

Letra pequeña, grandes abusos

Por qué los contratos petroleros en América Latina son un obstáculo para el desarrollo

Los países ricos en hidrocarburos sufren problemas severos de pobreza, desigualdad y corrupción. Mientras tanto, las empresas extractivas que operan en estos mismos países obtienen beneficios desorbitados. La clave para cambiar esta situación está en establecer políticas y contratos más justos, así como garantizar una gestión transparente en el sector de los hidrocarburos: una responsabilidad compartida entre Gobiernos y empresas. Repsol YPF, primera petrolera privada en América Latina, tiene aún mucho camino por recorrer para contribuir adecuadamente al desarrollo de la región.

Índice

Resumen.....	2
Introducción	7
2. Una riqueza mal aprovechada: el sector de los hidrocarburos en América Latina.....	9
Repsol YPF en los cinco países estudiados.....	12
3. Seguridad jurídica, ¿a costa de quien?	14
Claves para entender las normas y contratos sobre hidrocarburos .	14
Políticas y contratos en la década de los noventa.....	16
Cambio de tendencia en las políticas y los contratos del siglo veintiuno	18
4. Los contratos de REPSOL YPF en América Latina	23
Ventajas obtenidas por Repsol YPF en los contratos analizados	24
¿Cuánto gana Repsol YPF con estos contratos?.....	27
5. Transparencia y participación social, antídoto frente a corrupción y acuerdos injustos	35
Más transparencia, mejor desarrollo: iniciativas Internacionales	36
La transparencia en los países ricos en hidrocarburos	38
La transparencia de Repsol YPF	40
6. Conclusiones y recomendaciones.....	42
Recomendaciones	43
Abreviaturas y nomenclaturas	47
Notas.....	48
Anexo 1. Modalidades de contratación petrolera	52
Anexo 2. Bases de cálculo para las estimaciones de rentabilidad obtenida por REPSOL YPF	56

Resumen

Los hidrocarburos plantean una de las mayores contradicciones en el campo del desarrollo y la pobreza. Alrededor de 50 países en desarrollo son altamente dependientes del petróleo y el gas de los que disponen, y en su inmensa mayoría afrontan graves problemas de pobreza y subdesarrollo. Es lo que se ha dado en llamar la *maldición de los recursos naturales*: Estados débiles, riquezas naturales que generan ingresos escasos, sistemas ineficaces de salud y educación, violencia y corrupción.

Mientras tanto, las grandes empresas extractivas internacionales, como Shell, Exxon Mobile, BP o Repsol YPF presentan cada año abultadas cuentas de beneficios y se encuentran en el segmento más rentable de la economía mundial.

¿Cómo explicarlo? ¿Dónde está el problema? ¿Cómo es posible que el sector que más riqueza reparte entre accionistas del mundo entero no ofrezca, sin embargo, beneficios sustanciales para los millones de ciudadanos que son sus legítimos propietarios?

Este informe propone medidas concretas para lograr que esa enorme riqueza natural sirva a la población de los países dueños de los recursos y contribuya a cubrir sus necesidades de desarrollo. Para ello ofrece un análisis detallado de las claves del injusto reparto de esa riqueza, deteniéndose a estudiar detalladamente varios de los contratos suscritos por la compañía Repsol YPF, la primera empresa española del sector y principal inversora privada en América Latina. Esta perspectiva es, inevitablemente, parcial: una valoración completa del papel que juega la industria extractiva en el mundo en desarrollo debe incorporar los considerables daños sociales y ambientales que ésta produce, y que Intermón Oxfam ha reflejado en otros trabajos de investigación.

Los países analizados en el documento son Ecuador, Perú, Bolivia, Argentina y Venezuela. Todos ellos tienen dos elementos en común: cuentan con una alta producción de hidrocarburos y ocupan posiciones en el índice de desarrollo humano que están por debajo de lo que esta producción les debería permitir. La escasez de recursos y oportunidades mantiene en la pobreza a más de 40 millones de personas de una población total de 116 millones en los cinco países analizados. Por otro lado, son países en los que desde finales de los años ochenta se aplicaron diferentes medidas de liberalización y privatización, que limitaron los controles y la participación pública en la actividad económica.

Esta estrategia ofreció a la inversión extranjera condiciones muy ventajosas, en donde la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos no fue una excepción. Se posibilitaron beneficios desproporcionados para la industria extractiva (que este informe cuantifica para los contratos analizados), en un injusto reparto de la renta del petróleo y el gas. En el caso de Bolivia, las inversiones realizadas en el sector desde 1996 pagaban únicamente un impuesto directo del 18% de la producción; el 82% restante era para la empresa.

Algunos Gobiernos han modificado recientemente estas condiciones con el fin de corregir parte de sus desequilibrios, lo que ha dado lugar a airadas protestas de compañías como Repsol YPF, en particular en los casos de Bolivia y Ecuador. Los Gobiernos de origen de las empresas, como el español, han defendido políticamente los argumentos de las compañías privadas frente a los cambios introducidos por las autoridades de los países productores. Esta injerencia se ha hecho apelando a la necesidad de seguridad jurídica para los inversores, pero sin considerar la necesidad de reequilibrar las condiciones de reparto y corregir así las desorbitadas ganancias de las empresas extractivas privadas.

Repsol YPF ha promediado entre 1997 y 2007 unos ingresos operativos de 39.218 millones de euros por año, y un beneficio neto de 1.950 millones de euros. Para el año 2007 ese beneficio fue de 3.188 millones de euros. Los ingresos operativos de un año de Repsol superan la riqueza nacional conjunta de Ecuador y Bolivia, lo que da una idea de su capacidad negociadora al sentarse a la mesa a discutir los contratos bajo los que opera.

Lamentablemente, los debates públicos y mediáticos han pervertido el concepto de *seguridad jurídica* en favor de las empresas. Se han obviado las injustas condiciones en que se pactaron muchos contratos y el hecho de que millones de personas han visto limitadas sus posibilidades de acceder a mejores servicios de salud y educación. La seguridad jurídica debe proteger los derechos de las empresas, pero también el interés público: el de la ciudadanía y el de las comunidades campesinas e indígenas directamente afectadas por las explotaciones, así como a la propia naturaleza.

La empresa es parte necesaria en la exploración y extracción del crudo, y, en la mayoría de los casos, empresas y Estados se necesitan mutuamente. Pero la combinación de Gobiernos locales débiles y convencidos de la importancia de atraer el capital extranjero a cualquier precio, empresas extractivas poderosas y con planes de expansión bien definidos, y Gobiernos occidentales en respaldo de las que considera *sus* empresas han resultado a menudo en condiciones demasiado favorables al socio privado de la operación.

Lo cierto es que las compañías extractivas han conseguido ventajas excesivas. Algunas de ellas son particularmente difíciles de justificar:

- Contratos demasiado prolongados en el tiempo: hasta 50 años de explotación, lo que implica total libertad en la extracción de los recursos.
- Regímenes fiscales muy favorables, pagando al Estado menos del 20% de la renta petrolera.
- Exoneración de responsabilidades sociales o ambientales, incluyendo la ausencia de obligaciones de reparar áreas dañadas por la exploración o de compensar a las comunidades afectadas.

- Resolución internacional de las controversias que puedan surgir entre el país productor y las compañías, lo que debilita las posibilidades de éxito de los Estados frágiles.
- Aplicar precios internacionales a la venta del gas o el crudo en los propios países productores.

Ningún contrato en estas condiciones hubiese salido adelante si las compañías hubiesen negociado con Gobiernos capaces y responsables. Lamentablemente, en los casos que analiza este informe el Estado ha hecho una grave dejación de sus funciones: no ha defendido los intereses de sus ciudadanos y ha antepuesto las conveniencias políticas o económicas puntuales al desarrollo a largo plazo, la inversión en educación y salud, y el futuro de sus pueblos. A menudo, la opacidad, las negociaciones secretas y la ocultación han prevalecido al escrutinio público de los contratos y de sus resultados, evitando así la vigilancia social, como prueban las dificultades que Intermón Oxfam ha encontrado para acceder a contratos petroleros en la región.

Esta situación se hace hoy más insostenible que nunca. Incluso manteniendo su capacidad productiva en los niveles actuales, el alza de los precios internacionales de los hidrocarburos podrían incrementar los ingresos por exportaciones de Bolivia y Ecuador en un 91% y un 17%, respectivamente. Estos ingresos suponen tres veces el gasto social de Ecuador y dos veces el de Bolivia, lo que da una idea del potencial que las reservas de gas y petróleo ofrecen a algunos países pobres. Las nuevas políticas puestas en marcha en estos países pretenden aprovechar mejor esta importante oportunidad.

Pero el dilema que afrontan los países productores no es sencillo: por una parte han de buscar el máximo beneficio posible de la explotación que realizan, de manera dominante, empresas privadas; por otra, necesitan del capital inversor de esas mismas empresas para poder continuar con la actividad extractiva. En ese contexto, conseguir de las negociaciones resultados favorables al interés público no es una tarea sencilla.

