *garantizarán un mayor aporte el fisco nacional*. Para prevenir prácticas evasión típicas de los contribuyentes petroleros se ha incorporado un impuesto sombra mediante el cual *en ningún caso el Estado venezolano dejará de percibir menos de 50% del ingreso bruto petrolero*.

Cuadro 16. Venezuela, régimen fiscal petrolero para convenios operativos y empresas mixtas (porcentaje)			
	Convenios Operativos 1992-2004	Convenios Operativos octubre 2004 1/	Empresa Mixta 2006
Regalía	0	30	30
Impuesto a la extracción			3.33
ISR	34	50	50
Impuesto sombra			SI
Contribución fiscal	Posibilidad de 0%	No menor al 30% del ingreso bruto	No menor al 50% del ingreso bruto

Fuente: Elaboración del autor con datos de PDVSA.
 Notas. 1.- A partir de octubre 2004 y en aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2002. En abril de 2005 el pago de honorarios se limitó a no más del 66.67% del precio de venta.
http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=88

Lo que está en juego con el cambio de modalidad contractual es la obtención de por lo menos el 50 por ciento del valor del barril de petróleo. Es una visión actualizada del histórico “fifty-fifty” que originalmente se refería a las ganancias, pero que ahora PDVSA aplica al valor de la producción, argumentando que el petróleo se ha estado valorizando sustancialmente. Según la empresa pública, ese nuevo “fifty-fifty” es la retribución mínima a la que Venezuela aspira por un recurso natural propiedad de la Nación. A ese aporte estrictamente fiscal se suman los dividendos que obtiene PDVSA por su participación como accionista en las empresas mixtas.

Por lo que toca a la licencias para explorar y producir gas natural no asociado en el área de Barrancas, en la cual Repsol YPF posee el 100% de participación, se establece que el destino del gas será esencialmente el mercado interno como energético o materia prima a los fines de su industrialización. La *duración se extiende por 35 años* (5 de exploración y 30 de desarrollo), pudiendo *prorrogarse por 30 años adicionales*, lo cual es excesivo. Las actividades corren por cuenta y riesgo de Repsol YPF. Se contempla una Contraprestación Especial equivalente a 2.59% del valor del gas producido a nivel del campo de producción, para pagarse adicionalmente a la regalía (20% del precio en boca del pozo). El ISR es del 34%. Las controversias de cualquier naturaleza serán resueltas en última instancia por los tribunales competentes de la república. Las condiciones son similares para las licencias del área de Yucal Placer, donde Repsol YPF tiene una participación de 15%, con la notable excepción de una contraprestación especial del 12,5% para el Bloque Sur y 2,51% para el Bloque Norte adicional al 20% de Regalías establecidas por Ley.

¹⁹² Las Empresas Mixtas destinarán el 1% de los retornos de las ganancias antes de la declaración del impuesto sobre la renta, a proyectos de desarrollo social, endógenos y sustentables

*
* *

Durante la década pasada y principios de la presente, Repsol YPF entró a formar parte de contratos petroleros muy ventajosos para la compañía. En Argentina, Ecuador y Perú, pero sobre todo en Bolivia y Venezuela, obtuvo condiciones muy favorables para operar y obtener utilidades. Algunos de los privilegios conseguidos en materia de E&P fueron los siguientes:

- Transferencia de la propiedad de los hidrocarburos extraídos; la compañía decide libremente que hacer con ellos, por ejemplo, exportar en lugar que alimentar el mercado interno; queda habilitada para fijar el precio de venta y vender solo a compradores de su preferencia.
- Operación sin tener que aplicar las mejores prácticas de la industria y sin tener que alcanzar la máxima recuperación de los hidrocarburos in situ; a la compañía se le permite realizar prácticas y objetivos de extracción que optimice sus ganancias pero no el interés nacional.
- Extensa duración de los contratos, sin obligaciones de exploración sustantiva, ni de restitución de áreas de exploración y sin pago de rentas por la ocupación de superficies; la compañía monopoliza el predio minero y lo administra a largo plazo en función de sus intereses estratégicos; la búsqueda y valorización de los recursos naturales de un país quedan a expensas del interés particular de una compañía transnacional.
- Plena libertad operativa. La compañía establece los planes de exploración, desarrollo y producción a su conveniencia. La manera de aprovechar el patrimonio petrolero de la nación en el área del contrato queda en función del interés de un particular.
- Uso ilimitado de la producción de hidrocarburos para reinyectar, generar electricidad, ventear o quemar según convenga a los intereses de la compañía, sin costo, libre de impuestos y sin necesidad de autorización ministerial. Esto va en contra del patrimonio nacional, el ambiente y las futuras generaciones. Utilización sin restricción de aguas y materiales naturales de construcción requeridos para la operación, lo cual es una invitación a la depredación de la naturaleza.
- Venta de hidrocarburos en el mercado interno al precio internacional. La compañía maximizar su ganancia a costa de los consumidores, pues estos pagan los combustibles como si fueran importados a pesar de haber sido producidos en el país; el país pierde la posibilidad de impulsar el desarrollo mediante un suministro económico de energía.
- Carga fiscal aligerada. Impuesto sobre los beneficios petroleros muy lejos del 50% reivindicado por la OPEP y que algunos países elevaron alguna vez a más de 60%. Dicho impuesto ha sido sustituido por el impuesto sobre la renta que paga cualquier establecimiento comercial, industrial o de servicios, que se sitúa entre alrededor de 30%.
- Exención del pago de impuestos. Eliminación o disminución de primas por firma del contrato; aportaciones para obras sociales de compensación y desarrollo comunitario; contribuciones a la investigación científica y tecnológica; impuestos generales (importación

de equipo y materiales, exportación de hidrocarburos, repatriación de ganancias...); y obligaciones de reinversión de utilidades.

- Descuentos en los precios utilizados para el pago de regalías e impuestos; rebajas en la carga tributaria cuando la producción se destina a la exportación. Dedución de regalías, impuestos y todo tipo de costos para efectos del cálculo del impuesto a la renta.
- Estabilidad de la carga tributaria. El Estado aceptar dar perpetuidad a la correlación de fuerzas existente cuando se firmó el contrato y que era muy desfavorable para el país. El Estado renuncia a elevar la carga tributaria aunque la renta petrolera aumente desproporcionadamente por aumento del precio de los hidrocarburos o descubrimiento de yacimientos de dimensiones y calidad excepcionales.
- Garantías de estabilidad económica del contrato. El Estado asume el riesgo por variaciones en el régimen cambiario, cambios en la tarifa de transporte de hidrocarburos y caída de la producción por razones no técnicas.
- Escasas o nulas obligaciones de programas de formación de personal local y adquisición de bienes y servicios proporcionados por empresas locales (laxitud en las cláusulas de contenido nacional).
- Solución de controversias en tribunales internacionales. El Estado productor renuncia a utilizar los tribunales nacionales y se pliegan a lo que decidan los extranjeros.

Muchos de esos privilegios han sido cancelados durante los procesos de recuperación del control de la industria petrolera emprendido en los últimos años por gobiernos nacionalistas.

5. ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBTENIDAS POR REPSOL YPF EN SUS CONTRATOS PETROLEROS

Utilizando como ejemplos los casos de Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela, en este capítulo demostraremos que Repsol YPF ha pagado muy poco en regalías e impuestos por la explotación de recursos naturales valiosos y no renovables. De ahí la conclusión de que la empresa española ha sido, en sus áreas concesionadas, la principal beneficiaria del petróleo y el gas natural alojado en el subsuelo de esos países, mientras que los verdaderos dueños –el pueblo argentino, boliviano, ecuatoriano, peruano y venezolano– ha quedado prácticamente marginados de sus riquezas. Algunos países han comenzado a corregir esa situación pero aún queda mucho por hacer.

Los contratos que Repsol YPF utiliza para operar en esos países brindan información valiosa. El análisis económico de los contratos permite estimar tanto la rentabilidad de inversiones como la renta petrolera acaparada por la compañía en un proyecto de E&P. Dicho análisis consiste fundamentalmente en aplicar el sistema fiscal establecido en el contrato a una serie de yacimientos hipotéticos, pero representativos de la explotación petrolera, y observar cómo se comporta el flujo de caja y los indicadores financieros bajo diversos escenarios de precios (los detalles se explican en el anexo 1). Esta técnica, utilizada cotidianamente por las compañías petroleras, tiene la ventaja adicional de permitir comparaciones entre países y estimar la brecha entre ellos en materia de recuperación de la renta petrolera. Los principales elementos de los sistemas fiscales analizados se presentan en el cuadro siguiente.

PRINCIPALES REGLAS FISCALES PREVISTAS EN LOS CONTRATOS PETROLEROS DE REPSOL YPF	
Bolivia	
Contratos de Riesgo Compartido (1996-2005)	Regalías y participaciones 18%; impuesto a las utilidades de las empresas 25%; surtax de 25% acreditable.
Nacionalización mayo 2006	Regalías y participaciones 82%; impuesto a las utilidades de las empresas 25%.
Venezuela	
Convenios Operativos (1992-2004)	Regalía 0%, ISR 34%
Empresas Mixtas:	Regalía e impuestos 33.33% ISR 50%; se aplica un impuesto sombra si la contribución fiscal es menor al 50% del ingreso bruto
Perú	
Licencia Lote 88, regalía 37.4%, ISR 30%	
Licencia Lote 56, regalía 40, ISR 30%	
Argentina	
Concesiones (hasta 2002)	Regalía 12%, ISR 30%
Concesiones (2004-2006)	Regalía + retenciones 43% de tasa efectiva para un precio de 50 dólares por barril; ISR 30%
Ecuador	
Concesión con reparto de la producción	
Regalía para el yacimiento Tivacuno en 1996:	16.2% para la producción menor a 5.000 bd; 22% para la producción entre 5 y 10 mil bd; 32% para la producción superior a 10 mil bd; ISR más aportación laboral 36.5%
Regalía para el yacimiento Tivacuno en 2006:	48.1% para la producción menor a 5.000 bd; 53.1% para la producción entre 5 y 10 mil bd; 62.1% para la producción superior a 10 mil bd; ISR 36.5%
Regalía, participaciones (Bolivia) y retenciones (Argentina) aplican al valor de la producción en boca del pozo y deducible para efectos del cálculo del ISR. No incluye impuesto a las remisiones de utilidades al exterior, ni a las importaciones.	

Los resultados de las corridas financieras que se presentan en el cuadro 17 fueron obtenidos considerando un yacimiento de 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de acuerdo con la técnica sugerida en la literatura especializada (véase el anexo metodológico),^{193/} que permite obtener antes de impuestos una rentabilidad de 6 a 1 bajo un escenario de precios de 50 dólares por barril.^{194/} En este ejercicio la renta petrolera generada a lo largo de la vida del proyecto alcanza 2,160 millones de dólares que se reparte entre el Estado y la compañía de acuerdo a las reglas establecidas en el contrato. Nótese que si el Estado realiza directamente las actividades extractiva no tiene necesidad de compartir la renta económica con nadie, sin embargo, aunque la tecnología necesaria está disponible en el mercado, pocos países están en posibilidades de arriesgar recursos públicos en un costoso programa de exploración cuyo resultado es incierto.

Argentina. Durante el periodo de políticas ultra neoliberales del presidente Menen, extendidas hasta los albores del nuevo siglo, Repsol YPF acaparaba más renta petrolera que el Estado pues se quedaba con el 58%. Es probable que en la práctica su tajada de pastel haya sido más grande pues el gobierno aplicaba descuentos en el pago de regalía, a ello se agrega la posible evasión en el pago del ISR, practica común de las firmas dedicadas a las actividades extractivas. La asimetría en el reparto de beneficios, plenamente desfavorable para Argentina, comenzó a cambiar en 2002, cuando las compañías fueron obligadas a pagar un derecho por exportación de petróleo y sus derivados, que se incrementó con la llegada de Néstor Kirchner a la presidencia. Gracias a esos ajustes la renta petrolera acaparada por el Estado pasó del 42 al 68% para las áreas administradas por el gobierno central (Plan Argentina). En términos de rentabilidad resulta que en los años Menen la empresa española podía obtener 4.1 dólares por cada dólar invertido pero en con el gobierno Kirchner ya solo podría obtener 2.2 dólares, que de cualquier forma sigue siendo una remuneración sustancialmente elevada con respecto a cualquier actividad productiva lícita incluyendo los propios proyectos de la industria petrolera.

¹⁹³ Véase Percebois, J. *Economie de l’Energie*, Economica, Paris, 1988.

¹⁹⁴ Cincuenta dólares por barril es el promedio simple de las cotizaciones del petróleo estadounidense WTI de los últimos cuatro años (2003-2006). Este crudo se usa como referencia en el continente americano.