La investigación base sobre la que se sustenta este informe de Intermón Oxfam revela que durante la década de los noventa el reparto de la riqueza petrolera en la región favoreció claramente al sector privado. Según las estimaciones efectuadas en este informe, los contratos petroleros suscritos por Repsol YPF y sus socios durante este período habrían permitido acaparar en promedio el 52% de la renta petrolera, dejando para el Estado el 48%. Incluso cuando en los últimos años la parte del Estado se ha elevado en promedio hasta el 74%, no se ha puesto en riesgo la rentabilidad del negocio petrolero: bajo las nuevas condiciones se situaría en una rentabilidad promedio del 32% anual (es decir 32 centavos de dólar por dólar invertido) en el peor de los casos analizados; y del 56% anual (es decir, 56 centavos de dólar por dólar invertido) en el mejor. Estos beneficios superan con creces el promedio bursátil de cualquier país de América Latina. Los dos índices bursátiles de la región (el Merval argentino y el Bovespa brasileño) han experimentado en los últimos 13 años una rentabilidad anual de 11,7% y 23,21% respectivamente.

Algunos cálculos realizados por Intermón Oxfam en varios de los contratos y bloques extractivos permiten estimar la magnitud de los beneficios *extraordinarios*^(*) obtenidos por Repsol YPF en detrimento de algunas de las economías más pobres de América Latina:

- Los beneficios extraordinarios obtenidos en un solo bloque extractivo de Bolivia podrían haber alcanzado los 65 millones de dólares al año. Esta cantidad equivale al gasto en educación de 866.000 personas o el gasto en salud de 1.167.000 personas en el año 2005.
- En Perú, los beneficios *extra* de la multinacional española en los dos lotes extractivos analizados podrían haber llegado a los 97 millones de dólares, suficientes para cubrir el gasto educativo de 1.077.000 niños y niñas o el gasto sanitario de más de dos millones de peruanos y peruanas.

Revertir esta situación requiere de una gestión transparente en toda la cadena extractiva: procesos de licitación, contratos, pagos y beneficios. Sin embargo, en esta materia los países y la compañía a los que nos referimos están muy atrasados, y no existen los adecuados canales de acceso a la información sobre el contenido de los contratos y sobre los resultados de la explotación y de los ingresos recibidos por el Estado en cada país. Esos datos se gestionan como información reservada, aunque ya hay algunos avances; Bolivia, por ejemplo, ha hecho públicos los contratos renegociados a partir de la nacionalización del 1 de mayo de 2006.

Tampoco la propia Repsol YPF sale bien parada al analizar sus estándares de transparencia, ya que la compañía no ofrece información desagregada por país de las reservas, inversiones, beneficios o impuestos pagados.

Recomendaciones

El objetivo de poner los beneficios de las industrias extractivas al servicio del desarrollo y el interés común sólo será posible si se garantizan contratos más justos y transparentes, lo que implica un esfuerzo tanto de las empresas privadas como de los Estados afectados. Algunas de las medidas que se deben tomar son las siguientes (ver listado completo de las recomendaciones al final del documento):

Los Gobiernos de los países pobres productores de hidrocarburos deberían:

- Hacer que los hidrocarburos beneficien a los sectores más pobres de sus países, rescatando la parte más amplia posible de la renta del petróleo y el gas, y orientando esos ingresos a la inversión social y educativa.

^(*) Se ha estimado lo que podría considerarse una ganancia 'sostenible', de acuerdo a las técnicas de análisis financiero utilizadas en el sector. Para ello se ha estimado una Tasa Interna de Retorno para la inversión de entre el 15% y el 25%. Por encima del 25%, la ganancia puede ser legal (conforme a las reglas contractuales), pero es desproporcionada en beneficio de la empresa y en perjuicio del Estado. Esa desproporción es lo que denominamos beneficios *extraordinarios*.

- Adherirse a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (ITIE) y establecer planes para su cumplimiento.
- Promover marcos normativos que permitan una transparencia completa, con la observación de las redes de la sociedad civil, en todo el ciclo de gestión de los hidrocarburos.

Los Gobiernos de los países ricos, sede de las principales empresas hidrocarburíferas, deberían:

- Impulsar políticas de desarrollo coherentes, evitando las presiones a los Gobiernos de los países pobres productores en beneficio de las empresas extractivas.
- Evitar una interpretación sesgada del concepto de 'seguridad jurídica', con la que amparan condiciones injustas que perjudican a los países en desarrollo y a sus poblaciones.
- Impulsar normas nacionales e internacionales que garanticen la transparencia y el acceso a la información, de modo que las industrias extractivas estén obligadas a facilitar cualquier información de interés público, como el monto de sus inversiones, los impuestos a los que están sujetas y los beneficios que obtienen en cada uno de los países en las que operan.
- Promover la transparencia y el control ciudadano facilitando la vigilancia de las redes de la sociedad civil en todo el proceso de prospección, extracción y comercialización de los hidrocarburos.

En particular, el Gobierno español debería:

- Promover la adhesión a la ITIE de todas las empresas extractivas españolas.
- Modificar la Ley 24/1988 del Mercado de Valores, exigiendo a las empresas extractivas cotizadas en bolsa la publicación de los pagos que realizan a los Gobiernos de los países en los que operan.
- Apoyar la modificación de la Directiva TOD de la Unión Europea, para que los Estados obliguen a las empresas extractivas a desglosar en sus informes financieros anuales los pagos realizados a los gobiernos.

Los Consejos de Administración y los accionistas de las empresas extractivas privadas deberían:

- Reconocer sus obligaciones respecto al desarrollo y el interés público de los países en los que operan, evitando los abusos de posición dominante que las empresas ejercen frente a Estados débiles .
- Comprometer la adhesión de la empresa a la ITIE y cumplir las obligaciones de esta iniciativa con respecto a la información pública, detallada y por país de los pagos de impuestos que se hayan realizado.
- Ofrecer información sobre las licencias y contratos, en particular las inversiones que realizan y los beneficios que obtienen en cada uno de los países en los que operan.

- Fomentar la transparencia y la adhesión a la ITIE en los Gobiernos de los países donde operan.

Introducción

Los hidrocarburos y su explotación constituyen una gran oportunidad para muchos países en desarrollo. Sin embargo, hoy por hoy, numerosos países ricos en recursos naturales sufren altas tasas de pobreza, analfabetismo, desigualdad y violencia, mientras grandes empresas transnacionales extractivas consiguen cada año multimillonarios beneficios.

Algunos países de América Latina llevan décadas explotando sus hidrocarburos, pero ello no se ha traducido en las amplias mejoras en términos de desarrollo y reducción de la pobreza que cabría esperar. Esta paradoja es conocida como la “maldición de los recursos naturales”¹. El fracaso en el aprovechamiento de esa gran riqueza natural no es fruto de la casualidad sino que se explica por tres factores fundamentales:

- La vigencia de marcos jurídicos que no permiten ni promueven un buen aprovechamiento de la riqueza del gas y del petróleo a favor de la ciudadanía de los países productores, y que se han plasmado en numerosas ocasiones en contratos que brindan excesivos privilegios a las empresas privadas que operan en el sector y dejan poco margen de beneficio a los Estados.
- La falta de transparencia e información pública en todo el ciclo de gestión de los hidrocarburos impide una correcta rendición de cuentas, exigencia de responsabilidades, y conocimiento del reparto de los beneficios y de cómo se emplean los recursos que el Estado recibe.
- Los negativos impactos sociales, culturales y ambientales que provocan las explotaciones de hidrocarburos, que deberían ser previamente identificados por la empresa, para que sean adecuadamente reparados y compensados.

Pero se abren en este momento oportunidades de revertir esa *maldición* de los recursos naturales: el establecimiento de normas más favorables para los estados productores, el escenario de altos precios internacionales, las políticas de Responsabilidad Social Empresarial y la presencia de Gobiernos más preocupados por el bienestar de sus poblaciones, permiten proyectar un escenario más favorable.

Este informe se centra en explicar en qué medida los marcos jurídicos vigentes y los contratos resultantes, por una parte, y la falta de transparencia, por otra, han sido elementos determinantes en el escaso impacto positivo de la renta extractiva en el desarrollo de América Latina.

Para ello se ha realizado un análisis en profundidad de algunos contratos suscritos en la década de los noventa por Repsol YPF (primera empresa privada del sector en América Latina) en Ecuador, Bolivia, Perú, Argentina y Venezuela.

Intermón Oxfam trabaja para promover el desarrollo de las poblaciones más desfavorecidas y asegurar el ejercicio de sus derechos. Por este motivo es necesario asegurar condiciones contractuales en las que prevalezca el interés de los ciudadanos, exigiendo condiciones justas y transparencia en toda la cadena de valor de la industria extractiva en general y de Repsol YPF en particular.

2. Una riqueza mal aprovechada: el sector de los hidrocarburos en América Latina

Los países que conforman la región de América Latina y el Caribe concentraban en 2006 casi un 10% de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial, y un 4% de las de gas natural. Del total de esas reservas, los cinco países que cubre este estudio (Ecuador, Bolivia, Perú, Venezuela y Argentina) acumulaban aproximadamente el 75% de las de petróleo y el 80% de las de gas.

El potencial económico de estas reservas es enorme; un mejor aprovechamiento de los beneficios de su explotación reportaría a los países analizados suficientes recursos para superar los Objetivos de Desarrollo del Milenio en lo referido a salud y educación, e impulsar políticas de desarrollo sostenibles y con una base diversificada. Pero el dilema que afrontan los países no es sencillo: por una parte han de buscar el máximo beneficio posible de la explotación que realizan, de manera dominante, empresas privadas, y por otra, necesitan del capital inversor de esas empresas para poder continuar con la actividad extractiva. En ese contexto, conseguir negociaciones exitosas y favorables a los intereses públicos no es una tarea sencilla.

Veamos algunas magnitudes relevantes de los países estudiados:

- **Argentina** es el cuarto productor regional de petróleo y tercero de gas, aunque vive un proceso acelerado de consumo de sus reservas, fijadas en menos de 10 años. La venta de derivados del petróleo supone un 14% de las exportaciones totales del país –el gas se destina al consumo interno- y la producción se realiza en un 25% desde el sector público.
- **Bolivia** es el segundo productor de gas en la región, y dedica el 80% de su producción de gas natural a la exportación. La venta de gas natural y petróleo crudo supuso el 62% de las exportaciones del país en 2006, y hasta el inicio del proceso de nacionalización, la exploración, producción y comercialización estaba enteramente en manos privadas.
- **Ecuador** es el quinto productor de petróleo en la región, y cuenta con reservas para 23 años. Tiene un 66% de sus exportaciones vinculadas al sector de los hidrocarburos –crudo y derivados-. La estatal Petroecuador realizó en 2006 un 46% de la producción.

- **Venezuela** es el mayor productor de petróleo –quinto del mundo- y atesora las mayores reservas de gas de la región. La empresa pública PDVSA realiza directamente el 60% de la producción, y las exportaciones de hidrocarburos suponen un 85% de las exportaciones totales del país.
- **Perú** es un productor menor de petróleo –no le alcanza para cubrir sus necesidades- mientras que el hallazgo de la reserva de Camisea ha otorgado mayor relevancia a la explotación de gas, que está enteramente en manos privadas. Las exportaciones de derivados del petróleo representaron en 2005 un 9% de sus exportaciones totales.

Tabla 1. Indicadores socioeconómicos de los cinco países estudiados

	Argentina	Bolivia	Ecuador	Perú	Venezuela
Indicadores económicos					
Población Total (millones-2006)	39,13	9,35	13,20	27,59	27,02
PIB (miles de millones de dólares 2006)	214,24	11,16	41,40	92,42	181,86
PIB per cápita 2006	5.475	1.194	3.136	3.35	6.731
Exportaciones / PIB (2006)	25	42	34	29	37
Exportaciones (millones de dólares 2006)	46.813	3.280	11.480	19.657	56.829
Exportaciones Hidrocarburos (como % exportaciones totales 2006)	14	62	66	9	85
Deuda Externa total (millones de dólares 2006)	122.190	5.292	16.536	28.174	44.635
Pagos anuales de deuda / exportaciones	31,6	8,5	24,1	12,9	13,3
Ayuda oficial al desarrollo (millones de dólares 2006)	114,0	581,0	189,0	468,0	58,0
Indicadores sociales					
Posición Índice de Desarrollo Humano 2005	38	117	89	87	74
Mortalidad infantil por mil habitantes 2005	13,4	45,6	21,1	28,7	15,8
Gasto público social, % del PIB 2005	19,4	18,6	6,3	8,9	11,7
Gasto público en educación, % del PIB 2005	4,5	7,3	2,6	3,1	5,0
Gasto público en salud, % del PIB, 2005	4,4	3,5	1,2	1,6	1,6
Pobreza (%), 2005 / 2006.	21,0	63,9	43,0	44,0	30,2
Indigencia (%) 2005 / 2006	7,2	34,7	16,1	16,1	9,9
Desigualdad (índice de Gini)	0,510	0,614	0,526	0,505	0,441
Analfabetismo (15 y más años de edad) – 2006	1,40	7,10	11,80	5,90	5,30

Fuentes: PNUD, Informe de Desarrollo Humano 2007; CEPAL², Panorama Económico y Social 2007; Banco Mundial, World Development Indicators 2006. Indigencia: personas cuyo ingreso es inferior al costo de una canasta básica de alimentos. Pobreza: personas cuyo ingreso es inferior al doble del costo de una canasta básica de alimentos del país.

Los cinco países analizados se encuentran en el grupo de países con índice de desarrollo humano medio o bajo. El más avanzado en ese campo es Argentina en la posición 38 de 177. Ecuador y Perú presentan niveles de pobreza del 43% y 44% respectivamente. Pero el

peor lugar lo ocupa Bolivia, con una pobreza que alcanza a las dos terceras partes de la población y el mayor índice de desigualdad, con el 20% de la población más rica acaparando el 64,3% de la riqueza, frente al 20% más pobre con solamente el 1,5%. El 20% más pobre sufre una tasa de mortalidad infantil más alta que la de Haití, Kenia o Nigeria: 70 de cada mil niños –unos 15.000 anuales- morirán antes de cumplir los cinco años. En todo caso, el índice de desigualdad indica una condición extrema, por encima del 0,5 para todos los países de la muestra excepto Venezuela.

La elevada deuda externa de algunos países, con especial gravedad para Ecuador y Argentina, es una restricción importante al crecimiento y al aumento de la inversión en salud y educación. Ecuador ha dedicado en años recientes más del 40% del presupuesto nacional al pago de la deuda, situación semejante a la vivida por Bolivia y Perú en los años noventa.

En el campo de la educación, tan sólo Bolivia destina el 6% del PIB reivindicado por la Campaña Mundial por la Educación, de la que Intermón Oxfam forma parte, a ese sector. Argentina y Venezuela dedican respectivamente el 4,5% y el 5%, mientras que Ecuador y Perú, con peores indicadores relativos de analfabetismo tan solo destinan el 2,6% y 3,1% del PIB a educación, la mitad o menos de lo recomendado.

La escasez de recursos públicos y el pago de la deuda contribuyen a que estos ámbitos prioritarios para el desarrollo no reciban la suficiente atención, manteniendo en la pobreza a más de 40 millones de personas de una población total de 116 millones en los cinco países analizados.

En este contexto, es preciso considerar la aportación adicional que podría llegar de los hidrocarburos en caso de producirse un mejor aprovechamiento de los mismos. Para calcular ese potencial se han tenido en cuenta las estimaciones del potencial exportador para el año 2008, la valoración a precios de hoy de las reservas de hidrocarburos, el PIB y el gasto social (ver tabla nº 2).

Las exportaciones de petróleo y gas de Bolivia y Ecuador podrían alcanzar en 2008 ingresos superiores a 3.900 y 8.800 millones de dólares respectivamente, lo que supone un incremento respecto a 2006 del 91% para Bolivia y del 17% para Ecuador. Estas cifras indican la oportunidad que un mercado mundial al alza ofrece a los países productores, en la medida en que sus políticas respectivas retengan una mayor proporción de la renta petrolera, aunque es preciso tener presente que para sostener el ritmo de la producción son necesarias cuantiosas inversiones.

En la Tabla 2 se observa que, manteniendo los niveles de gasto social con respecto al PIB del año 2005, esos ingresos por exportaciones de hidrocarburos representarían más de 3 veces el gasto social anual proyectado para el caso de Ecuador y casi el doble de Bolivia.

Tabla 2. Potencial exportador e inversión social

PETRÓLEO										
Volumen Producción (mbbl)			Consumo Interno (mbbl)			Saldo Exportable (mbbl)				
	2008	2013	2018	2008	2013	2018	2008	2013	2018	
Ecuador	151,55	164,44	170,17	56,72	69,54	75,20	94,83	94,90	94,97	
Venezuela	1.237,27	1.515,47	1.802,12	386,13	438,18	498,69	851,14	1.077,29	1.303,43	

GAS										
Volumen Producción (gm ³)			Consumo Interno (gm ³)			Saldo Exportable (gm ³)				
	2008	2013	2018	2008	2013	2018	2008	2013	2018	
Bolivia	20,71	28,85	39,29	2,74	3,77	4,98	17,97	25,08	34,31	

	Reservas 2008 (mill \$)	PIB 2008 (mill \$)	Años (RESERVAS/PIB)	Export. 2008 (mill \$)	Gasto Social 2008 (mill \$)	% Gasto social/EXP	Gasto Educ. 2008 (mill \$)	% Gasto educ. E/EXP	Gasto Salud 2008 (mill \$)	% GSA/EXP
Ecuador	436.084	43.410	10,05	8.867	2.735	30,8%	1.129	12,73%	521	5,88%
Venezuela	7.481.122	208.570	35,87	79.582	24.403	30,7%	10.429	13,10%	3.337	4,19%
Bolivia	162.152	12.175	13,32	3.938	2.265	57,5%	889	22,57%	426	10,82%

Cálculos: elaboración propia.