Cuadro 17. Indicadores económicos asociados a contratos de Repsol YPF en América Latina (porcentaje)				
	Tasa Interna de Retorno	Rentabilidad 6/	Reparto de la renta petrolera 7/	
	Repsol YPF	Repsol YPF	Repsol YPF	Estado
Resultados antes de impuestos */	82	642	100	0
Resultados después de impuestos				
Argentina 1/				
Plan Argentina (Carlos Menen)	61	411	58	42
Plan Argentina ajustado (2004-2006)	43	224	32	68
Bolivia 2/				
Antes de la nacionalización	60	381	57	43
Nacionalización 2006	8	21	-1.0	101
Ecuador 3/				
Área Tivacuno 1996	52	300	44	56
Área Tivacuno 2006	32	145	19	81
Perú 4/				
Licencia Lote 88	47	254	37	63
Licencia Lote 56	56	343	51	49
Venezuela 5/				
Convenios Operativos (hasta 2004)	65	424	64	36
Empresas Mixtas (a partir de 2006)	40	196	27	73

Fuente.- Elaboración propia

Notas.- Exploración y explotación de un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo y costo de producción de 6.8 \$/b, en un escenario de precio de 50 dólares por barril (véase metodología en el anexo). 1. Régimen fiscal para concesiones Ley 17.139. A partir de 2007 el sistema fiscal tipo Plan Argentina solo se aplica en terrenos federales.; 2. Régimen fiscal para el yacimiento San Alberto (Repsol-YPF); 3. Régimen fiscal para el Área Tivacuno (Repsol-YPF); 4. Régimen fiscal para el Lote 88 Y 56 (Repsol-YPF); 5. Régimen fiscal para convenios operativos antes de la conversión en empresas mixtas. 6. Resultado de dividir el beneficio neto actualizado del contratista entre la inversión actualizada. 7. Valor de la producción menos costos operativos y de capital.

Cifras expresadas en valor presente neto con una tasa de actualización de 10%.

Bolivia. Antes de la nacionalización Repsol YPF gozaba de un régimen fiscal muy favorable en la operación del campo San Alberto. De aplicar dicho sistema tributario a nuestro yacimiento-prueba la rentabilidad obtenida alcanzaría 381 por ciento en un escenario de precios de 50 dólares por barril, es decir, por cada dólar invertido obtendría una ganancia de 3.8 dólares. Después del decreto de nacionalización del 1 de mayo de 2006 la situación es diferente. La carga impositiva definida para el periodo de transición (durante la renegociación de los contratos), implicó una rentabilidad de solo 21%, es decir, por cada dólar invertido Repsol YPF gana solo 21 centavos. También se puede apreciar que la participación de Repsol YPF en la renta petrolera actualizada sería de 57% antes de la nacionalización pero negativa después de ese acto de soberanía. Esto último significa simplemente que la carga tributaria le permite obtener a la compañía una tasa de interés menor a 10% sobre la parte que le toca de renta petrolera.

Ecuador. Con una larga tradición petrolera, hábiles negociadores y habiendo formado parte de la OPEP, Ecuador ha logrado recuperar una parte más importante de la renta petrolera que los países vecinos. El contrato que le permitía a YPF explotar el Área de Tivacuno en 1996 y que más tarde fue transferido a Repsol, establecía un reparto de la renta de 56/44 a favor del Estado. Diez años más tarde la proporción subió a 81/19 gracias a la introducción de una regalía deslizante en función del precio del petróleo. Esa elevación de la carga tributaria ha significado menor rentabilidad para la empresa española. Al aplicar ambos esquemas fiscales al yacimiento-

prueba, resulta que en 1996 Repsol YPF habría podido ganar 3 dólares por cada dólar invertido en un escenario de 50 dólares por barril, pero en 2006 ya solo obtendría 1.4 dólares. Si Repsol permitió la renegociación del contrato y aceptó la nueva carga fiscal solo se explica porque son pocos los negocios lícitos que permiten una ganancia neta que duplica la inversión. A título de comparación basta recordar que de los bonos del tesoro americano brindan una ganancia de 3 centavos por dólar invertido y que una ganancia de 30 centavos por dólar invertido se considera magnífica en cualquier bolsa de valores.

Perú. Repsol YPF ha logrado obtener esquemas fiscales muy ventajosos para operar en la selva amazónica. Aplicando las reglas tributarias que rigen para el Lote 88 a nuestro yacimiento-prueba descubrimos que se trata de un excelente negocio, pues la escasa carga tributaria le permite acaparar el 37% de la renta petrolera y obtener una ganancia de 2.5 dólares por cada dólar invertido, cuando el precio del petróleo se sitúa en 50 dólares por barril. Esos resultados lucen muy atractivos, sin duda, pero quedan por debajo de lo que Repsol YPF obtiene en el Lote 56, área donde opera con un contrato diseñado para facilitar la exportación. En ese lote cada dólar de inversión reporta una ganancia de 3 dólares y su participación en la renta petrolera alcanza 51%. Ese resultado tan favorable para la firma española se explica por la sensibilidad del gobierno a las presiones del consorcio productor-exportador, liderado por Repsol YPF, para obtener condiciones fiscales preferencial argumentando costosas inversiones para llevar el gas a los mercados de consumo en Estados Unidos, México y Chile. Al aceptar y llevar a la práctica ese criterio discriminatorio contra el mercado interno (la carga fiscal para el hidrocarburo consumido internamente es más alta), el gobierno peruano sacrifica renta petrolera y el desarrollo industrial endógeno (el gas podría industrializarse internamente) en aras de sacar adelante un proyecto privado transnacional rentable sin necesidad de incentivos fiscales.

Venezuela. Los convenios operativos pactados con PDVSA antes de Hugo Chávez le dejaban a Repsol YPF altos beneficios. Aunque el régimen fiscal estaba diseñado para ser aplicado en campos productores, los contratos permitían su aplicación a yacimientos descubiertos en áreas adyacentes sin importar las dimensiones y riqueza de los nuevos depósitos. Por ejemplo, en caso de encontrar un yacimiento de 50 millones de barriles –nuestro yacimiento prueba– el contrato le permitiría quedarse con el 64% de la renta petrolera. Esa participación podría ser superior aumentando artificialmente las deducciones reconocidas por el fisco, práctica a la que recurrían regularmente las compañías operadoras y que dio pauta para que el gobierno de Chávez buscara acabar con esos acuerdos desventajosos para el Estado. Aún sin prácticas evasivas Repsol YPF habría obtenido más de 4 dólares por cada dólar invertido en la exploración y el desarrollo del yacimiento en un escenario de precios de 50 dólares por barril. Con la migración de los convenios a empresas mixtas la situación se invirtió. Aplicando el nuevo esquema tributario al yacimiento de referencia resulta que el Estado recibirá 73% de la renta petrolera a lo cual se agrega las utilidades que reciba PDVSA como socio en la empresa mixta. Como resultado, el ingreso de Repsol YPF se verá disminuido sensiblemente, sin embargo ello no significa que perderá dinero, pues de cada dólar invertido obtendrá casi 2 dólares adicionales. Es una de las razones por las cuales la compañía no ha dejado el país y se ha adaptado a las nuevas circunstancias.

Cuadro 18. Rentabilidad y participación de Repsol YPF en la renta petrolera en América Latina 1/
(porcentaje)

	Rentabilidad 2/		Reparto de la renta petrolera 3/	
	Repsol YPF	Repsol YPF	Repsol YPF	Estado
Periodo neoliberal de los años 90	354	52	52	48
Periodo de recuperación de la renta (2002-2007)	186	26	26	74

Notas.- 1. A partir de contratos petroleros de Repsol YPF en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela. Régimen fiscal aplicado a un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo y costo de producción de 6.8 \$/b, en un escenario de precio de 50 dólares por barril (véase metodología en el anexo 1). La rentabilidad y el reparto de la renta petrolera se calcularon como el promedio simple de los valores presentados en el cuadro 17. 2. Resultado de dividir el beneficio neto actualizado del contratista entre la inversión actualizada. 3. Valor de la producción menos costos operativos y de capital. Cifras expresadas en valor presente neto con una tasa de actualización de 10%
Fuente.- Elaboración propia

De los resultados obtenidos para los cinco países resulta que los saldos del neoliberalismo de los años 90 significaron bonanza para Repsol YPF (véase el cuadro 18), pues los contratos petroleros que obtuvo en ese periodo o heredó de otras compañías, le permitieron acaparar en promedio 52% de la renta petrolera,^{195/} dejando para el Estado el 48% cuando en realidad éste último debió quedarse con el 100% por ser el propietario del recursos y porque la firma española ya había obtenido una tasa interna de retorno de 10%.^{196/} *Gracias a las políticas de recuperación de la renta, la parte del Estado se elevó hasta el 74% en el último lustro*, lo cual significa una situación menos injusta que durante la época de oro de la liquidación del patrimonio nacional.

¹⁹⁵ El 54% se ha obtenido como una media simple de los resultados obtenidos para los cinco países, expuestos en el cuadro 17.

¹⁹⁶ Recuérdese que la renta petrolera la definimos como el valor de la producción menos costos operativos y de capital en valor presente neto con una tasa de actualización de 10%. La rentabilidad (beneficio neto entre inversión) también se calcula con cifras actualizadas.

6. LO ATRACTIVO DE LA EVASIÓN FISCAL PARA ELEVAR RENTABILIDAD

Es cierto que muchas empresas petroleras disfrutaban de tasas impositivas bajas en los países en desarrollo debido a los incentivos que otorgan los gobiernos por debilidad, captura ideológica (neoliberalismo), presión de organismos financieros internacionales y el cabildeo de las propias compañías petroleras, en un ambiente de corrupción y entreguismo. Si a ello se añade la evasión y elusión fiscal resulta que los países recuperan muy poco de la monetización de sus riquezas naturales.

Las compañías logran reducir el pago de impuestos ya sea por vías legales –aprovechando las facilidades que ofrecen las autoridades pero también los “huecos” en contratos, leyes y reglamentos–, o por vías ilegales como reportar solo una parte de la producción para pagar pocas regalías, o mediante el uso de técnicas contables dolosas para aumentar costos y disminuir ingreso de tal manera que la base gravable sea pequeña y de ahí un pago de ISR muy reducido.^{197/} Analizando el caso general de la evasión fiscal en industrias extractivas se concluye que no se trata de incidentes aislados, sino de prácticas sistemáticas.^{198/}

De acuerdo con Christian Aid (2007) los beneficios de la privatización de la industria del petróleo y el gas natural en Bolivia se vieron contrarrestados por el costo para la economía nacional. Mientras que el gobierno boliviano recibía en una mano alrededor de 2 mil millones de dólares en regalías e impuestos en el periodo 1999-2004, con la otra pagaba 2 mil 200 millones de dólares en subsidios asociados a la venta de activos públicos, al sacrificio tributario que tuvo que hacer para viabilizar e incentivar la inversión extranjeras y a la evasión fiscal por parte de los operadores privados que sustituyeron a la empresa pública.

Repsol YPF no está al margen de tales prácticas. Analizando el caso de Bolivia, Roberto Fernández Terán (2005) concluye que las petroleras defraudaron al fisco boliviano 182 millones de dólares durante el periodo 1998-2003, tan solo por concepto de impuesto a las utilidades empresariales. Comparando los pagos tributarios hechos por las compañías petroleras por remisión de utilidades al exterior respecto a lo que efectivamente cancelaron por impuesto a las utilidades empresariales,^{199/} el investigador demuestra que las compañías remitieron al exterior mucho más dinero del que efectivamente dicen haber ganado. Andina, controlada por Repsol YPF desde 2001, fue la que más defraudó, llegando a los 59 millones de dólares, lo cual representa el 32% del fraude cometido por el conjunto de compañías.

Organismos no gubernamentales han denunciado más casos de evasión fiscal por parte de la empresa española. Por ejemplo, un informe publicado en 2004 señalaba que la mayoría de las petroleras en Bolivia no pagaban impuestos a la renta, sin embargo, en el caso de Andina – controlada por Repsol YPF– la situación era peor pues no declaraban ganancias susceptibles de compartirlas ni con sus socios bolivianos en el Fondo de Capitalización, ni con el Estado a través del Servicio de Impuestos Nacionales. De hecho Andina no pagó un solo centavo por utilidades a

¹⁹⁷ Un método clave utilizado por las compañías para evitar impuestos es ajustar pérdidas y ganancias en diversos países manipulando las cifras de las transacciones entre subsidiarias de la misma compañía.

¹⁹⁸ Christian Aid (2007), A rich seam: who benefits from rising commodity prices?, January

¹⁹⁹ Según la Ley Tributaria 843, el impuesto a las utilidades empresariales es de un 25 % sobre la utilidad neta de una empresa. En tanto que el impuesto por remisión de utilidades al exterior es del 12,5 % sobre las remesas que hace una empresa al exterior y se aplica normalmente sobre la mitad de los dividendos.

la renta en el periodo 2000-2004.²⁰⁰/ Según informes gubernamentales, en el quinquenio 1998-2002 Repsol YPF pagó apenas 4,3 millones de dólares como promedio anual.²⁰¹/

En Ecuador, Repsol YPF entró en conflicto con ese país cuando la Contraloría detectó que había perjudicado al estado ecuatoriano en más de 60 millones de dólares por no haber pagado el porcentaje de participación por cada barril de petróleo transportado desde enero de 1996 hasta el 9 de marzo del 2000.²⁰²/ Se han documentado otros casos como el de empresa Maxus que causó un voluminoso perjuicio al fisco en la operación de los campos Tivacuno y Bogi-Capirón, pues no entregó ni un centavo por la exportación de 35 mil barriles diarios que realizó a mediados de los años 90. Maxus también reportaba gastos excesivos que debían ser cubiertos por Petroecuador. Ese comportamiento le valió la suspensión del contrato pero Maxus siguió operando desde noviembre de 1996 como YPF y posteriormente como parte de Repsol YPF.²⁰³/ Al absorber a Maxus y a YPF la empresa española también absorbió el *savoir faire* de la evasión fiscal en ese país.