Fuentes: -Proyecciones de Producción y Consumo de OLADE -Precios del Petróleo y Gas: Administración de Energía del gobierno de Estados Unidos -Estimaciones del Gasto Público con datos de Banco Mundial 2005. . Se han utilizado los datos de reservas probadas para el año 2005 en el caso de Bolivia según OLADE (Informe de Estadísticas Energéticas 2005) y del año 2006 para Venezuela y Ecuador según British Petroleum (BP): "Statistical Review Full Report Workbook 2007"³.

Repsol YPF en los cinco países estudiados

Si nos fijamos en la presencia de Repsol YPF en los cinco países de la muestra, vemos que Argentina es el país más relevante para la compañía, pues en él se encuentran más del 50% de las reservas probadas de que dispone. En 2005, un 52% de los beneficios de la empresa se obtuvieron en el país austral. Para Ecuador, Repsol YPF fue la primera compañía privada en producción en 2005, con un 11% de la producción total de petróleo en el país. En Perú, Repsol YPF cuenta con el 44% de las acciones del grupo Pluspetrol, responsable del 59% de la producción de gas en el país andino. Para el caso de Venezuela, Repsol YPF es una de las principales compañías privadas que operan en aquel país, realizando en el mismo un 5% de su producción total. Bolivia, por su parte, representa el 18% de las

reservas de hidrocarburos a las que tiene acceso Repsol YPF, el 10% de su producción y algo menos del 3% de su beneficio neto. La empresa es, tras Petrobrás, la segunda operadora en el país.

En definitiva, vemos que pese a que el peso de la región sobre la producción mundial de petróleo y gas es relativamente bajo, para Repsol YPF América Latina continúa siendo una apuesta estratégica y el lugar donde se producen la mayor parte de sus beneficios. Esa apuesta se confirma teniendo en cuenta que la empresa forma parte del proceso de exploración y futura explotación de uno de los mayores yacimientos petroleros encontrados en el mundo, en Brasil, y que la compañía está bien situada para acudir al probable proceso de privatización que parece querer iniciarse, con fuerte contestación social, en México con la estatal PEMEX.

3. Seguridad jurídica, ¿a costa de quien?

La producción y venta de hidrocarburos es una actividad importante para América Latina desde la primera mitad del siglo XX, y su propiedad y explotación ha sido en todo momento sujeto de disputa y controversia entre sector público y sector privado.

La década de los ochenta es un momento determinante en ese aspecto, pues la gran crisis de la deuda externa que llega en 1982 a América Latina, dio lugar al establecimiento -siguiendo instrucciones del FMI- de las llamadas políticas de ajuste: restricción al gasto público, reducción del tamaño del Estado y fomento masivo de las exportaciones, mientras la deuda y los pagos crecían año a año. Así llegó la década perdida del desarrollo para América Latina, en que bajaron los niveles de renta y los índices de bienestar de los ciudadanos.

En el marco del ajuste, la privatización apareció como una de las medidas clave, y algunos países de la región impulsaron amplios procesos privatizadores que alcanzaron a sectores estratégicos, servicios de naturaleza pública⁴ y también al sector de los hidrocarburos. Esos procesos, que perseguían obtener ingresos rápidos para arcas públicas vacías, quedaron muy deslegitimados por el claro sesgo en favor del sector privado de marcos legales, políticas y contratos (ver cuadro 2).

Claves para entender las normas y contratos sobre hidrocarburos

Los recursos hidrocarburíferos son por definición propiedad del Estado, pero tanto compañías estatales como compañías privadas participan de la actividad de exploración y extracción. De hecho, hay una complementariedad natural entre ambos sectores, pues las empresas privadas requieren de las reservas para poder realizar sus actividades de producción y venta, mientras el Estado necesita de capital y capacidades técnicas para afrontar la tarea extractiva. Para ello, se debe llegar a acuerdos, lo que implica contar con un marco normativo especializado, y desarrollarlo en contratos concretos para cada caso.

El marco jurídico de cada país establece los principios, procedimientos fundamentales y las instituciones que rigen en materia de hidrocarburos: régimen de propiedad de los

hidrocarburos, régimen de operación de las compañías petroleras, modalidades contractuales, fiscalidad, regímenes de solución de controversias y condiciones de entrada en vigor de los contratos. En realidad los contratos no son sino la suma del marco normativo y de la negociación posterior.

La combinación de Gobiernos locales débiles y convencidos de la importancia de atraer el capital extranjero a cualquier precio, de empresas extractivas poderosas y con planes de expansión bien definidos, y de Gobiernos occidentales en respaldo de las actividades de las que considera “sus empresas” han resultado en demasiadas ocasiones en condiciones excesivamente favorables al socio privado de la operación. Ese desequilibrio de fuerzas ha hecho que se imponga de facto la ley del más fuerte, lo que explica los ingentes beneficios que de la actividad extractiva obtienen las grandes empresas del sector en países en desarrollo de todo el planeta.

Cuadro 1. Modalidades de contratos petroleros

En la actualidad existe una amplia variedad de modalidades de acuerdos para la explotación de petróleo y/o gas. Una primera clasificación diferencia los contratos de servicios de los de explotación (véase el **anexo 1**).

Los contratos de servicios son acuerdos para la contratación de servicios o suministros a empresas o proveedores especializados. En ningún caso, el contratista adquiere la propiedad de los hidrocarburos ni derechos sobre la producción.

En los contratos de explotación, la empresa contratista es, en alguna medida, responsable de las operaciones, asume riesgos y adquiere derechos sobre la producción o el valor monetario de la misma. Dentro de los contratos de explotación se incluyen las siguientes modalidades:

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.

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 establecidas en el contrato.

En el “contrato de riesgo puro” el contratista explora; en ausencia de hallazgos pierde su dinero. En caso de descubrimiento comercial el Estado reembolsa 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.

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 vinculado al valor de la producción, un contrato de compra-venta o una parte de la producción.

Ese tipo de contratos se utilizan cuando los yacimientos han sido descubiertos, las actividades de exploración son mínimas y el riesgo geológico es muy bajo.

Fuente: elaboración propia.

En cualquier caso, es el Estado es el responsable final, pues establece las normas y representa al país en la negociación con terceros. Esta responsabilidad mal ejercida derivó en no pocas actuaciones irregulares y lesivas para los intereses nacionales y para las proyecciones de desarrollo y reducción de la pobreza de los países ricos en hidrocarburos.

La principal vía de reparto de la renta del gas y del petróleo es el sistema fiscal. En el mismo se encuadran, en primer lugar, los impuestos directos a la producción, medidos “en boca de pozo”, es decir, al salir de la tierra, a los que se denomina “regalías”, que constituyen la fuente fundamental de ingresos para el Estado por la actividad extractiva. En segundo lugar, hayamos el impuesto de sociedades –llamado en América Latina impuesto a la renta empresarial-, mucho menos relevante, pues no depende de la producción, sino de la declaración de beneficios en el mismo país, que no suelen ser elevadas por la amplia cantidad de costos deducibles de la inversión. Finalmente, existen otros impuestos complementarios o *ad hoc*, que suelen utilizarse para completar el ingreso del Estado de modo que alcance una proporción concreta en el reparto de la renta generada por los hidrocarburos –es el caso del *surtax* boliviano o el impuesto sombra venezolano para llegar al 50% de la renta petrolera para el Estado, que se detallan más adelante.

Políticas y contratos en la década de los noventa

En la práctica, muchos de los contratos negociados en estos países han beneficiado los intereses de las empresas por encima del interés público y las legítimas reclamaciones locales:

En **Bolivia**, la Ley 1689 de 1996 prohibió explícitamente que la empresa pública nacional (YPFB) realizara directamente actividades de exploración y producción de petróleo, y se conformó un nuevo sistema tributario para reducir la carga fiscal del 50% al 18% a los denominados “campos nuevos”⁵ (que representaban el 95% de las reservas totales del país). Se planteaba además la estabilidad del régimen fiscal, lo cual significaba que el Estado renunciaba a todo aumento de la carga tributaria durante el periodo de vigencia de los contratos. Por otra parte, los modelos de Contrato de Riesgo

Compartido (Decreto Supremo No. 24806 el 4 de agosto de 1997), fueron suscritos por el presidente Gonzalo Sánchez de Lozada dos días antes de abandonar el poder y sin haber sido legalmente aprobados por el Congreso Nacional. Por ese motivo los 76 contratos aprobados bajo esa figura serían considerados nulos más adelante.

En **Ecuador**, se autorizaron amplios plazos de exploración y se duplicó el área disponible por contrato, limitándose igualmente las obligaciones de las empresas. También se flexibilizaron las obligaciones de reparación de daños ambientales. En la fase de producción se transfirieron al contratista los derechos de propiedad de los hidrocarburos en boca del pozo para disponer y comercializar libremente su parte de la producción, acortándose el tiempo de amortización de las inversiones de desarrollo y producción, minorando los beneficios declarados y por ende, los pagos por el impuesto de sociedades.

En **Venezuela**, los convenios “operativos” suscritos en 1997 nunca fueron aprobados por el Congreso, como hubiera debido hacerse de acuerdo a la ley. En la práctica estos convenios operaban como concesiones encubiertas cediendo la propiedad de los recursos extraídos a los contratistas.

En 1991 se estableció el “Plan **Argentina**”⁶, por el cual se liberaba a las empresas de la obligación de satisfacer los requerimientos del mercado interno de este país. Se adjudicaron campos petroleros a precios muy por debajo de su valor de mercado, y se privatizaron progresivamente los campos más productivos. En 1992 se estableció⁷ la privatización de Gas y la liberalización del transporte, distribución y comercio de gas natural⁸. Los procesos de privatización fueron particularmente opacos en los noventa, y favorecieron la corrupción y el favoritismo político⁹. Especialmente cuestionada fue la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que pasó a manos de la empresa española Repsol en 1999, dando lugar a la nueva Repsol YPF¹⁰. El Gobierno argentino conservó mil acciones (“acciones de oro”) que le permitían vetar decisiones estratégicas.

En la siguiente tabla se resume y detalla una lista no exhaustiva de medidas que fueron ejecutadas por los gobiernos de los cinco países objeto de estudio para favorecer la participación del sector privado en la industria de los hidrocarburos:

Tabla 3. Políticas para favorecer al sector privado en los noventa y comienzos del siglo XXI

POLÍTICAS	Argentina	Bolivia	Ecuador	Perú	Venezuela
	Inicio 90s	Mitad 90s	Inicio 90s	Inicio 90s	Inicio 90s
Plazos muy superiores a lo habitual para exploración y producción de yacimientos	X	X	X	X	
Venta de activos estatales del sector bajo el argumento de la marginalidad, improductividad o inactividad	X	X	X		X
Transferencia de facto de la propiedad de recursos extraídos, bajo la fórmula de "permiso" o "concesión"	X				
Transferencia total o parcial de los recursos extraídos en contratos distintos a las concesiones		X	X		
Facilidades para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país			X		
Declinación de derechos de asociación de la empresa pública con empresas privadas en las actividades productivas.	X	X			X
Menor presencia del sector público en las actividades productivas y/o comerciales	X	X	X	X	
Ausencia <i>de facto</i> de la empresa pública en las actividades planificación o dirección estratégica		X	X	X	
Venta de hidrocarburos en el mercado interno a precios internacionales		X		X	
Reducción de la carga fiscal o aplicación de la carga ordinaria para actividades no petroleras a las actividades hidrocarburíferas		X	X	X	X
Desgravaciones y deducciones fiscales para promover las inversiones		X		X	X
Cláusulas de Estabilidad en los contratos o trato especial		X		X	
Uso del arbitraje internacional para resolución de posibles controversias		X	X	X	
Inversión en activos para hacerlos más atractivos a los inversionistas antes de la venta				X	
Reducción de la parte de la producción para el Estado		X	X		

Fuente: Elaboración propia a partir de Itriago, Deborah (en preparación)¹¹.

Cambio de tendencia en las políticas y los contratos del siglo veintiuno

Para revertir algunas desventajas para el país establecidas en los contratos suscritos en los noventa, varios gobiernos suramericanos han establecido medidas correctoras, modificando tanto la tipología de contratos como cláusulas específicas en relación a la propiedad de los recursos extraídos, las condiciones de reparto de la renta ordinaria y extraordinaria, los impuestos sobre exportaciones, así como las previsiones para el desarrollo local, entre otros elementos.

Así, en Ecuador en el año 2006 la movilización popular llevó al Congreso a reformar la Ley de Hidrocarburos para permitir al Estado mejorar su participación en las ganancias extraordinarias derivadas del aumento en el precio del petróleo hasta el 50%. Posteriormente, en 2007, el presidente ecuatoriano Rafael Correa firmó un decreto que establecía un reparto del 99% de esas ganancias extraordinarias para las arcas públicas. Antes de 2006 se adjudicaron o fueron renovados contratos en un contexto de precios bajos (entre 11 y 15 dólares el barril), y el excedente de precio por encima de esa cifra quedaba al 100% para las empresas privadas. Repsol YPF, ha interpuesto una demanda ante el tribunal internacional de arbitraje del CIADI¹² en contra del decreto del presidente Correa, haciendo valer una de sus ventajas contractuales: no dirimir controversias dentro del país. La demanda es una medida de presión de Repsol YPF para tratar de renegociar las condiciones con el Gobierno ecuatoriano¹³.

Por otra parte y como ejemplo de las implicaciones del régimen de reparto de beneficios extraordinarios vigente hasta 2006, los rendimientos de las inversiones de la petrolera norteamericana Oxy¹⁴ habrían alcanzado un 200% de ganancia, cuando el beneficio calculado en el contrato era del 22%. Ello motivó la caducidad de su contrato tras las movilizaciones sociales protagonizadas por el movimiento indígena, y la compañía acudió al arbitraje del CIADI.

A finales de 2007, el gobierno de Ecuador llamó a las compañías petroleras a renegociar sus “Contratos de Participación” para transformarlos en “Contratos de Prestación de Servicios”. Las empresas involucradas en la negociación son City Oriente (Estados Unidos), Petrobras (Brasil), Perenco (Francia), Repsol-YPF (España) y Andes Petroleum (China), que operaban bajo una modalidad de participación que dejaba al Estado solo un 18% de la renta petrolera. Bajo los contratos de servicios, todavía en proceso de negociación, el Estado se quedaría con el crudo y pagaría por su extracción 10 dólares por barril¹⁵.

En Venezuela, se aprobó la Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2001¹⁶ estableciendo que las actividades de exploración y producción de petróleo y gas serían realizadas por empresas de propiedad pública o por empresas mixtas cuya creación y operaciones específicas deberían ser aprobadas por la Asamblea Nacional, y con más del 50% bajo control del Estado. Además, la comercialización del petróleo quedó desde ese momento como actividad reservada al Estado a través de PDVSA. Con la constitución de las empresas mixtas, Repsol YPF tiene que asumir los riesgos propios del negocio petrolero que antes eran absorbidos por PDVSA en los convenios operativos. Además, la firma española está obligada a reinvertir un porcentaje de sus ingresos

brutos en el desarrollo de la región en donde opera¹⁷ y debería pagar una regalía de 34% para petróleo crudo y un impuesto de sociedades del 50%. Para prevenir prácticas evasivas, se incorporó un impuesto sombra mediante el cual en ningún caso el Estado venezolano dejará de percibir al menos el 50% del ingreso bruto petrolero. Se establecen para ello dos tramos de impuestos especiales en caso de que el petróleo supere los 70 \$ por barril o los 100 \$ por barril, para garantizar así que se mantiene la participación del Estado en caso de precios más elevados¹⁸

En Bolivia, la ley 3058 de 2005, adoptada sobre la base del mandato popular del referéndum de 2004, en que el 92% respondió a favor de recuperar la propiedad de los hidrocarburos, dispuso la recuperación de esos activos, haciendo obligada la renegociación de los contratos. Más adelante, el 1 de mayo de 2006, el presidente Evo Morales promulgó el Decreto de Nacionalización por el cual el Estado recupera el control de los recursos hidrocarburíferos del país, dando paso a un nuevo sistema en que las empresas hasta entonces productoras pasarían a ser prestadoras de servicios al Estado boliviano, jugando todavía y hasta hoy un papel esencial. El Estado es desde entonces responsable de la estrategia de producción y de comercialización, según los nuevos contratos vigentes desde mayo de 2007. Empresas como Repsol YPF y Gobiernos como el español, cuyo Secretario de Estado de Asuntos Exteriores, Bernardino León, visitó el país en varias ocasiones, desarrollaron una estrategia mediática y política de defensa de la seguridad jurídica, a favor de los intereses de la compañía y en contra de las medidas adoptadas por el Gobierno boliviano. Una defensa cuando menos interesada, y cerrada a comprender los intereses y la necesidad de Bolivia de recuperar parte de la renta del gas y el petróleo para el bienestar del pueblo boliviano.

En Bolivia, el contrato de operación del Área San Alberto, vigente desde mayo de 2007, ya no confiere a Repsol YPF y sus socios ningún derecho de propiedad sobre los yacimientos ni sobre la producción, que será del Estado en todo momento. La producción será entregada por el operador del campo y socio de Repsol YPF en la explotación, Petrobras, a YPFB¹⁹, que se encargará del transporte y la venta. La duración del contrato se redujo de 50 a 30 años y la total libertad operativa anterior quedó restringida, pues es YPFB quien debe aprobar planes, programas y presupuestos. Repsol YPF y sus socios proponen el caudal de producción, pero YPFB tiene la última palabra.