Según el Servicio de Rentas Internas de Ecuador por cada barril de petróleo vendido por Petroecuador a 25 dólares en 2002 entró a los cofres del Estado 20 dólares; en cambio, por cada barril de petróleo vendido por las transnacionales, al mismo precio, entró a los cofres del Estado 42 centavos de dólar.²⁰⁴/

En Venezuela los Convenios Operativos, en que participó Repsol YPF, se estructuraron de manera deliberada para evadir el pago de impuestos. Para empezar, las empresas operadoras no pagarían regalía (de ésta se encargaría PDVSA), y cancelarían el impuesto sobre la renta calculado con la tasa general de 34%, en lugar de la tasa petrolera (en aquel entonces del 67,7%), aparentando que eran simples compañías de servicio. Para hacer más rentables los convenios el gobierno del momento desapareció el Valor Fiscal de Explotación, un impuesto que existía para el sector petrolero y que en 1992 era de 30% adicional a la regalía, para dar un total de 46,67 por ciento sobre el valor de la producción. La suma de regalías al fisco y honorarios a las compañías llegó a traducirse, en algunos casos, en pérdidas para la empresa estatal (véase el recuadro 2). Como el pago a estas últimas debía cubrir todos los gastos, los contratistas encontraron un lucrativo negocio inflando artificialmente los costos de producción. Mientras la empresa pública registraba un costo promedio de 4 dólares por cada barril de petróleo producido, los convenios operativos alcanzaban casi 20 dólares por barril.

²⁰⁰ Canariasdicenoarepsol (2004), "Repsol se enriquece, saqueando Bolivia", <http://www.canariasdicenoarepsol.org/ojo/Doc%20Repsol%20en%20Bolivia/01.07.2004%20Repsol%20se%20enriquece%20saqueando%20Bolivia.htm>

²⁰¹ Amoco, que controla la otra empresa capitalizada (Chaco), pagó 5,2 millones de dólares Econoticiasbolivia.com (2003), "Bolivia es un paraíso para las petroleras <http://bolivia.indymedia.org/es/2003/12/4955.shtml>

²⁰² Zambrano, Hellen (2002). "La actividad petrolera en el Ecuador", Quito Ecuador, <http://www.monografias.com/trabajos15/petroleo-ecuador/petroleo-ecuador.shtml#quienes>

²⁰³ Idem.

²⁰⁴ La Fogata Digital, 24 de junio del 2003, http://www.lafogata.org/003latino/latino6/ec_fracaso.htm

Recuadro 2

Inflar costos de producción para evadir impuestos; el caso de Venezuela

Los Convenios Operativos para la exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela, al calor de las políticas neoliberales, fueron estructurados con la intención de permitir la evasión fiscal por parte de las transnacionales que ingresaron durante la apertura petrolera. Las cifras del primer trimestre de 2005 son reveladoras: los 32 Convenios produjeron 499 mil barriles diarios con un valor de mercado de 34.7 dólares por barril. Las contratistas facturaron para sus servicios 18.2 dólares en promedio, equivalente a 52% del precio, mientras PDVSA producía a 4 dólares.

Los contratistas de la primera ronda produjeron 34 mil barriles diarios, de un valor promedio de 30.3 dólares por barril pero facturaron por sus servicios 24,1 dólares, es decir, el equivalente al 79% del precio promedio. Tomando en cuenta que PDVSA tenía que pagar 30% de regalía y gastos administrativos estimados en 3.3% del precio, la empresa pública perdió 3.14 dólares por barril, en total de 9.7 millones de dólares.

Los contratistas de la segunda ronda, que agrupaban once convenios operativos, produjeron 192 mil barriles, de un valor promedio de 37.7 dólares por barril pero facturaron de 24.8 dólares, es decir, el 66% del precio. A primera vista lucen un poco más ventajosos. Sin embargo, algunos de esos convenios contenían incentivos que les permitían facturar hasta el 93% del precio.

Los contratistas de la tercera ronda, que agrupaban 17 convenios operativos, produjeron 162 mil barriles diarios, con un valor promedio de 35,75 dólares por barril, del cual facturan el 53%. Ese resultado, favorable respecto a los dos casos anteriores, se explica porque en los convenios de la tercera ronda se incorporó un mecanismo para calcular el pago de honorarios partiendo del valor del barril restando la regalía que pagaría PDVSA. Como en 2002, el gobierno nacional elevó la regalía de un sexto al 30% el pago por los servicios prestados disminuyó.

El convenio Operativo Boscán cobró honorarios por un monto equivalente al 34% del precio (29,3 US\$/b). Sin embargo, se le entregó un campo que producía 80 mil barriles diarios sin ningún pago por derecho de entrada. Por tratarse de una adjudicación directa, resulta uno de los casos emblemáticos de la torpeza o colusión de las autoridades que lo aprobaron.

Al mismo tiempo, la vieja PDVSA se empeñó en que el Estado no tuviese acceso directo a las contabilidades de la actividad petrolera. Con ese objetivo sacó de sus instalaciones la oficina de la Administración General del Impuesto Sobre la Renta, del entonces Ministerio de Hacienda. El Ministerio de Finanzas, por intermedio del SENIAT restableció en 2003 una dirección especial para los tributos petroleros. Al revisar las declaraciones de impuesto sobre la renta, el SENIAT se encontró con la sorpresa de que la mayoría de las compañías, y entre ellas las grandes transnacionales, no pagaban impuesto sobre la renta, pues acusaban año tras año pérdidas fiscales.

Las transnacionales lograron evadir impuestos de varias maneras. Una de ellas consistía en operar hasta en 100% con préstamos con altísimas tasas de interés, que en la mayoría de los casos provenían de sus propias casas matrices. Evidentemente los intereses se cargaban como costos que debía pagar PDVSA. Además, dichos préstamos se efectuaban en diversas divisas lo cual permitía alegar pérdidas multimillonarias por diferencias de tipo de cambio que también eran cargadas como costos a costillas de la empresa pública.

Todas esas anomalías condujeron a la cancelación definitiva de dichos contratos y su transformación en empresas mixtas entre la nueva PDVSA y las firmas internacionales.

Fuente: PDVSA, http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=409&newsid_temas=88

Por lo que toca a las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco también se observaba un sacrificio fiscal excesivo: regalía de 1 por ciento e ISR aplicando la tasa no petrolera (34%), y esto siempre y cuando tuvieran ganancias contables, lo cual prácticamente nunca ocurrió porque

los inversionistas se las ingeniaron para reportar costos muy altos.^{205/} A las Asociaciones autorizadas en 1997 se les permitió una “producción de desarrollo”, consistente en producir crudo extra pesado para mezclarlo con crudo más livianos y vender esa mezcla durante los dos o tres años de construcción de las instalaciones de mejoramiento, todo ello con un bajísimo nivel impositivo. A final de cuentas la apertura consiguió aumentar la producción pero mediante un tremendo sacrificio fiscal.

De la experiencia internacional se concluye que las petroleras evasoras centran su atención en el impuesto a la renta. Evadir este tributo es mucho más fácil que evadir el pago de regalías, por la sencilla razón que el primero se aplica al beneficio neto, renglón que toma en cuenta lo costoso de las operaciones petroleras. Y en materia de costos las compañías petroleras llevan plena ventaja sobre el Estado. La asimetría de información es enorme y las compañías la usan obviamente en su beneficio. Uno de los secretos mejor guardados de las compañías son los costos reales de sus operaciones y que poco tienen que ver con los costos que declaran al fisco. La brecha entre unos y otros y la escasa capacidad del Estado para darse cuenta donde está el fraude es un mecanismo usado por las compañías para quedarse con la renta petrolera. En la regalía es más mucho más difícil hacer trampa y engañar al fisco pues para calcularla lo que se mide es el volumen y características de la producción, lo cual se realiza con alta precisión y exactitud gracias a la tecnología específica de medición de flujos petroleros. Esa facilidad de control y verificación da claridad y transparencia a los resultados de la extracción y explica, en buena medida, la guerra declarada de las compañías contra todo tipo impuestos en boca del pozo.^{206/}

La importancia económica de la evasión se pone de manifiesto analizando el impacto que tendría esa práctica sobre de la rentabilidad de las operaciones petroleras de Repsol YPF (véase el cuadro 19).

²⁰⁵ Véase: PDVSA, http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=89

²⁰⁶ Sin embargo, aún en los volúmenes de producción las petroleras logran defraudar al fisco, de ahí la importancia de contar con medidores adecuados, suficientes, bien calibrados y con tele transmisión de datos.

Cuadro 19. Indicadores económicos asociados a contratos de Repsol YPF en América Latina cuando la compañía evita el pago del impuesto a la renta (porcentaje)

	Tasa Interna De Retorno	Rentabilidad 6/	Reparto de la renta petrolera 7/	
	Repsol YPF	Repsol YPF	Repsol YPF	Estado
Resultados antes de impuestos */	82	642	100	0
Resultados después de impuestos				
Argentina 1/				
Plan Argentina (Carlos Menem)	61	411	58	42
Sin pago de ISR	75	553	85	15
Plan Argentina (2004-2006)	43	224	32	68
Sin pago de ISR	53	320	48	52
Bolivia 2/				
Antes de la nacionalización	60	381	57	43
Sin pago de ISR	71	508	78	22
Nacionalización 2006	8	21	-1	101
Sin pago de ISR	10	28	0	100
Ecuador 3/				
Área Tivacuno 1996	52	300	44	56
Sin pago de ISR	67	472	72	28
Área Tivacuno 2006	32	145	19	81
Sin pago de ISR	42	288	33	67
Perú 4/				
Licencia Lote 88	47	254	37	63
Sin pago de ISR	58	362	54	46
Licencia Lote 56	56	343	51	49
Sin pago de ISR	56	343	51	49
Venezuela 5/				
Convenios Operativos (hasta 2004)	65	424	64	36
Sin pago de ISR	82	642	100	0
Empresas Mixtas (a partir de 2006)	40	196	27	73
Sin pago de ISR	61	393	59	41

Fuente.- Elaboración propia

Notas.- Régimen fiscal aplicado a un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo y costo de producción de 6.8 \$/b, en un escenario de precio de 50 dólares por barril (véase metodología en el anexo). 1. Ley 17.139; 2. Yacimiento San Alberto (Repsol-YPF); 3. Área Tivacuno (Repsol-YPF); 4. Lote 88 Y 56 (Repsol-YPF); 5. Convenios operativos antes de la conversión en empresas mixtas. 6. Resultado de dividir el beneficio neto actualizado del contratista entre la inversión actualizada. 7. Valor de la producción menos costos operativos y de capital. Cifras expresadas en valor presente neto con una tasa de actualización de 10%.

En el caso de los contratos celebrados en **Argentina** en la época de Carlos Menem la evasión del ISR hubiera significado una concentración más aguda de la renta petrolera a favor de la empresa española. El cumplimiento en el pago de los impuestos previstos en el contrato implicaría un reparto de la renta 58/42 a favor de la compañía, sin embargo, evadiendo el ISR se podría llegar hasta 85/15. Cumpliendo con el tesoro público la empresa lograría ganar 6.1 dólares por cada dólar invertido en un escenario de precios de 50 dólares por barril, pero evadiendo el ISR se

lograría ganar 5.5 dólares. Con la reforma fiscal realizadas para combatir la crisis económica y la llegada del gobierno de Kirchner se logró un reparto 32/68 a favor del Estado, sin embargo esa proporción podría cambiar a 48/52 evadiendo el ISR; esa maniobra permitiría ganar 3.2 dólares por dólar invertido, en lugar de los 2.2 que se obtendrían pagando impuestos.

Evadir en **Bolivia** el pago del impuesto a las utilidades de las empresas hubiera significado para Repsol YPF, antes de la nacionalización, elevar en 20 puntos su participación porcentual en la renta petrolera del campo San Alberto, pues lograría un 78% en lugar del 57% que obtendría cumpliendo correctamente con esa obligación fiscal; la rentabilidad ya no sería de 3.8 dólares ganados por uno invertido, sino de 5.1 dólares. La nacionalización le dio un vuelco a esa situación desventajosa para el Estado. El régimen fiscal definido para el periodo de transición grava pesadamente la producción en boca del pozo por lo que cumplir o no con el pago del ISR no cambiaría mucho los resultados para Repsol YPF. Más que evadir impuestos la empresa española junto con las demás petroleras operando en el país presionaron para sustituir ese régimen fiscal temporal por uno mucho más suave, lo que finalmente consiguieron con los contratos firmados a principios de 2007.

No pagar ISR en **Ecuador** en los años 90 hubiera tenido un efecto muy importante en la explotación del Área de Tivacuno, pues Repsol YPF hubiera obtenido casi 2 dólares adicionales a los 3 que ganaba por dólar invertido. El ilícito hubiera significado revertir un reparto de la renta 44/56 a favor del Estado para dejar a la firma europea como el principal beneficiario (72/28). Con la decisión gubernamental de introducir una regalía deslizante para recuperar la renta petrolera generada con la elevación del precio del petróleo, el ISR perdió importancia como instrumento en el reparto de beneficios entre el Estado y el operador. En las nuevas circunstancias la evasión le valdría a Repsol YPF obtener 1.5 dólares adicionales a los 1.4 dólares que ganaría respetando lo estipulado en el contrato.

En el caso de **Perú** hubiera tenido poco interés evadir el impuesto sobre la renta en el caso del Lote 56 pues las autoridades lo hicieron acreditable con la final de alentar la exportación. En cambio, para el Lote 88 habría interés en arreglárselas pues la rentabilidad para la firma española pasaría a 3.6 dólares por dólar invertido en lugar de los 2.5 dólares que obtendría cumpliendo cabalmente con el fisco. La optimización de costos para quedar libre de gravamen le permitiría revertir el reparto de la renta pasando de un 63/37 a favor del Estado un 54/46 a favor del operador.