Cuadro 2. El *buen* contrato

Un contrato verdaderamente favorable para la ciudadanía depende más de sus condiciones que de su modalidad. El *buen* contrato debiera contemplar al menos los siguientes aspectos:

1. Administración de los recursos. Los títulos serían otorgados por el ministerio del ramo, en licitación pública, de acuerdo con un plan de largo plazo para el aprovechamiento racional del potencial hidrocarburífero en el marco de una política energética de Estado. Los contratos deberían ser aprobados por el Congreso, públicos y accesibles por Internet.

2. Extensión y tiempos de las operaciones. Algunos analistas sugieren que el tamaño del área para fines de exploración no debe superar los 2.000 kilómetros cuadrados.²⁰ La duración del contrato no debería exceder los 20 años para petróleo y los 30 años para gas natural. El periodo de exploración debería ser breve (3 años) e incluir inversiones o trabajos obligatorios para la compañía²¹. La restitución de áreas exploradas que no van a ser explotadas debería de ser inmediata. El plazo del contrato sería fijo y no renovable, o bien su posible renovación exigiría el previo pago de una indemnización al Estado.

3. Racionalidad de la explotación. El Estado debe decidir si el descubrimiento es comercializable. El plan de desarrollo del yacimiento debería tener por objetivo la máxima recuperación de los hidrocarburos in situ. La aprobación estaría a cargo del Estado luego de consultar con dos compañías independientes especializadas. La compañía estaría siempre obligada a utilizar las “mejores” prácticas de la industria. No hay quemado ni venteo de gas natural a la atmósfera.

4. Reparto de la producción y provisiones fiscales. La carga tributaria reposa en gravámenes (regalías, derechos, impuestos...) preferiblemente aplicados al volumen de producción. Los tributos se calcularían utilizando el precio en el mercado internacional, con ajustes de calidad, pero sin descuentos discrecionales. La medición se realizaría en boca del pozo. Todos los hidrocarburos utilizados en la explotación pagarían impuestos. En caso de existir impuestos basados en el beneficio neto, los costos deducibles de impuestos deberían estar sujetos a un límite. Se contemplan premios por firma de contrato y descubrimiento comercial, así como retribuciones por las superficies ocupadas y pagos por servicios regulatorios.

5. Contribución a la seguridad energética y al desarrollo nacional. El titular puede estar obligado a satisfacer el mercado nacional en la proporción y al precio que fije el Estado. Hay programas de capacitación de personal altamente especializados que contemplan principalmente a los efectivos de la empresa pública. El contenido nacional previsto en la adquisición de bienes y servicios debe ser importante. Los programas sociales para las zonas afectadas por las actividades son conformes con la ley y acordados con las mismas comunidades. La regulación ambiental es estricta y su cumplimiento vigilado por las autoridades.

6. Solución de controversias. Las controversias se deberían dirimir en tribunales nacionales siendo el laudo arbitral obligatorio para ambas partes, e inapelable.

7. No existen garantías o tratos especiales. En ningún caso el Estado debería conceder cláusulas que garanticen o provean descuentos en las inversiones de exploración; exoneración por daños a la formación geológica; rentabilidad de las operaciones; abastecimiento del mercado interno al precio internacional; o estabilidad tributaria para toda la duración del contrato.

8. Transparencia, participación social y diálogo con las comunidades. Se debería garantizar la información pública de todas las fases de las operaciones promoviendo mecanismos e instancias para la participación, el análisis de la sociedad civil y formalizando mecanismos de consulta previa, libre e informada a las comunidades que puedan verse afectadas por explotaciones hidrocarburíferas.

Fuente: Elaboración propia a partir de Itriago²²

Como puede deducirse tras conocer las condiciones iniciales y los cambios habidos, la seguridad jurídica admite diferentes interpretaciones. La visión de Intermón Oxfam es reconocer la importancia de marcos jurídicos estables y predecibles, pero denunciar también la defensa que de la seguridad jurídica se ha realizado desde empresas y gobiernos occidentales exclusivamente para defender posiciones de ventaja de las compañías; ventajas difíciles de justificar pese a su legalidad por tener un impacto negativo sobre los intereses de los países productores de petróleo y gas, limitando manifiestamente sus recursos para financiar sus procesos de desarrollo y cambio social.

4. Los contratos de REPSOL YPF en América Latina

Repsol YPF es la décima empresa extractiva privada a nivel mundial, con operaciones en marcha y en preparación en todas las regiones del mundo. Es importante conocer sus magnitudes principales para entender que se trata de una gran compañía de alcance mundial, con sobresalientes cifras de negocio y beneficio, y que precisamente por ello, cuenta con un poder global determinante a la hora de afrontar negociaciones de contratos con los Gobiernos de diferentes países en desarrollo. La capacidad inversora de la compañía es una clave importante pues dispone de medios con los que los propios países muchas veces no cuentan para iniciar sus operaciones extractivas.

Es preciso subrayar que la evolución de la compañía en la última década ha sido muy positiva, de manera que si bien se han sucedido quejas y reclamaciones de la empresa ante la opinión pública y el Gobierno español por los cambios habidos en las condiciones contractuales en algunos países de América del Sur, su cuenta de resultados y beneficios lejos de resentirse ha crecido a un ritmo acelerado.

Tabla 4. REPSOL YPF: principales magnitudes

	1997	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Resultado operativo	1.658	6.242	3.860	4.547	6.161	5.911	5.808
Beneficio neto	758	2.429	2.020	1.950	3.120	3.124	3.188
Ingresos operativos	19.287	45.742	37.206	41.689	51.045	55.080	55.923
Inversiones	3.052	6.118	3.837	3.747	3.713	5.737	5.373
Nº de empleados	20.609	37.387	30.644	32.376	35.239	36.994	37.565

Fuente: www.repsolypf.com; datos en millones de euros.

En lo referido al número de empleados, la aportación de la industria extractiva en general suele ser bajo, y en el caso concreto de Repsol YPF es muy limitada. Su ratio de empleados con respecto a los resultados de la actividad ha ido bajando año tras año: cada vez se gana más dinero con un menor número de trabajadores. Si en 1997 el beneficio neto fue de 758 millones de euros y la empresa contaba con 20.609 trabajadores, en 2007 ese beneficio se situó en 3.188 millones de euros (4,2 veces los reportados en 1997), pero los empleados eran 37.565, apenas 1,8 veces los que trabajaban en 1997.

En cuanto al papel que América Latina juega para Repsol YPF, en el año 2000 concentraba en la región el 86% de sus reservas, el 81% de su producción de hidrocarburos, el 28% de sus ingresos

operacionales, y el 53% de sus ganancias operacionales²³. Aunque la compañía ha expresado su vocación de ampliar y diversificar el escenario geográfico de sus operaciones, América Latina sigue siendo vital para su cuenta de resultados, y existe la perspectiva razonable de ampliar notablemente su trabajo en la región, en particular en Brasil y México.

Durante la década pasada y principios de la presente, Repsol YPF suscribió contratos petroleros en América Latina bajo condiciones muy favorables para operar. Tras el análisis de algunos contratos de Exploración y Producción otorgados a la compañía en países como Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela se pueden enunciar las ventajas alcanzadas por la compañía en materia de exploración, producción y comercialización. La identificación de las ventajas para REPSOL YPF y sus socios, proviene del análisis del cuerpo principal de los siguientes contratos²⁴:

- Contrato de Riesgo Compartido del Bloque San Alberto²⁵ (vigentes hasta la promulgación de la ley N° 3058²⁶ de hidrocarburos en el año 2005).
- Contrato de Participación en la producción del Bloque 16 (Área Tivacuno) en Ecuador, vigente desde 1996.²⁷
- Contrato de Licencia para los Lotes 88 y 56 en Perú (vigentes desde 2000 y 2004 respectivamente)²⁸.
- Contratos de Convenios Operativos en Venezuela (suscritos en los noventa, antes de la conversión a empresas mixtas en Abril de 2006).

Ventajas obtenidas por Repsol YPF en los contratos analizados

a) Aspectos operativos

(i) Transferencia de la propiedad de los hidrocarburos extraídos. En Perú, el contrato del Lote 88, establece que los hidrocarburos "in situ" son de propiedad del Estado, pero el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos es transferido por Perupetro²⁹ al contratista a la firma del contrato³⁰. Repsol YPF queda habilitada para fijar el precio de venta y elegir a los compradores. También ocurre en Bolivia, parcialmente en Ecuador y de facto en Venezuela.

(ii) Extensa duración de los contratos, sin obligaciones de exploración sustantiva, ni de restitución de áreas exploradas sin éxito y sin pago de rentas por la ocupación de superficies. En el contrato para el Bloque San Alberto de Bolivia, la duración se fijó en 40 años extensible hasta 50, algo muy poco frecuente en la moderna práctica internacional de los contratos de hidrocarburos.