Venezuela ilustra claramente los beneficios que le dejaba a Repsol YPF y a las demás compañías operadoras el no pagar impuestos en la década pasada. Hemos mencionado que en los contratos operativos PDVSA se encargaba de liquidar la regalía y los contratistas solo tenían que pagar el impuesto a la renta con la misma tasa a la se gravaba una panadería, una tienda de ropa o cualquier otra actividad comercial. Aumentar artificialmente los costos hasta anular los beneficios netos permitía quedarse con todas las rentas y las ganancias que pudiera generar un yacimiento descubierto bajo ese sistema fiscal (véase el cuadro 19). Es claro que ni la firma española ni ninguna otra compañía habrían actuado de esa manera, porque los beneficios declarados deben ser creíbles para no ser objeto de una exhaustiva auditoría fiscal. Algunas se las arreglaron para aumentar hasta cuatro veces los costos de producción, dejando un remanente para pagar algo de impuestos. Es muy probable que el gobierno estuviera enterado del fraude pero no había voluntad política para detenerlo. La llegada al poder de Hugo Chávez cambió la

perspectiva. La entrada en vigor del sistema de Empresas Mixtas redujo sustancialmente el incentivo para hacer trampa pero no lo eliminó del todo. El no pagar impuestos en el nuevo sistema le permitiría a Repsol YPF obtener, en el caso del yacimiento prueba que hemos estado analizando, una tasa interna de retorno de 61% en lugar de un 40%; también le permitiría revertir el reparto de la renta, el cual pasaría de 27/73 a favor del Estado a 73/41 a favor de la compañía; en términos de rentabilidad, obtendría casi cuatro dólares por capital invertido en lugar de los dos dólares que ganaría cumpliendo rigurosamente sus obligaciones fiscales.

7. BRECHA ENTRE LO QUE GANA REPSOL Y LA “GANANCIA JUSTA”

Del análisis efectuado en las secciones anteriores concluimos que los contratos celebrados o en los que participa Repsol YPF en América del Sur, permiten, salvo casos excepcionales, una rentabilidad que va de 1.5 a 4.2 dólares por cada dólar invertido considerado un escenario de precios de 50 dólares por barril, siendo la media de 2.7 dólares. A su vez, la empresa española se queda con una porción de renta petrolera de entre 19 y 64% siendo la mayoría de las veces, pero no siempre, superior a 30%. También se concluye que minimizando o evadiendo el pago del impuesto sobre la renta o el impuesto sobre las utilidades de las empresas, práctica de la que ha sido acusada Repsol YPF en varios países, los beneficios que obtendría la petrolera española serían verdaderamente extraordinarios: en el mismo escenario de precios obtendría una ganancia de entre 2.9 y 6.4 dólares por cada dólar invertido, con una media de 3.9 dólares; en esas condiciones se estaría quedando con una porción de renta petrolera de entre 33 y 100% con una media de 58 por ciento.

Pero supongamos que Repsol YPF es una firma honesta, incapaz de caer en la tentación de evadir impuestos y que cumple cabalmente con las reglas fiscales de sus contratos. ¿Es justo lo que ganó y lo que sigue ganando en América Latina? ¿Es justo que llegue a obtener una rentabilidad de 10 a 1 como en Bolivia antes de la nacionalización tal como reconoció un alto funcionario de la empresa?²⁰⁷ ¿Es justo que acapare el 86% de la renta petrolera cuando se acepta de manera universal que ésta debe quedar completamente en manos del propietario del recurso natural? ¿Cuál debe ser la tasa de beneficio por encima de la cual se puede afirmar que la firma europea retiene un beneficio excesivo que daña la capacidad de desarrollo del país? Gobiernos neoliberales, compañías petroleras e instituciones financieras internacionales, consideran válido y hasta necesario aplicar regalías e impuestos muy pequeños como un incentivo a la inversión, sin embargo, ese argumento encubre por lo regular una práctica sistemática de elusión fiscal típica de Estados desdibujados por la claudicación, el entreguismo o la corrupción. A continuación expondremos tres maneras de expresar de manera cuantitativa el concepto de ganancia justa.

Lo pertinente es dividir la producción sin tomar en cuenta los costos de producción, en ese caso lo justo es repartir dicha producción a partes iguales entre el Estado y la compañía

De acuerdo con Christian Aid (2007) lo justo es que el Estado reciba el 50% del valor de la producción anual de hidrocarburos por concepto de regalía,²⁰⁸ a lo cual se agregaría lo que resulte de aplicar el régimen fiscal general (ISR, impuestos a exportaciones, importaciones...). Bajo esa consideración se encuentra que las compañías petroleras en Bolivia pagaron regalías muy por debajo de ese valor en el periodo 1999-2004, lo cual se tradujo en un subsidio fiscal por 839 millones de dólares (véase el cuadro 20).

²⁰⁷ Durante III el Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad Roberto Mallea, ejecutivo de Repsol YPF, confesó que “..la rentabilidad en la industria del petróleo y gas en Bolivia es sumamente alta: por cada dólar invertido, la empresa petrolera gana 10 dólares. En el sector hidrocarburífero, la rentabilidad es buena cuando es 3 a uno, qué decir entonces de una rentabilidad de 10 a uno dentro de la industria petrolera que se da en Bolivia”.

²⁰⁸ El rubro regalía agrupa todos los gravámenes sobre el volumen o el valor de la producción en boca del pozo o en ductos antes de su evacuación.

Cuadro 20. Bolivia, subsidio fiscal a firmas petroleras de E&P entre 1999 y 2004 (millones de dólares)							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Aporte al fisco	107	189	211	182	232	318	1239
Regalías	100	180	188	173	220	287	1147
Impuestos	7	9	23	9	12	31	91
Ingreso de las compañías	291	509	594	586	820	1172	3973
Regalías respecto al ingreso (%)	34.3	35.4	31.6	29.4	26.8	24.5	
Regalía eludida con respecto a tasa objetivo de 50%	15.7	14.6	18.4	20.6	23.2	25.5	
Subsidio fiscal	46	74	109	121	190	299	839
Fuente: Christian Aid (2007)							

Esa manera de definir y calcular el quebranto para el erario público anual tiene la ventaja de la simplicidad pero el inconveniente de agregar, tanto en el flujo de ingresos como en el pago de regalías, condiciones de operación diversas y reglas fiscales concedidas en diferentes épocas y para áreas distintas en los planos geológico, operativo y fiscal. No obstante esa consideración, es totalmente válido el principio de cobrar una regalía equivalente al 50% del ingreso, sobre todo si se lleva al plano microeconómico y se aplica a cada contrato y área de explotación. Ha sido la estrategia seguida por el gobierno de Hugo Chávez en Venezuela. La introducción de la figura de empresas mixtas ha tenido por objetivo, en el plano estrictamente económico, obtener para el estado venezolano por lo menos el 50 por ciento de cada barril extraído. Se trata de una visión actualizada del histórico “fifty-fifty” de la década de los años 50’s que originalmente se refería a las ganancias, pero que ahora se aplica al volumen de producción. Esa sería la retribución mínima a la que aspira el pueblo venezolano en la actualidad, y que Repsol YPF ha finalmente aceptado con tal de seguir operando en ese país. Al aporte estrictamente fiscal se suman los dividendos que PDVSA obtiene por su participación como accionista en esas empresas mixtas

Lo pertinente es tomar en cuenta las condiciones reales de explotación, y en ese caso lo justo es conceder una rentabilidad 2 a 1 para el contratista.

Las condiciones de explotación de los recursos mineros son únicas y no reproducibles, es decir, la ubicación y características de cada yacimiento siempre son diferentes, de ahí que los contratos petroleros se negocien caso por caso. En consecuencia, el establecimiento de criterios de ganancia justa debe partir de la evaluación del beneficio de cada proyecto a lo largo de su ciclo económico. El reparto de la producción puede ser utilizado, hemos visto, como un indicador de equidad entre el propietario del recurso y el operador de la producción. La tasa interna de retorno y la rentabilidad después de impuestos sirven también para tal propósito, con la ventaja adicional de tomar en cuenta el precio de los hidrocarburos extraídos y los costos técnicos de producción. La definición de la ganancia justa no puede estar desligada de las circunstancias geológicas y operativas como son reservas recuperables, perfil de la producción, clima, dificultades logísticas y lejanía de centros de consumo.

Tampoco se debe olvidar que la rentabilidad en los proyectos de E&P es sumamente elevada, pues en términos porcentuales alcanza comúnmente tres dígitos, lo cual dista mucho de lo que obtienen normalmente las empresas o los inversionistas en los mercados de capital y otros sectores productivos, donde la ganancia se mide con uno o dos dígitos. Ejecutivos de Repsol YPF

califican como buena una rentabilidad de 3 a 1, lo cual significa claramente que la firma española y sus socios se pueden conformar con menos. Algunos sistemas fiscales –Bolivia- han buscado limitar la ganancia de la compañía petrolera una vez que ha recuperado su inversión y obtenido 2 dólares adicionales por dólar invertido, es decir, obtenido una rentabilidad de 300%. Más que generosidad es el reconocimiento de que las compañías difícilmente se movilizan por menos.

Aceptando que lo razonable es que Repsol YPF recupere todos los costos y obtenga un margen de 2 dólares por cada dólar invertido –para remunerar experiencia, creatividad y riesgos asumidos–, la firma española debería pagar impuestos equivalentes al precio del petróleo menos los costos operativos menos 3 veces los costos de capital.^{209/}

Por ejemplo, si el costo de producción es de 2 dólares por barril equivalente de petróleo (1.2 dólares de costo de capital y 0.8 dólares de gastos operativos) y el precio del crudo es de 60 dólares, Repsol YPF tendría que pagar 56 dólares de impuestos ($60 - 3 * 1.6 - 0.8$), es decir, 93% del precio de venta; si el precio es de solo 20 dólares, debería pagar 16 dólares ($20 - 3 * 1.2 - 0.8$), equivalentes a 78% del precio de venta (véase la curva superior en el gráfico 1).

En cambio, si el costo de capital es de 3.5 dólares por barril, el costo operativo de 2.5 dólares y el precio es de 60 dólares, Repsol YPF tendría que pagar 47 dólares de impuestos ($60 - 3 * 3.5 - 2.5$), es decir, 78% del precio de venta; pero si el precio es de 20 dólares la firma debería de pagar solo 7 dólares ($20 - 3 * 3.5 - 2.5$), es decir 35% del precio (véase la curva inferior en el gráfico 1).

De una manera general, si el costo de capital es pequeño la firma debe aceptar una carga tributaria importante. En cambio si el costo de capital es grande la carga tributaria debe ser pequeña para que la firma obtenga el margen preestablecido. Lo crítico para el país es decidir qué margen de beneficio está dispuesto a conceder a la petrolera: uno, dos, tres o más dólares por dólar invertido. Esa decisión varía según el país y la compañía con la que se esté negociando. No existe un criterio estándar.

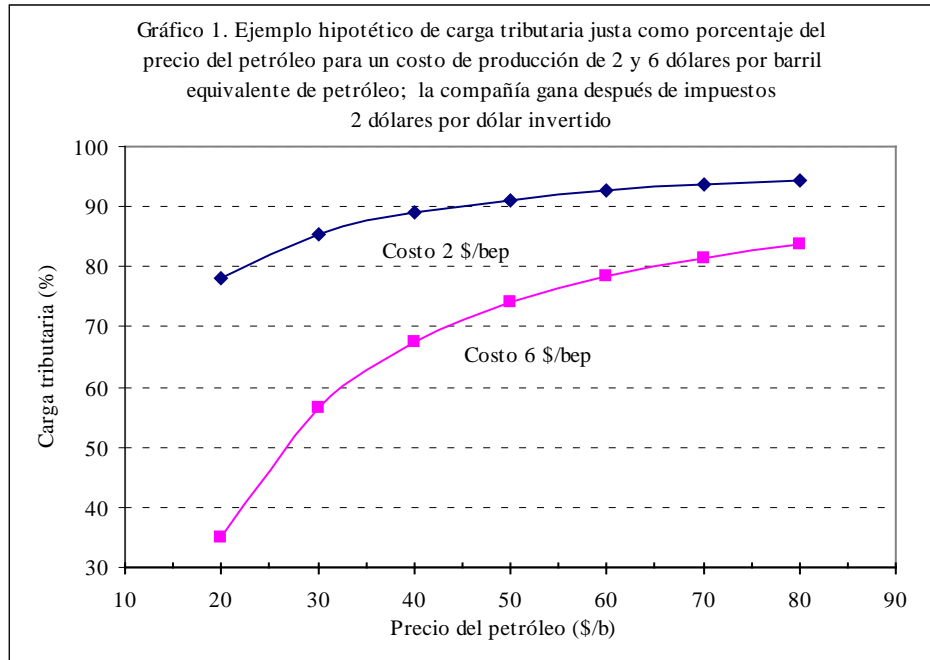
²⁰⁹ Este resultado se obtiene a partir de la ecuación siguiente:

$$\text{Impuesto} = \text{Precio del petróleo} - \text{costos operativos} - \text{costos de capital} - \text{margen}$$

Considerando que el margen razonable es de 2 dólares por dólar invertido se tiene que:

$$\text{Impuesto} = \text{Precio del petróleo} - \text{costos operativos} - \text{costos de capital} - 2 * \text{costos de capital}$$

$$\text{Impuesto} = \text{Precio del petróleo} - \text{costos operativos} - 3 * \text{costos de capital}$$



Esa manera de establecer y cuantificar la ganancia justa que se está dispuesto a otorgarle a una compañía petrolera ha sido utilizada de manera puntual por algunos países y no se ha generalizado en la práctica internacional de los contratos petroleros. En cambio, un criterio universalmente aceptado, tanto por países como por compañías, es el que hace referencia a la tasa interna de retorno, el cual se explica en los párrafos siguientes.