(iii) Exención de la aplicación de las mejores prácticas de la industria y de la obligación de alcanzar la máxima recuperación de los hidrocarburos in situ. Así, cuando baja la rentabilidad del yacimiento, la empresa puede abandonar la actividad. Esto ocurre en todos los contratos analizados.

(iv) Libertad Operativa. La compañía es la que establece los planes de exploración, desarrollo y producción. Ocurre de facto en la mayoría de los contratos analizados: Bolivia, Perú (Lote 56, proyecto para la exportación del 100% de la producción y Lote 88, donde Repsol YPF tiene libre disposición de la producción tras satisfacer la demanda interna) y Ecuador, con la obligación de que sea aprobado por el Ministerio de Energía.

(v) Venta en el mercado interno a precios internacionales. Se pagan en el mercado interno los combustibles como si fueran importados, perdiendo la ventaja para los ciudadanos de ser país productor. Esto sucede en los casos de Ecuador y Bolivia.

(b) Aspectos fiscales

(vi) Carga fiscal aligerada. Se pagan impuestos a los beneficios petroleros equivalentes al impuesto ordinario aplicable a cualquier negocio, en promedio alrededor del 30%. En Venezuela el pago de la regalía lo asumía PDVSA (empresa pública), y Repsol YPD sólo pagaría el impuesto de sociedades del 34%, siempre y cuando hubiera reportado ganancias.

(vii) Exención del pago de impuestos. Eliminación o disminución de primas por firma del contrato, aportaciones para obras sociales y desarrollo comunitario y contribuciones a la investigación científica y tecnológica. Exención de impuestos a la importación de equipos y materiales, a la exportación de hidrocarburos y a la repatriación de beneficios. Eliminación de la obligación de reinversión de utilidades. Todo ello sucede en el caso del contrato de Ecuador. En el caso de Perú (Lote 56) la exportación está exenta de todo tributo.

(viii) Descuentos en la base imponible para establecer el pago de regalías e impuestos. Aplicación de rebajas en la carga tributaria

cuando la producción se destina a la exportación, menor pago de regalías e impuestos e imputación de todo tipo de costos para efectos del cálculo del impuesto de sociedades. En Perú el volumen de producción no se mide en la boca del pozo sino kilómetros más lejos, lo que implica que el gas quemado no paga regalía ni computa como producción³¹.

(c) Aspectos ambientales

(ix) Uso ilimitado de los hidrocarburos producidos en la explotación para el funcionamiento de la misma: para reinyectar, generar electricidad, ventear o quemar, sin costo, libre de impuestos y sin necesidad de autorización ministerial. También se establece la utilización sin restricción de aguas y materiales naturales de construcción requeridos para la operación, lo cual es una invitación a la depredación de la naturaleza³². El contrato de Ecuador permite utilizar sin restricción aguas y materiales naturales de construcción requeridos para la operación - el consumo de agua para las operaciones es de 99 barriles por cada barril de petróleo-. El contrato del Lote 88 en Perú, faculta durante los seis primeros años al contratista a utilizar para sus operaciones y, sin costo alguno, los hidrocarburos producidos, así como a extraer los líquidos de cualquier producción de gas y quemar el gas asociado cuando no sea reinyectado o comercializado.

(d) Garantías especiales y otros aspectos

(x) Solución de controversias en tribunales internacionales. El Estado productor renuncia a utilizar los tribunales nacionales y acuerda que se puedan resolver controversias mediante arbitraje en tribunales extranjeros, en particular el CIADI, que forma parte del grupo Banco Mundial. Es el caso de los contratos estudiados para Perú, Bolivia y Ecuador. Los Estados frágiles tienen muchas dificultades para defender sus intereses en instancias como el CIADI.

(xi) Estabilidad de la carga tributaria. El Estado renuncia a elevar la carga tributaria aunque la renta petrolera aumente fruto del aumento del precio de los hidrocarburos o descubrimiento de nuevos yacimientos. En Bolivia, la carga fiscal también se mantendría estable durante la vigencia del contrato, es decir; por 50 años.

(xii) 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. El Estado ecuatoriano garantiza todos esos extremos en el contrato en el Bloque 16. El contratista goza de

garantías de estabilidad tributaria y cambiaria a los largo de la vida del contrato en el caso de Perú (Lote 88).

(xiii) Escasas o nulas obligaciones con el tejido productivo local. Son muy escasos los programas de formación de personal local y no se otorga prioridad a la adquisición de bienes y servicios proporcionados por empresas locales (laxitud en las cláusulas de contenido nacional), mermando las economías de escala que las explotaciones de hidrocarburos debieran provocar en el país. Esto ocurre en todos los contratos analizados.

¿Cuánto gana Repsol YPF con estos contratos?

Como se ha podido ver, las legislaciones en materia de hidrocarburos en los años 90 y los contratos firmados por Repsol YPF en esa época, fueron muy favorables a la compañía. La falta de información detallada ofrecida por la empresa (no se ofrecen datos desagregados por país excepto en el caso de Argentina, su principal fuente de beneficios) y por los Estados (es difícil acceder a contratos y a información sobre impuestos cobrados por compañía) impide el conocimiento cierto de hasta qué punto las grandes ventajas obtenidas en la negociación de los contratos se tradujeron en beneficios “desmesurados” para la compañía, que explican las modificaciones posteriores de los Gobiernos de varios países de la muestra. Por este motivo, Intermón Oxfam se ha visto obligada a estimar las ganancias obtenidas por Repsol YPF a través de un ejercicio de simulación que a continuación presentamos.

El análisis económico de los contratos de Repsol YPF permite estimar tanto la rentabilidad de las inversiones como la renta petrolera acaparada por la compañía. Si bien estos resultados son ejemplos muy sugerentes, reconocemos que la estimación sobre la rentabilidad final obtenida por la empresa posiblemente carece de todos los elementos necesarios para comprender los acuerdos realizados en el contexto de la negociación de un portafolio más amplio entre Repsol YPF y cada país, y las necesarias inversiones a realizarse. Los detalles sobre estos aspectos no son de dominio público y, por lo tanto, no es posible incorporarlos. Pero tampoco se incorpora en este análisis la valoración económica de las pérdidas “no resarcidas” por la empresa como producto de impactos negativos sobre comunidades indígenas y campesinas, y sobre el medio ambiente.

Las estimaciones que se presentan en esta sección están basadas en la investigación realizada por Víctor Rodríguez Padilla para Intermón

Oxfam, sintetizada en un informe de investigación por Deborah Itriago³³, y se han realizado aplicando el sistema fiscal establecido en el contrato -según las distintas regulaciones- a un “yacimiento hipotético” (véase anexo 2 para detalles)³⁴ representativo del promedio de una explotación petrolera, y observando cómo se comportan el flujo de caja y los indicadores financieros. Esta técnica es utilizada cotidianamente por las compañías petroleras.

Con el fin de facilitar la comprensión de este ejercicio de simulación indicamos a continuación las fases del proceso:

- i) se expone la metodología y los rasgos del yacimiento estándar considerado para estimar los beneficios de cada contrato;
- ii) se aplican los regímenes fiscales vigentes a cada contrato sobre ese yacimiento estándar, obteniendo así información relativa a la Tasa Interna de Retorno (o tasa de interés por la cual se recupera la inversión, TIR)³⁵ y rentabilidad en cada caso;
- iii) a partir del establecimiento de lo que se ha considerado una *regalía sostenible* conforme a la realidad del sector -la que permitiría a la empresa conseguir una TIR entre el 15% y el 25%- se determina cuánto dejaron de ingresar los estados por establecer regalías (impuestos) inferiores a la “sostenible”. Esta pérdida de recaudación se la ha denominado “regalía eludida”; y
- iv) el valor de la “regalía eludida” se ha cuantificado en millones de dólares y se ha comparado con las inversiones sociales que el Estado podría haber realizado con esos recursos.

Se ha considerado como supuestos del modelo un yacimiento *estándar* de 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente producidos a lo largo de 17 años (3 años de exploración más 14 de producción), se ha trabajado bajo la hipótesis de un precio de 50 dólares por barril³⁶ y suponiendo una tasa de actualización³⁷ del 10 %. En esas condiciones, Repsol YPF obtendría en los contratos analizados una rentabilidad antes de impuestos de 6,4 a 1 (se obtienen 6,4 dólares por cada dólar invertido) a lo largo del proyecto. A efectos de este ejercicio, y ante la imposibilidad de conocer y poder analizar un contrato en Argentina, hemos utilizado las condiciones contractuales generales expuestas en secciones anteriores para el mismo yacimiento tipo expuesto³⁸. En este ejercicio de simulación, la renta petrolera generada a lo largo de la vida del proyecto en cada país sería de 2.160 millones de dólares

antes de impuestos, a repartir entre el Estado y la compañía según la normativa de cada país y cada contrato.