Lo pertinente es tomar en cuenta las condiciones reales de explotación, y en ese caso lo justo es limitar a 15% la tasa interna de retorno para el contratista.

Los proyectos de exploración y producción de petróleo son proyectos de inversión que permiten obtener tasas de retorno muy altas, pues alcanzan dos y hasta tres dígitos, nivel muy por arriba del valor que obtiene en la bolsa de valores o en instrumentos propuestos por los mercados financieros. Obviamente entre más alta sea la tasa interna de retorno más interesará a las compañías y no podrán límite a las ganancias. Sin embargo, en el otro extremo, es común que las corporaciones se planteen obtener por sus inversiones una TIR por arriba de un cierto valor mínimo; todos los proyectos con tasa inferior a ese valor piso serán desechados automáticamente. Por lo regular las compañías se reservan los criterios de inversión, sin embargo, algunas son más abiertas lo cual permite establecer rangos de valores.

Un seguimiento de la información filtrada a la prensa o que las compañías petroleras exponen abiertamente al público con fines publicitarios y comerciales (véase el anexo 2) permite concluir que las grandes compañías internacionales como Shell, BP, Total y Statoil, desarrollan proyectos de E&P cuando el flujo de tesorería permite obtener una TIR igual o mayor a 15% después de impuestos. En otras palabras, una TIR de 15% es lo mínimo aceptable para una gran firma petrolera operando con criterios comerciales. Aunque se trata de un valor piso, la aceptación sin ambages de dicho nivel significa reconocer por parte de la firma petrolera la existencia de condiciones de equidad, es decir, de ganancia justa. Para las pequeñas compañías la tasa mínima

es más elevada pues para ellas el costo de oportunidad del capital es más alto, porque privilegian el corto plazo y su acceso al crédito se da en condiciones más difíciles.

Estableciendo como meta una TIR de 15%, hemos calculado la regalía que deberían haber aplicado Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela, para dejarle a Repsol YPF solo ese rendimiento.²¹⁰ Los demás mecanismos fiscales se han dejado sin cambios. Los resultados se muestran en el cuadro 21. Los cálculos se han realizado con ayuda del yacimiento prueba de 50 millones de barriles que hemos venido utilizando para analizar los contratos petroleros de la firma española.

Cuadro 21. Brecha entre la regalía contractual y la regalía que le dejaría a Repsol YPF una ganancia justa (en porcentaje)			
Argentina	Época Carlos Menem		Época Kichner
Regalía convenida	12.0		43.0
Regalía justa 1/	76.4		76.4
Regalía eludida 2/	64.4		33.4
Bolivia	Antes de la nacionalización (hasta mayo 2006)	Después de la nacionalización	
		Periodo de transición	Post transición
Regalía convenida	18.0	82.0	50 - 69.6
Regalía justa	77.0	77.0	77.0
Regalía eludida	59.0	-5.0	7.4 - 22.0
Ecuador	1996	2006	
Regalía convenida	16.2% por los primeros 5 mil bd; 22% entre 5 y 10 mil bd ; 32% para más de 10 mil bd	48.1% por los primeros 5 mil bd; 53.1% entre 5 y 7 mil bd; 62.1% para más de 7 mil bd	
Regalía justa	53.4% por los primeros 5 mil bd; 72.2% de 5 a 10 mil bd; 105% para más de 10 mil bd	65.3% por los primeros 5 mil bd; 72.1% entre 5 y 7 mil bd; 84.3% para más de 7 mil bd	
Regalía eludida	36.9% por los primeros 5 mil bd; 50.2% de 5 a 10 mil bd; 73% para más de 10 mil bd	17.2% por los primeros 5 mil bd; 19.0% entre 5 y 7 mil bd; 22.2% para más de 7 mil bd	
Perú	Bloque 88	Bloque 56	
Regalía convenida	37.4	40.0	
Regalía justa	76.4	79.1	
Regalía eludida	39.0	39.1	
Venezuela	Convenios Operativos 1992-2004	Empresas Mixtas a partir de 2006	
Regalía convenida	0.0	33.3	
Regalía justa	75.8	72.8	
Regalía eludida	75.8	39.5	

Notas. 1.- La regalía justa es la tasa de regalía que permite a la compañía obtener una tasa interna de retorno de 15%. 2.- Regalía eludida = tasa de regalía que el Estado debió cobrar pero que declinó aplicar para incentivar la inversión, pero quizás también por ideología, presiones, ineptitud, entreguismo o corrupción. El impuesto a la renta y los demás gravámenes se mantuvieron constantes. 3.- Exploración y explotación de un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo y costo de producción de 6.8 \$/b, en un escenario de precio de 50 dólares por barril (véase metodología en el anexo).

Fuente: elaboración propia.

²¹⁰ Si la tasa interna de retorno (digamos 15%) se utiliza como tasa de descuento resulta que el cash flow de la compañía se hace cero y toda la renta petrolera actualizada se queda con el Estado, lo cual es justo por ser el dueño del recurso. Ello no significa que la compañía trabaje a pérdidas o sin una remuneración adecuada, al contrario, ella ya obtuvo un rendimiento sustancial de 15% calculado sobre su flujo de tesorería.

En Argentina la regalía era de 12% en la época de Carlos Menem cuando lo correspondiente hubiera sido cobrar 76.4% por un yacimiento con las características que hemos señalado; la regalía eludida por el fisco argentino fue entonces de 64.4%. En los años que siguieron se elevó la tasa de gravamen hasta alcanzar el 43%, sin embargo, respecto a la ganancia justa hubiera sido necesario agregar otros 33 puntos porcentuales.

En Bolivia antes de la nacionalización el gravamen sobre la producción era igual al 18% cuando lo justo hubiera sido cobrar cerca de 77%, en consecuencia, el subsidio fiscal fue equivalente al 59% de la producción. Con la nacionalización los gravámenes sobre la producción se elevaron hasta el 82% durante el periodo de transición, impidiendo a la firma española obtener una tasa interna de retorno de 15%. Para el contrato finalmente renegociado se establece que el Estado recupera entre 50 y 69.6% del valor bruto de la producción, por lo que la regalía debería aumentar entre 7.4 y 22 puntos porcentuales para alcanzar niveles de ganancia justa.

En Ecuador la regalía aplicada a los yacimientos del Área Tivacuno (Repsol-YPF) a mediados de la década de los años 90 tendría que haber pasado en promedio de 23.4% a 76.9% para llegar al nivel de regalía justa. El gravamen eludido fue de 36.9 puntos porcentuales por los primeros 5 mil barriles diarios, de 50.2 puntos porcentuales para los volúmenes entre 5 y 10 mil barriles diarios, y de 73 puntos porcentuales para volúmenes superiores a 10 mil barriles diarios. Esa inequidad se ha logrado corregir sustancialmente en años recientes con una regalía que ahora crece en función del precio del petróleo. La brecha se cerraría completamente con solo aplicar un aumento del 35.8% en las tres tasas que se aplican para cada intervalo de producción.

En Perú la regalía que pagaría Repsol YPF por un yacimiento de 50 millones de barriles descubierto en el bloque 88 debería pasar de 37.4% hasta 66.6% para alcanzar el nivel de regalía justa. La elusión alcanzaría 39% de la producción. El régimen fiscal para el bloque 56 es todavía peor pues la firma española paga una regalía de 40% cuando debería pagar 72%.

En Venezuela las compañías titulares de los convenios operativos, como Repsol YPF, no pagaban regalía cuando lo justo hubiera sido que cancelaran 75.8% de la producción. Con la creación de empresas mixtas se corrigió esa situación pero no del todo, pues si bien ahora la firma española debe liquidar una regalía de 33.3% el nivel justo se sitúa en 72.8%, de ahí un subsidio fiscal equivalente a casi 40% de la producción. Esa deficiencia es compensada con la participación de PDVSA en dichas empresas mixtas.

Así, durante el periodo neoliberal la regalía aplicada por los países se situó entre cero y 37.4%, cuando lo justo hubiera sido que se situara entre 75.8 y 77.0 %. En el periodo reciente la regalía se establece entre 33.3% y 69.4% cuando lo justo sería que se ubicara entre 72.8 y 77%. La situación actual es menos injusta pero aún hay progresos que hacer sobre todo en Perú.

Con la finalidad de tener una idea de la magnitud del beneficio obtenido por arriba de la ganancia justa, en el cuadro 22 se compara el monto que obtiene la compañía después de impuestos con respecto al gasto público social del periodo 2004-2005 reportado por la CEPAL (2007).^{211/} Para realizar la comparación expresamos la ganancia justa en millones de dólares, que corresponde al monto obtenido por la firma cuando la tasa interna de retorno del proyecto de inversión alcanza 15%. Dicho en otras palabras, calculamos en qué proporción el excedente que obtendría Repsol YPF permitirían financiar el gasto público anual en salud, educación, así como seguridad y asistencia social.

Cuadro 22. Excedente obtenido por Repsol YPF comparado con el gasto social de los países								
	Beneficio obtenido por Repsol YPF por la explotación de un yacimiento de 50 millones de barriles de petróleo durante 14 años de explotación (millones de dólares) 1/				Comparación del excedente que obtiene Repsol YPF con respecto al gasto público social del periodo 2004-2005 (millones de dólares y porcentaje)			
	Lo que le permite el contrato 1	Lo justo 2	Excedente 3 = 1-2	Excedente anualizado = 3/14 años	Gasto público social total	Gasto público social per cápita en educación	Gasto público social per cápita en salud	Gasto público social per cápita en seguridad y asistencia social
Argentina 1/					58,711	13,510	13,394	27,715
Plan Argentina (Carlos Menen)	1302	175	1127	81	0.14%	0.60%	0.60%	0.29%
Plan Argentina ajustado (2004-2006)	760	175	585	42	0.07%	0.31%	0.31%	0.15%
Bolivia 2/					1,786	705	338	432
Antes de la nacionalización	1283	176	1107	79	4.4%	11.2%	23.4%	18.3%
Nacionalización 2006	83	176	-93	-7	NA	NA	NA	NA
Ecuador 3/					1,171	488	232	415
Área Tivacuno 1996	1023	228	795	57	4.8%	11.6%	24.5%	13.7%
Área Tivacuno 2006	506	197	309	22	1.9%	4.5%	9.5%	5.3%
Perú 4/					4,534	1,591	807	2,136
Licencia Lote 88	858	175	683	49	1.1%	3.1%	6.0%	2.3%
Licencia Lote 56	1160	183	977	70	1.5%	4.4%	8.7%	3.3%
Venezuela 5/					14,949	6,384	2,048	5,267
Convenios Operativos (hasta 2004)	1426	175	1251	89	0.6%	1.4%	4.4%	1.7%
Empresas Mixtas (a partir de 2006)	663	170	493	35	0.2%	0.6%	1.7%	0.7%

Fuente.-Las cifras sobre el gasto público social provienen de la CEPAL, Panorama Social 2007 (en millones de dólares del 2000).. Notas.- Exploración y explotación de un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo y costo de producción de 6.8 \$/b, en un escenario de precio de 50 dólares por barril (véase metodología en el anexo). La producción se prolonga durante 14 años. 1. Régimen fiscal para concesiones Ley 17.139. A partir de 2007 el sistema fiscal tipo Plan Argentina solo se aplica en terrenos federales.; 2. Régimen fiscal para el yacimiento San Alberto (Repsol-YPF); 3. Régimen fiscal para el Área Tivacuno (Repsol-YPF); 4. Régimen fiscal para el Lote 88 Y 56 (Repsol-YPF); 5. Régimen fiscal para convenios operativos antes de la conversión en empresas mixtas. 6. Resultado de dividir el beneficio neto del contratista entre la inversión realizada. 7. Valor de la producción menos costos operativos y de capital. Cifras en valor presente neto con una tasa de actualización de 10%. NA. No Aplicable.

En Argentina, los contratos otorgados durante la época de Carlos Menem le permitían a la firma española quedarse con 1,302 millones de dólares a lo largo de la vida del contrato, cuando lo justo hubiera sido retener 175 millones. El excedente acumulado a lo largo del periodo de

²¹¹ Cepal, "Panorama Social 2007, Santiago, Chile. 2007.

explotación alcanza 1,127 millones de dólares. El excedente promedio anual se sitúa en 81 millones de dólares, lo cual equivale a 0.6% del gasto en educación realizado en el periodo 2004-2005. Con los ajustes introducidos en el sistema impositivo en los últimos años el excedente anualizado se redujo a un poco más de la mitad pero aún así es equivalente a 0.31% del gasto en educación.

En Bolivia, las condiciones fiscales muy favorables otorgadas a los operadores petroleros antes de la nacionalización permitían obtener 1,283 millones de dólares, cuando lo justo hubiera sido ganar solo 176 millones de dólares. Como Bolivia es un país muy pobre el monto del excedente anualizado (79 millones de dólares) es importante comparado con el gasto público social, por ejemplo representa el 23.4% del gasto en salud realizado en el periodo 2004-2005, así como el 18.3% del gasto en seguridad y asistencia social, 11.2% del gasto en educación y 4.4% del gasto total en el rubro. Esa situación ha cambiado pues el aumento de cargas fiscales previstas en el decreto de nacionalización y aplicable durante el periodo de transición no le permite al operador obtener un excedente por arriba de la ganancia justa.

En Ecuador, el contrato aplicado al área de Tivacuno a mediados de los años 90 permitía obtener 1,023 millones de dólares, cuando lo justo hubiera sido retener solo 298 millones de dólares. Y como también es un país fundamentalmente pobre, el excedente de 57 millones de dólares acaparado anualmente por la firma petrolera equivale a 24.5% del gasto en salud, 13.7% del gasto en seguridad y asistencia social y el 11.6% del gasto en educación del periodo 2004-2005. La introducción de una regalía progresiva ha logrado corregir esa situación por lo que ahora la petrolera solo podría obtener un excedente anual de 22 millones de dólares, lo cual significa 60% menos que diez años antes, sin embargo se mantiene su importancia en términos de gasto social en salud (9.5%) y educación (4.5%).

En Perú, el contrato asociado al Lote 88, cuya producción está orientada a la satisfacción del mercado interno, le permitirían a Repsol YPF obtener un excedente de 683 millones de dólares, casi cuatro veces más que el nivel correspondiente al de ganancia justa (175 millones de dólares). En el caso del Lote 52, cuya producción se orienta a la exportación, el excedente alcanza 977 millones de dólares, más de cinco veces la ganancia justa; en términos anualizados dicho excedente alcanza 70 millones de dólares y representa 8.7% del gasto social en salud y 4.4% del gasto social en educación.

En Venezuela, la carga impositiva prevista en los convenios operativos le permitiría a Repsol YPF obtener un excedente de 1,251 millones de dólares, lo cual representa más de 7 veces el monto de la ganancia justa. En términos de gasto social en salud y educación el excedente anualizado (89 millones de dólares) representa 4.4% y 1.4% respectivamente. Esa situación fue corregida parcialmente con la transformación de dichos contratos en empresas mixtas. En las nuevas circunstancias el excedente llegaría a 493 millones de dólares que representan, en términos anualizados, el 1.7% del gasto en salud y 0.6% el gasto en educación.

Esas cifras muestran no solo la importancia que reviste para un país pobre, como Bolivia y Ecuador, descubrir y aprovechar un yacimiento petrolero aunque aún de pequeñas dimensiones, sino también el daño que las firmas petroleras, entre ellas Repsol YPF, les causan a los países al acaparar la mayor parte de los beneficios derivados de la explotación petrolera.

CONCLUSIONES

Al término de este estudio es conveniente fijar una serie de conclusiones sobre la manera como Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela han articulado los marcos legislativo, contractual y fiscal en materia de exploración y producción petrolera, y la manera como Repsol YPF los ha aprovechado para obtener ganancias excesivas que han enriquecido a la firma pero dañado la capacidad de desarrollo de dichos países.

1. La dotación de recursos naturales, nivel de desarrollo y fortaleza institucional de los países analizados es muy diferente, sin embargo han compartido la voluntad de localizar y aprovechar su patrimonio en petróleo y gas natural para impulsar el crecimiento económico y el bienestar de sus pueblos.
2. Hasta principios de la década de los años 80 el Estado tenía fuerte participación empresarial en la industria petrolera, lo cual le permitía mantener el control de un sector estratégico y acaparar la mayor parte de la renta petrolera asociada a las actividades de E&P. Sin embargo, el desempeño de las empresas públicas estaba limitado por los escasos recursos financieros que les dejaban regímenes fiscales excesivos.
3. A partir de la crisis de la deuda y los programas de ajuste estructural puestos en marcha bajo la presión de los organismos financieros internacionales inició un proceso de apertura, desregulación, liberalización, privatización y extranjerización económica, que finalmente alcanzó a los sectores estratégicos, en particular a la industria petrolera. Dicho proceso se profundizó, amplió y aceleró notablemente en la década de los años 90.
4. Como resultado se abrieron nuevas áreas para acelerar la explotación de petróleo y gas natural para alimentar el mercado mundial. Abierta o veladamente se volvió al sistema de concesiones petroleras con cargas fiscales muy reducidas, grandes facilidades a los inversionistas y protecciones al capital.
5. Las empresas públicas fueron despojadas de sus campos petroleros para repartirlos al sector privado, mayoritariamente extranjero. Se les fragmentó para facilitar su desaparición, venta al mejor postor o transformación en agencias de promoción de inversiones y contratación petrolera. En el mejor de los casos subsistieron, pero salieron del control del Estado, como PDVSA, aprovechando los procesos de corporatización e internacionalización.
6. El saqueo de recursos naturales, el enriquecimiento de las transnacionales y el aplastamiento de los derechos de los pueblos indígenas, con la complacencia o desentendimiento de gobiernos corruptos o incapaces, desencadenaron la protesta social y disturbios violentos, que se agudizaron con el aumento del valor de los hidrocarburos, la extensión de la pobreza y marginación y el hartazgo general de las política neoliberales y sus consecuencias económicas, sociales y ambientales.
7. Esas condiciones favorecieron la caída de gobiernos sumisos al capital, al tiempo que líderes populares, provenientes de partidos de izquierda, ascendieron al poder con el compromiso de revertir la privatización y recuperar para la sociedad propiedad, control y beneficio del

petróleo y gas natural. Para conseguir ese resultado han modificado los marcos legislativos, contractuales y fiscales, bajo incesantes acusaciones de populismo por parte de los mercados.

8. El tsunami neoliberal de la década de los años 90 fue aprovechado por Repsol para entrar en América Latina, fortalecerse y crecer. Argentina jugó un papel clave en ese proceso. La compra de YPF –otro empresa pública, integrada verticalmente, con abundantes reservas, presencia en varios países y dominante en el mercado argentino, significó un cambio cualitativo de primera importancia para la firma española. Ahora que ya agotó los prospectos fáciles y de alta rentabilidad la compañía ha iniciado un retiro estratégico a partir de 2006.
9. Repsol empezó adquiriendo derechos de E&P ofertados por los países sudamericanos, comprando participaciones en campos productores o adquiriendo compañías con reservas probadas. Todo ello sin dejar pasar lucrativas oportunidades en refinación, transporte, distribución y comercialización de petrolíferos, petroquímicos y gas natural, así como generación de electricidad. Ha desarrollado una estrategia de integración vertical y horizontal fundamentalmente oportunista pero selectiva, variando según la cadena energética, el eslabón, y el país.
10. El comportamiento estratégico de Repsol YPF en materia de E&P ha combinado una escasa exploración con una extracción intensiva. Su prioridad ha sido obtener una participación en los mejores yacimientos de cada país, hallazgos que en muchos casos fueron realizados por las empresas públicas antes de la privatización. Más que realizar exploración de alto riesgo ha puesto su empeño en aprovechar recursos, infraestructura y logros de otras compañías.
11. Durante la década pasada y principios de la presente, Repsol YPF entró a formar parte de contratos petroleros ventajosos para la compañía y sus socios. En Argentina, Ecuador y Perú, pero sobre todo en Bolivia y Venezuela, obtuvo condiciones muy favorables para operar y obtener utilidades, por ejemplo, libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos; operación sin tener que aplicar las mejores prácticas de la industria y sin tener que alcanzar la máxima recuperación de los hidrocarburos *in situ*; duración desmesurada de contratos y escasas obligaciones de inversión; planeación de la exploración, desarrollo y producción bajo su responsabilidad y de acuerdo a sus intereses; uso ilimitado de los hidrocarburos extraídos para reinyectar, generar electricidad, ventear o quemar, sin costo y libre de impuestos; venta de hidrocarburos en el mercado interno al precio internacional;
12. A lo anterior se agrega una carga tributaria aligerada; exenciones y rebajas de impuestos; garantías de estabilidad tributaria cuando la carga fiscal muy pequeña; libre conversión de divisas y repatriación de utilidades; escasas o nulas aportaciones para obras de compensación y desarrollo comunitario; tenues programas de formación de personal local; escasa obligación de contenido nacional en la adquisición de bienes y servicios; y solución de controversias en tribunales internacionales. Muchos de esos privilegios han sido cancelados.
13. El análisis financiero de una muestra de contratos de Repsol YPF señala que la firma ha pagado muy poco en regalías e impuestos por la explotación de recursos naturales valiosos y no renovables. La técnica de análisis consiste en aplicar el régimen fiscal previsto en el contrato a un yacimiento-prueba de 50 millones de barriles equivalentes de petróleo, costo de producción de 6.8 \$/b y escenario de precio de 50 dólares por barril.

14. Los resultados obtenidos permiten concluir que la empresa española ha sido, en sus áreas concesionadas, la principal beneficiaria del petróleo y el gas alojado en el subsuelo, mientras que los verdaderos dueños han quedado marginados.
15. Agrupando los resultados para los cinco países resulta que los saldos del periodo neoliberal significaron bonanza para Repsol YPF, pues los contratos petroleros que obtuvo en ese periodo le permitieron acaparar en promedio 52% de la renta petrolera, dejando para el Estado el 48% cuando en realidad éste último debió quedarse con el 100% por ser el propietario del recurso y porque la firma española ya había obtenido un interés del 10% por su inversión. En años recientes la parte del Estado se ha elevado hasta el 74%, lo cual significa una situación menos injusta.
16. Las compañías petroleras privadas han disfrutado de tasas impositivas bajas debido a los incentivos que han otorgado los gobiernos por debilidad institucional, captura ideológica (neoliberalismo), presión de organismos financieros internacionales y el cabildeo de las propias compañías petroleras, en un ambiente de corrupción y entreguismo. Si a ello se añade la evasión y elusión fiscal, resulta que los países recuperan muy poco de la explotación de sus riquezas naturales.
17. Las compañías logran reducir el pago de impuestos por vías legales e ilegales. Repsol YPF no está al margen de tales prácticas. Diversos estudios y organizaciones no gubernamentales han denunciado casos de evasión fiscal por parte de la firma española. De hecho, ha estado en conflicto con autoridades fiscales de Bolivia, Ecuador y Venezuela.
18. Y es que la evasión representa un gran atractivo económico. El análisis de la muestra de contratos de Repsol YPF permite concluir que si la firma eleva artificialmente los costos para reducir la base gravable y por lo tanto el pago del ISR, podría duplicar su participación en la renta petrolera o incluso acaparar la totalidad.
19. Gobiernos capturados ideológicamente por el neoliberalismo, compañías petroleras e instituciones financieras internacionales consideran válido y hasta necesario aplicar regalías e impuestos muy pequeños para incentivar la inversión, sin embargo, ese argumento encubre generalmente la avaricia de los inversionistas y una práctica sistemática de elusión fiscal típica de Estados desdibujados por la claudicación, el entreguismo o la corrupción, que les impide atender el interés nacional.
20. Ante esa realidad resulta fundamental definir una tasa de beneficio por encima de la cual se puede afirmar que las petroleras retiene un beneficio excesivo que daña la capacidad de desarrollo del país. Las grandes compañías internacionales desarrollan proyectos de E&P cuando el flujo de tesorería permite obtener una TIR igual o mayor a 15% después de impuestos. Es lo mínimo aceptable para una gran firma petrolera operando con criterios comerciales. Aunque se trata de un valor piso, la aceptación de dicho nivel significa reconocer por parte de la firma la existencia de condiciones de equidad, es decir, de ganancia justa.

21. Estableciendo como meta una TIR de 15%, hemos calculado la regalía que deberían haber aplicado Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela, para dejarle a Repsol YPF solo ese rendimiento. Durante el periodo neoliberal la regalía se situó entre cero y 37.4% según el país, cuando lo justo hubiera sido que se ubicara entre 75.8 y 77%. En el periodo reciente la regalía se ha establecido entre 33.3 y 69.4% cuando lo justo sería un nivel entre 72.8 y 77%. Sin duda la situación actual es menos injusta pero aún hay progresos que hacer.
22. Durante el periodo neoliberal el excedente acumulado por arriba de la ganancia justa alcanza entre 683 y 1,251 millones de dólares, según el país. El excedente promedio anual se sitúa entre 49 y 81 millones de dólares, que en términos de gasto social en educación significa entre 0.6 y 11.6 % y en términos de gasto social en salud entre 0.6 y 24.5%. Con los ajustes introducidos en el sistema impositivo en los últimos años el excedente anualizado se redujo a la mitad, pero aún así es equivalente a entre 0.31 y 4.5 % del gasto en educación y a entre 0.31 y 9.5% del gasto en salud.
23. Después de cinco lustros de actuación en América del Sur, Repsol YPF ha estado en el centro de investigaciones judiciales en varios países, acusada de daños al Estado, contrabando y evasión de impuestos; de igual modo ha sido objeto de denuncias de expoliación de recursos, depredación ambiental y daños a las comunidades, especialmente indígenas. La firma no se ha inmutado. En donde ha tenido que ceder es en la renegociación de sus contratos y el agravamiento de la carga fiscal, no sin antes haber realizado un intenso cabildeo para impedir esas acciones de Estado.

BIBLIOGRAFÍA SELECCIONADA

AMÉRICA ECONOMÍA NO. 341 http://www.americaeconomia.com/PLT_WRITE-PAGE~SessionId~Language~0~Modality~0~Section~1~Content~30115~NamePage~EnergiaArti~DateView~Sty le~15389.htm

Antelo, Eduardo. (2000). Políticas de Estabilización y de Reformas Estructurales en Bolivia 2000 a partir de 1985, Serie Reformas Económicas, CEPAL, Santiago de Chile.

Banco Nacional de Reservas del Perú.

http://www.bcrp.gob.pe/bcr/index.php?option=com_content&task=view&id=205&Itemid=248

Barja Daza G. (1999). “Las reformas estructurales bolivianas y su impacto sobre inversiones” en Series Reformas Económicas No.42, Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

Bernal, Federico, De Dicco, Ricardo, Lahoud, Gustavo. (2004). Dossier: La crisis energética Argentina, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina.

Bolivia, Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización. (2003). “Las Capitalizadas en Cifras: Sector Hidrocarburos”, Cuaderno 4°. La Paz, diciembre de 2003. Se utilizan cifras de "Global Upstream Performance Review.

Bulmer-Thomas, Víctor. (1994). La Historia Económica de América Latina desde la Independencia, Fondo de Cultura Económica, México D.F.

Campodónico, Humberto. (1998). “La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina” Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Serie Medio Ambiente y Desarrollo No.9.

Campodónico, Humberto. (1999). “La Inversión en el Sector Petrolero Peruano en el período 1993-2000” Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Serie Reformas Económicas No.23, Santiago, Chile.

Campodónico, Humberto. (2004). Reformas e Inversión en la Industria de Hidrocarburos de América Latina, en Series Recursos Naturales e Infraestructura, No. 78, CEPAL, Santiago de Chile.

Campodónico, Humberto. (2006). Reformas Estructurales y Política Económica, Cristal de Mira, Partido Nacionalista Peruano, Perú.

CELA, Centro de Estudios Latinoamericanos, Pontificia Universidad Católica del Ecuador (2001). Evaluación de los Impactos Económicos y Sociales de las Políticas de Ajuste Estructural en el Ecuador 1982-1999, Quito, Enero. http://www.saprin.org/ecuador/research/ecu_res_ej_fin.pdf

CEPAL Anuarios Estadísticos de América Latina y el Caribe, CEPAL, Santiago de Chile, 2001, 2004, 2005 y 2006. <http://www.eclac.org/estadisticas/>

CEPAL (2001). IV “Hidrocarburos: Inversiones y Estrategias Empresariales en América Latina y el Caribe” en La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2001, CEPAL, Santiago de Chile.

CLAD, Experiencias de Modernización en la Organización y Gestión del Estado, CLAD, Centro Latinoamericano de Administración para el Desarrollo, Venezuela.

Chávez, Gonzalo. (1991). Macroeconomía de la Privatización en Bolivia. www.iisec.ucb.edu.bo/papers/1991-2000/iisec-dt-1991-07.pdf

Cono Sur Sustentable, Repsol en Argentina, aproximación al perfil e impactos de la empresa, Argentina. 2006. <http://boell-latinoamerica.org/es/web/703.html>

Christian Aid. (2007). "A rich seam: who benefits from rising commodity prices?", January.

De Dicco, Ricardo, A. (2004) (1). Análisis de la participación de los principales conglomerados empresarios en las diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energético de Argentina, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina.

De Dicco, Ricardo A. (2004) (2). Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina.

De Dicco, Ricardo A. (2006) (1). La morfología del mercado de combustibles en Argentina, en Dossier: La crisis energética Argentina, IDICSO, Universidad del Salvador.

De Dicco, Ricardo, A. (2006) (2). Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980 – 2005, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina.

De Dicco, Ricardo, A, Freda, Francisco, José. (2006). Diagnósticos y Perspectivas del Abastecimiento mundial y Nacional de los Hidrocarburos, IDICSO.

<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/energia.htm>

Dossier Repsol YPF, Observatorio de la deuda de la Globalización (2006).

www.quiendebeaquien.org/IMG/pdf/Dossier_Repsol_28032006.pdf

Fara, Carlos. (2005). Documento sobre Elecciones en Bolivia 2005 y Contexto Político.

<http://e-lecciones.net/novedades/archivos/Fara.pdf>

Fernández R. (2004). "FMI, Banco Mundial y Estado neocolonial, Universidad Mayor de San Simón y Plural Editores, La Paz Bolivia.

Gavaldá M (2005) "¿Destrucción consentida? Repsol invade el planeta", Instituto de Investigación en Ciencias Sociales, Universidad del Salvador, Argentina, julio.

http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/papeljul51_05.htm

Gavaldá M (2003) "La Recolonización, Repsol en América Latina: invasión y resistencias", Icaria, Barcelona.

Gambina, C., Julio. (1999). Estabilización y Reforma Estructural en Argentina, Grupo de Trabajo sobre Economía Internacional, CLACSO, Argentina.

<http://fisyp.rcc.com.ar/4.Gambina.EstRefEstructural.pdf>

Gisbert, Mesa, Carlos D. (2001). Breve Historia Nuestro País, Bolivia.

<http://www.bolivia.gov.bo/BOLIVIA/paginas/historia6.htm>

García, Guadilla, María del Pilar, Guillén Mariluz. (2006). Las organizaciones de derechos humanos y el proceso constituyente alcance y limitaciones de la constitucionalización de la inclusión en Venezuela, Revista Cuadernos del Cendes, Universidad Central de Venezuela, enero – abril.

Heymann, Daniel. (2000). Políticas de reforma y comportamiento macroeconómico: La Argentina en los noventa, serie Reformas Económicas, No. 61, CEPAL, Santiago de Chile.

Kozulj, Roberto. (2004). La industria del Gas Natural en América del Sur: Situación y posibilidades de la integración de mercados, CEPAL, Chile.

Mariñez, Navarro, Freddy. (2004). Reformas estructurales, pactos y cambios políticos: el caso de Venezuela, CLAD.

<http://www.clad.org.ve/fulltext/0050209.pdf>

Movimiento Popular Perú. (1997). La Realidad Peruana, Sumario Informativo de la situación Social, Política y Económica del Perú, Perú. http://www.blythe.org/peru-pcp/faq_sp.htm

Naranjo, B., Mariana. (1999). “Aproximación a Impactos de las Políticas de Estabilización y Ajuste Estructural Aplicadas en el Ecuador: 1982-1998”, Sapri, Gobierno del Ecuador, Banco Mundial, Ecuador.
<http://www.saprin.org/ecuador/research/mnaranjo.pdf>

OLADE, Informe América Latina, Quito, Ecuador, 2003 y 2004.

<http://www.olade.org/php/index.php?arb=ARB0000202>

Ortiz, Ramírez, Eduardo. (2004). Venezuela en el contexto del ajuste y la elaboración de la política económica, Analítica.

Pasco-Font, Alberto. (2000). Políticas de Estabilización y Reformas Estructurales: Perú, Series Reformas Económicas No. 66, CEPAL, Santiago de Chile.

Pereira, Almas, Valia. (1994). Una aproximación a los problemas del consenso y la hegemonía en la democracia venezolana de los noventa, CLAD, Venezuela.

Pérez, Fuentes, Judith. (2009). Integración y Desarrollo, buscando alternativas para América Latina, editorial Miguel Ángel Porrúa, México.

Petroecuador. (2006). Informe estadístico 2005, Planificación Corporativa, Ecuador.

Pitonesi, Héctor. (2001). Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES, Chile.

PNUD (2006). Human Development Report. <http://hdr.undp.org/hdr2006/>

PNUD y Banco Mundial. (2005). Programa Conjunto de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP), “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, enero.

Repsol YPF, informe de resultados, 2003, 2004, 2005 y 2006.

http://www.repsolypf.com/es_es/todo_sobre_repsol_ypf/informacion_para_accionistas_e_inversores/inf_economicof_inanciera/informes_financieros/informe_anual_consolidado/default.aspx

Repsol. (2007). Informe de Gestión Consolidado 2006, Repsol YPF, marzo.

Repsol, Cuentas Anuales de Repsol YPF SA y Sociedades Participadas que configuran el Grupo Repsol YPF (grupo consolidado) correspondiente al ejercicio 2006.

Roccaro Isabel y Fernández Edgardo, “Aspectos Tributarios del sector hidrocarburos. El caso argentino”, CEPAL, ILPEs, 2005. http://www.eclac.org/ilpes/noticias/paginas/2/27472/Cepal%202007_Roccaro%20Fernandez.ppt

Ruiz, Caro, Ariela. (2002). El Proceso de Privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991 – 2002, Serie Gestión Pública No. 22, ILPES – CEPAL, Santiago de Chile.

Saavedra, Chanduví, Jaime, Díaz, Juan José. (1999). Desigualdad del Ingreso y del Gasto en el Perú Antes y Después de las Reformas Estructurales, Serie Reformas Económicas 34, CEPAL, Santiago de Chile.

Stallings, Barbara y Peres, Wilson. (2000). Crecimiento y Empleo con Equidad, CEPAL, Santiago de Chile.

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Argentina/Full.html>

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ve.html>

<http://www.bcra.gov.ar/>

http://www.mecon.gov.ar/secpro/dir_cn/default1.htm

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2066>

<http://www.eclac.org/estadisticas/>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Bolivia/Full.html>

www.asoban.bo/documentos/estadisticas/PIB_POR_ACTIVIDAD_ECONOMICA.pdf

http://www.ine.gov.bo/cgi-bin/Panuario_00xx.exe/CUADRO

http://www.hidrocarburos.gov.bo/hidrocarburos/estadisticas/regalias/resumen_regalias.php

http://www.inec.gov.ec/interna.asp?inc=enc_tablas_graf&idEncuesta=32

http://www.inec.gov.ec/interna.asp?inc=enc_tabla&idTabla=139

<http://www.petroecuador.com.ec/>

http://mef.gov.ec/portal/page?_pageid=37,1&_dad=portal&_schema=PORTAL

<http://mef.gov.ec/stgcPortal/inicio.jsp?type=T&page=/faces/portal/dm/CoberturaLoader.jsp&id=133>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Ecuador/Full.html>

<http://www.inei.gov.pe/perucifrasHTM/inf-eco/pro028.htm>

<http://mirror.perupetro.com.pe/estadisticas01-s.asp#link5>

<http://www.snmpe.org.pe/cannon.htm>

<http://www.snmpe.org.pe/cuadros.htm>

<http://www.bcrp.gob.pe/bcr/Cuadros/Cuadros-Anuales-Historicos.html>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Peru/Full.html>

<http://www.iapg.org.ar/sectores/estadisticas/productos/listados/diciembre04.htm>

<http://www.ine.gov.ve/balanzapagos/balanza.asp>

<http://www.ine.gov.ve/secciones/secciones.asp>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Venezuela/Full.html>

http://www.mci.gob.ve/noticias/1/5408/pdvs_a_obtuvo_en.html

http://www.portalplanetasedna.com.ar/gobierno_post_peronista.htm

http://www.portalplanetasedna.com.ar/historia_argentina.htm

http://www.portalplanetasedna.com.ar/historia_argentina.htm

http://www.portalplanetasedna.com.ar/historia_argentina.htm

http://lta.today.reuters.com/news/NewsArticle.aspx?type=businessNews&storyID=2007-06-14T160605Z_01_N14466715_RTRIDST_0_NEGOCIOS-ECONOMIA-ARGENTINA-PIB-SOL.XML

http://www.presidencia.gov.bo/Presidentes_Bolivia/pr_Bolivia5.htm

http://es.encarta.msn.com/encyclopedia_761585725/Hugo_Banzer.html

<http://www.explored.com.ec/ecuador/prescons.htm>

<http://www.clad.org.ve/siare/experiencias.html>

<http://www.clad.org.ve/siare/experiencias.html>

http://es.wikipedia.org/wiki/Presidente_de_Venezuela

GLOSARIO

Contratos petroleros

Ad valorem. Impuesto basado en valor de la producción y no solo en el volumen producido.

Amortización. Convención contable para recuperar en un periodo de tiempo el monto de la inversión realizada.

Beneficio del operador. Valor de la producción, menos los costos operativos, menos las amortizaciones de capital;

Bloque (Block). 1. Área objeto de una concesión o contrato petrolero. 2. Partes que resultan de dividir en rectángulos la superficie de una porción del territorio nacional y que serán ofrecidas a las compañías petroleras para realizar actividades de exploración y producción. 3. Sección de un área de roca subyacente continental limitada por líneas de latitud y longitud, generalmente a intervalos de un grado, y subdividida en áreas más pequeñas (parcelas).

Concesión. 1. Decisión gubernamental que da derecho de explotar o utilizar un bien público. En la minería se trata de un título que otorga el derecho de explotar a continuación del descubrimiento de un yacimiento comercializable. La exclusividad de derechos de exploración lleva aparejada la exclusividad de derechos de explotación. Este régimen contractual da al concesionario la propiedad de los hidrocarburos y el usufructo de los yacimientos. 2. Área concesionada a una compañía para la exploración y producción de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.

Contrato (acuerdo, arreglo...) petrolero. Texto jurídico que plasma los acuerdos a los que llegan un Estado y una compañía petrolera en materia de exploración y producción de hidrocarburos. Existen varios tipos: contratos de producción o ganancias compartidas, contratos de riesgo (riesgo puro, riesgo compartido...); contratos de opción sísmica; contratos de servicios con pago indexado al volumen o al valor de la producción, etcétera.

Contrato de servicios. Texto jurídico que plasma los acuerdos a los que llegan una compañía petrolera y una compañía especializada en la prestación de servicios en geociencias, ingeniería, administración u otra profesión.

Consortio. ("joint venture", asociación temporal). 1. Grupo de compañías que invierten conjuntamente; generalmente una de ellas actúa como operador de un permiso, licencia, concesión o contrato. 2. Emprendimiento conjunto de varias firmas con una finalidad y duración limitada para compartir inversiones, riesgos y beneficios de proyectos de inversión.

Costo de producción. Suma de costos operativos y de capital dividida entre el volumen de producción.

Contratista. Compañía que realiza las operaciones petroleras en el marco de un contrato de producción compartida, un contrato de servicios u otro tipo de contratos, recibiendo a cabo una tarifa, un pago o una parte de la producción.

Ex ante y Ex post. Antes y después de impuestos

Flujo de tesorería (cash flow). Beneficio del operador, más la amortización, menos la inversión.

Gastos de capital. Costo de adquisición de activos tangibles: tierra, maquinaria, equipo...

Gastos operativos. Costo de activos intangibles: mano de obra, combustibles, servicios....

Impuesto acreditable. Impuesto tomado a cuenta del pago de otro impuesto.

Impuesto deducible. Impuesto considerado como un costo para efectos del cálculo del impuesto a la renta (el monto de dicho impuesto entra en la base gravable con signo negativo).

Operador. Compañía, organización o persona con autoridad legal para realizar las actividades petroleras (explorar, perforar y extraer ...). Puede emplear contratistas de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

Parte del la compañía. Resultado de dividir el flujo de tesorería de la compañía entre la renta petrolera

Parte de Estado. Resultado de dividir todas las cargas fiscales (regalía, impuestos, derechos, aprovechamientos, etcétera) entre la renta petrolera.

Permiso de exploración (Licencia de exploración). Autoriza a su titular a realizar todos los trabajos necesarios para el hallazgo de un yacimiento. Por lo general estos permisos son exclusivos, autorizando solo al titular la búsqueda en la zona asignada. En caso de descubrimiento al beneficiario tiene el derecho a obtener un título de explotación

Regalía. Proporción del volumen o valor del petróleo crudo o gas natural medido en boca de pozo que se reconoce al Estado provincial o nacional, según corresponda, por ejercerlos derechos de propiedad sobre los yacimientos

Renta petrolera. Diferencia entre el precio de venta del petróleo (ingreso) y el costo de producción (inversiones y costos operativos).

Rentabilidad. Beneficio neto dividido entre la inversión.

Riesgo geológico. Posibilidad de no encontrar el recurso o encontrar pero en cantidades insuficientes para realizar una explotación comercial.

Tasa interna de retorno. Tasa de interés para la cual los beneficios totales son iguales a los costos totales.

Valor de la producción. Volumen de la producción multiplicado por el precio del mercado.

Petróleo y gas natural

Aceite crudo (petróleo crudo). El aceite que proviene de un yacimiento.

Aceite in situ (petróleo in situ). Estimación del volumen de aceite contenido en un yacimiento; la tecnología disponible solo permite recuperar una fracción del petróleo atrapado en las estructuras geológicas.

Campo de gas. Grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite. El área producirá gas seco (gas pobre) y cantidades muy pequeñas de condensado, típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

Campo petrolero. Zona donde se explotan hidrocarburos. El área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.

CIF (Cost Insurance and Freight). Costo del seguro y flete de una mercancía.

Compañía verticalmente integrada. Se refiere a una empresa que opera en muchos sectores de la industria petrolera: exploración, producción, transporte, refinación, ventas de productos

Condensado. Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado. a).- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C5 a C8 .b).- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c).- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

Corriente abajo (downstream). Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de aceite crudo en la terminal de transportación y la utilización del aceite por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del aceite.

Corriente arriba (*upstream*). Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo

Costa afuera (*Offshore*). Actividad de exploración o de explotación de hidrocarburos en el mar, que se opone al onshore (en tierra). Se distingue: Offshore profundo: de 500 a 1.500 metros de profundidad de agua, y Offshore ultraprofundo: de 1.500 a 3.000 metros de profundidad.

Crudo ligero. Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica.

Cuenca sedimentaria. Área de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor.

Exploración. 1. Conjunto de trabajos geológicos superficiales y los de perforación con taladro tendientes a averiguar si los terrenos, materia de la concesión, contienen o no petróleo en cantidades comercialmente explotables. 2. Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

Explotación (producción). 1. Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento. 2. Conjunto de operaciones que tienen por objeto la extracción o captación de los minerales yacientes en el suelo o subsuelo del área de la concesión, su acopio, su beneficio y el cierre y abandono de los montajes y de la infraestructura. El acopio y el beneficio pueden realizarse dentro o fuera de dicha área...” .

Factor de recuperación. Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

FOB (Free on Bord). Precio a la exportación. Precio de la mercancía puesta en el barco que la transportará a su destino, pero no incluye ni seguro ni flete.

Gas asociado. Gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite

Gas húmedo. Gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente. “Gas rico”.

Gas licuado de petróleo (Gas LP). El GLP está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. Se utiliza para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.

Gas natural licuado. Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG).

Gas natural. a).- Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas. b).- El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada

Gas no asociado. Gas proveniente de yacimientos de gas. Gas que no proviene de yacimientos de petróleo. Gas que no se produce al mismo tiempo que el petróleo.

Gas seco. a).- Lo mismo que gas pobre, o sea que no contiene hidrocarburos que se licuarán a temperatura y presión ambiente. b).- Gas que no contiene vapor de agua, o sea gas sin agua.

Grandes Compañías (Majors): designa a las más grandes compañías petroleras que operan en el mundo, distinguidas por los montos de sus negocios, la potencia financiera, como por su implantación internacional. Hoy, las 5 sociedades más importantes son: ExxonMobil, BP, Shell, ChevronTexaco y Total.

Gravedad API. La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Hidrocarburo. Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (por ejemplo, carbón, aceite crudo y gas natural).

Líquidos del gas natural. Hidrocarburos extraídos cuando el gas natural es sometido a procesos físicos por ejemplo de enfriamiento en una planta criogénica. Componentes predominantes: etano, propano, butano y algunos hidrocarburos más pesados.

Mercado de Futuros. Mercado financiero (no físico) donde son negociados los contratos estandarizados de crudo o de combustibles en las operaciones a término.

Mercado Spot. 1. Mercado donde las transacciones se efectúan diariamente, sobre una cantidad de producto dado, a ejecutarse en un lugar, una fecha y un precio acordado. 2. Mercado internacional en el que aceite o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el precio spot).

Metano. La molécula de hidrocarburo más simple y pequeña: un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón mineral; es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. Es un gas ligero, sin color, sin olor e inflamable bajo condiciones normales. El metano es el primer miembro en la serie de alcanos (parafinas). A presión atmosférica se licúa a -162°C .

Netback. El valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

Petróleo convencional. Petróleo que tiene características físicas comunes (en términos de viscosidad, densidad, etc.) y puede ser extraído en condiciones simples desde un punto de vista técnico y rentables desde un punto de vista económico. Se opone al petróleo no convencional que en razón de sus características físicas o de su lejanía no estándar es difícil y costoso producirlo (petróleo crudo pesado o extrapesado, o petróleo extraído de grandes profundidades).

Petróleo. Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra. Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas más o menos elevadas. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en: a) Pesados (10° a $23,3^{\circ}$ API). b) Medios ($22,3^{\circ}$ a $31,1^{\circ}$ API). c) Livianos (superiores a los $31,3^{\circ}$ API). El grado API se fija mediante una escala adoptada por el American Petroleum Institute para medir la densidad de los petróleos brutos. La escala varía generalmente entre 10° (equivalente a una densidad de 1,0000) y 100° (equivalente a una densidad de 0,6112) con relación al agua a 4°C de temperatura.

Pozo de exploración. Pozo perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente. Pozo en una región virgen, alejada de los campos petroleros conocidos.

Pozo seco. Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

Pozo. Agujero perforado en la roca desde la superficie a efecto de explorar, extraer hidrocarburos o reinyectar agua o gases con la finalidad de mantener la presión del yacimiento..

Prospección sísmica. Método de prospección que hace posible una visión del subsuelo y de sus estructuras geológicas con miras a la ubicación de pozos de exploración. Consiste en emitir una señal en la superficie (por

ejemplo, una pequeña carga explosiva o la caída de un peso) para provocar una onda de choque que se propaga a través de las capas del subsuelo, reflejándose en cada una de ellas las que se registran al retornar a la superficie.

Recuperación primaria. La recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando solo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria

Recuperación secundaria. La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento

Recuperación terciaria. Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos.

Recursos. Cantidades de petróleo localizados en los yacimientos, sin referencia a las restricciones de accesibilidad o de los costos.

Registro acústico. Un registro del tiempo que toma una onda acústica (sonido) para viajar cierta distancia a través de formaciones geológicas. También es llamado registro sísmico.

Relación gas condensado. a).- Para un yacimiento de gas / condensado esta es la relación del condensado al gas. En cuanto al aceite, la relación puede medirse en pies cúbicos estándar/barril. Alternativamente se utiliza la inversa y las unidades típicas son barriles/millón de pies cúbicos estándar.b).- Para campos de gas seco solo se usa la inversa normalmente. Las unidades típicas son otra vez barriles/millón de pies cúbicos estándar, pero puede usarse gramos/metro cúbico.

Reservas posibles. Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas. Reservas referidas a yacimientos hasta ahora no conocidas así como sobre el petróleo no convencional, se consideran yacimientos probables en un 50 por ciento. Reservas totales: suma de la producción acumulada y de la totalidad de las reservas probadas, probables y posibles.

Reservas probables. Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

Reservas probadas. La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes

Reservas recuperables. La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

Reservas. Cantidades de hidrocarburos contenidos en un reservorio que haya sido objeto de evaluación. Se distinguen cuatro categorías de reservas: Reservas probadas: cantidades recuperables de petróleo con una certidumbre razonable en las condiciones económicas y técnicas existentes, Reservas probables: cantidades adicionales a las reservas probadas que las informaciones geológicas y técnicas del reservorio permiten considerar recuperables,

Tasa de recuperación. Relación entre las Reservas y los Recursos; hoy día se estiman en cerca del 30 por ciento para el petróleo.

Terminal de gas natural licuado. Una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación

Venteo del gas. Consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad. Este procedimiento puede deberse a diversas causas: a) Por no existir instalaciones de gasoductos b) Por tratarse de pozos aislados c) Por tratarse de un gas con contenido de sustancias inertes nocivas al consumo (CO₂ Y SH₂). d) Despilfarro del gas natural por el intento del aprovechamiento exclusivo del petróleo.

Yacimiento de gas. Yacimiento en el cual el hidrocarburo gaseosos es la corrientes de producción predominante. Produce pocos líquidos respecto a la cantidad de gas.

Yacimiento. Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior. 2. Roca almacenadora que contiene una acumulación de petróleo o gas. Según las cantidades de reservas que contenga se distinguen, para el petróleo: yacimiento simple: reservas inferiores a 70 millones de toneladas, yacimiento gigante: reservas comprendidas en 70 y 700 millones de toneladas, y yacimiento ultra gigante: reservas superiores a 700 millones de toneladas.

Referencias

Glosario.net. <http://energia.glosario.net/terminos-petroleo/aceite-crudo-1812.html>

México, Instituto Mexicano del Petróleo. <http://www.imp.mx/petroleo/glosario/>

Perú, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

<http://www.osinerg.gob.pe:8888/SPH/html/glosario/p.htm>

El Chenque. <http://www.elchenque.com.ar/eco/petro/glosdefi.htm>

Info-Moreno. http://www.info-moreno.com.ar/notas/petroleo/pequeno_glosario_petrolero.htm

UNIDADES

Unidades calóricas

Barril equivalente de petróleo (Bep). Término utilizado frecuentemente para comparar gas natural con el petróleo crudo (aceite). Un bep contiene aproximadamente la misma cantidad de energía que 5,614 pies cúbicos de gas

Unidad térmica británica (BTU). La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. 1BTU = 1,055.06 Joules

1 bep = 5,800,000 BTU = 5,614 pies cúbicos de gas seco

1 pies cúbico de gas seco = 1032 BTU = 0.000178 barriles equivalente de petróleo

1 Gpc de has seco = 178,000 bep

1 tonelada equivalente de petrolero (TEP) = 7-7.5 barriles de petróleo

Unidades de conversión

1 metro cúbico de gas natural = 35.314 pies cúbicos

1 metro cúbico de líquido = 6.289 barriles

1 pie cúbico = 0.028 metros cúbicos

1 metro cúbico = 35.515 pies cúbicos

1 barril = 158.99 litros

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS COMUNES DE OLADE										
	Bep	Tep	Tec	Tcal	TJ	10 ³ Btu	MWh	kg GLP	m ³ Gas Natural	pc Gas Natural
Bep	1	0.13878	0.198259	0.00139	0.00581	5524.86	1.613945	131.0616	167.2073	5917.16
Tep	7.205649	1	1.428587	0.01	0.04184	39810.22	11.62952	944.3839	1204.837	42636.98
Tec	5.04390	0.699993	1	0.0070	0.029288	27866.85	8.14057	661.0616	843.3769	29845.56
Tcal	720.5649	100	142.8587	1	4.184	3981022	1162.952	94438.39	120483.7	4263697.6
TJ	172.2191	23.90057	34.14404	0.239006	1	951487	277.9521	22571.32	28796.3	1019048
10 ³ Btu	0.00018	2.51E-05	3.59E-05	2.51E-07	1.05E-06	1	0.00029	0.02372	0.030265	1.07101
MWh	0.61960	0.08599	0.1228	0.00086	0.0036	3423.20	1	81.20577	103.6016	3666.272
kg GLP	0.00763	0.00106	0.001513	1.06E-05	4.43E-05	42.1547	0.012314	1	1.275792	45.14793
m ³ Gas Natural	0.00598	0.00083	0.001186	8.30E-06	3.47E-05	33.04199	0.009652	0.783827	1	35.38817
pc Gas Natural	0.00017	2.35E-05	3.35E-05	2.35E-07	9.81E-07	0.933702	0.000273	0.022149	0.028258	1
1bbl GLP = 0.6701 Bep 1bbl = 0.15898 m ³ = 5.6143 pc 1m ³ GLP = 552.4 kg 1pc = 0.028317 m ³ Fuente: OLADE										