Tabla 5. Rentabilidad y Reparto de la Renta Petrolera según los contratos de Repsol YPF en AL Proyecto de Exploración & Producción para 17 años

	TASA ACTUALIZACIÓN 10%			
	Tasa Interna de Retorno o Rentabilidad Promedio Anual 6/	Rentabilidad del Proyecto (17 años) 7/	Reparto de la renta petrolera 8/	
	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
Nueva regulación: Plan Argentina ajustado (2004-2006)	43	224	32	68
Bolivia 2/				
Antes de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 (hasta Mayo 2005).	60	381	57	43
Ecuador 3/				
Área Tivacuno (Bloque 16)1996	52	300	44	56
Nueva regulación: 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
Nueva regulación: Empresas Mixtas (a partir de 2006)	40	196	27	73

Fuente: Itriago (op. Cit.).

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. La producción se prolonga durante 14 años más 3 años de exploración. 1. Régimen fiscal para concesiones Ley 17.139. A partir de 2007 el sistema fiscal tipo Plan Argentina sólo 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. Es la tasa de interés por la cual la sumatoria de los valores presentes de los costos es igual a la sumatoria de los valores presentes de los beneficios. 7. Resultado de dividir el beneficio neto actualizado del contratista entre la inversión actualizada. El beneficio neto es el resultado de restar a los ingresos del proyecto todos los costes operativos incluyendo la inversión. 8. Valor de la producción (producción x precio) menos costos operativos y de capital. Las cifras actualizadas están expresadas al valor presente neto con una tasa de actualización del 10%.

La Tabla 5 refleja por una parte, las *rentabilidades* que la empresa obtendría, bajo las condiciones del supuesto, después de impuestos, tanto con las reglas iniciales como con las nuevas reglas fiscales. En el peor de los supuestos, esa rentabilidad promedio anual es de 32%, es decir, 32 centavos de dólar de beneficios por cada dólar invertido y en el mejor podría haber alcanzado hasta un 65% (65 centavos de dólar por cada dólar invertido)

Para comparar la rentabilidad que, según nuestra estimación, podría haber alcanzado Repsol YPF merece la pena considerar la que se alcanza por un valor seguro y que opera como refugio para los inversores: los bonos del tesoro americano, que brindan una ganancia de 3 centavos por dólar invertido (3% de rentabilidad). Por otra parte, una ganancia de 30 centavos por dólar invertido (30% de rentabilidad) se considera magnífica en cualquier bolsa de valores. En concreto, la Bolsa Española (IBEX35) ha tenido una rentabilidad media del 10,17% anual (es decir; 10 céntimos de euro por cada euro invertido). La Bolsa Norteamericana (Dow Jones) ha tenido una rentabilidad media de 9,16% anual (es decir; 9 centavos de dólar por cada dólar invertido). En Argentina la rentabilidad media del índice Merval de los últimos 13 años ha sido de 11,71% y en Brasil el Índice Bovespa ha sido de 23,21% en los últimos 13 años.

En la tabla 5 también se observa que la distribución de la renta petrolera en los noventa o antes de los cambios recientes en la regulación para el caso de Argentina, Bolivia y Venezuela, se habrían repartido en favor de la empresa.

Los convenios operativos de Venezuela permitirían a Repsol haber obtenido hasta 2004 hasta un 64% de la renta petrolera. Los contratos más recientes o vigentes, sin embargo, podrían estar revirtiendo esta situación, permitiendo en algunos casos que el Estado retenga hasta un 81% de la renta, como ocurre en Ecuador en 2006, si bien la rentabilidad de la empresa seguiría siendo positiva en todos los casos, y muy elevada en algunos de ellos.

A efectos de este informe se considerará una ganancia *sostenible* aquella que permita a la empresa obtener una Tasa Interna de Retorno (TIR) en sus proyectos de exploración y producción, que oscile entre el 15% y el 25% una vez aplicado el sistema fiscal (ver *anexo 2*). Las compañías petroleras del mundo entero sitúan entre el 10% y el 15% el umbral mínimo de TIR para realizar una inversión. Para contemplar un escenario que no pueda ser considerado restrictivo, y cubrir sobradamente el posible coste de supuestos no contemplados en la simulación, hemos establecido un TIR del 25% como banda superior de la ganancia sostenible, por encima de la cual

puede considerarse muy elevada o incluso excesiva, por más que haya sido acordada en condiciones establecidas en contratos legales y vigentes.

La Tabla 6 presenta de manera simplificada cuál debería ser el impuesto a pagar por la empresa –y por tanto, el ingreso a recibir por el Estado- para mantener su tasa de retorno en el 15% y el 25%. Así, consideraremos regalía *sostenible* la que permite a la empresa alcanzar esos retornos y al Estado conservar el resto del ingreso petrolero. Comparamos esa regalía sostenible con la regalía *efectivamente aplicada* en función de las distintas épocas y regulaciones. De ese modo, podremos establecer la magnitud de lo que sería la regalía *eludida*, que el Estado estaría dejando de cobrar debido a las condiciones establecidas en los contratos y estaría dando lugar a un lucro desmesurado.

**Tabla 6. Regalía eludida contratos de Repsol YPF en América Latina
Proyecto de Exploración & Producción para 17 años**

Argentina	Plan Argentina (Carlos Menen)	Plan Argentina Ajustado (2004-2006)	
% Regalía convenida	12,0	43,0	
% Regalía sostenible TIR 15% (1)	76,4	76,4	
% Regalía sostenible TIR 25%	66,6	66,6	
Regalía eludida (pp) - TIR 15% (2)	64,4	33,4	
Regalía eludida (pp) TIR 25%	54,6	23,6	
Bolivia	Antes de la Ley de Hidrocarburos Nº 3058 (hasta Mayo 2005)	Después del Decreto Nº 2870 (a partir de Mayo del 2006)	
		Periodo de transición	Post transición
% Regalía convenida	18,0	82,0	50 – 69,6
% Regalía sostenible TIR 15%	77,0	77,0	77,0
Regalía eludida (pp) TIR 15%	59,0	-5,0	7,4 – 22,0
Ecuador	1996	2006	
% Regalía convenida	22% entre 5 y 10 mil barriles día	53,1% entre 5 y 7 mil barriles día	
% Regalía sostenible TIR 15%	72,2% de 5 a 10 mil barriles día	72,1% entre 5 y 7 mil barriles día	
% Regalía sostenible TIR 25%	61% de 5 a 10 mil barriles día	61,3% entre 5 y 7 mil barriles día	
Regalía eludida (pp) TIR 15%	50,2 de 5 a 10 mil barriles día	19 entre 5 y 7 mil barriles día	
Regalía eludida (pp) TIR 25%	39 de 5 a 10 mil barriles día	8,2 entre 5 y 7 mil barriles día	
Perú	Bloque 88	Bloque 56	
% Regalía convenida	37,4	40,0	
% Regalía sostenible TIR 15%	76,4	79,1	
% Regalía sostenible TIR 25%	66,6	72,0	
Regalía eludida (pp) TIR 15%	39,0	39,1	
Regalía eludida (pp) TIR 25%	29,2	32,0	

Venezuela	Convenios Operativos 1992-2004	Empresas Mixtas a partir de 2006
% Regalía convenida	0,0	33,3
% Regalía sostenible TIR 15%	75,8	72,8
% Regalía sostenible TIR 25%	65,4	59,3
Regalía eludida (pp) TIR 15%	75,8	39,5
Regalía eludida (pp) TIR 25%	65,4	26,0

Fuente: Itriago (op. Cit.).

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. La producción se prolonga durante 14 años y 3 años son de exploración. 1.- La regalía sostenible es la tasa de regalía que permite a la compañía obtener una tasa interna de retorno de 15% o del 25% según sea el caso. 2.- La Regalía eludida = Diferencia en puntos porcentuales entre la regalía sostenible y la regalía convenida según el sistema impositivo del momento, que el Estado dejó de cobrar y que hubiesen permitido una TIR del 15% o del 25% para la empresa. 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 2).

Los valores arrojados por la tabla anterior nos permitirían concluir que, en cualquiera de los casos, Repsol YPF ha disfrutado de condiciones que le han permitido una alta rentabilidad pagando regalías a los estados que están holgadamente por debajo de lo que Intermón Oxfam considera sostenible para los países productores y justo, de manera que se asegure también una adecuada remuneración a la empresas. Según este supuesto, en el mejor de los casos los Gobiernos estarían perdiendo “sólo” un 30% de las regalías, como es el caso de Perú (ingresos públicos) y en el peor de los casos esta pérdida de ingresos llegaría al 65,4%, como ocurre en el caso de Venezuela.

Si bien las reformas emprendidas por la mayor parte de estos países ha permitido corregir en parte este importante desequilibrio, es también cierto que excepto en el caso boliviano (durante el período de transición) los gobiernos parecen haber optado por no “agotar” su capacidad recaudatoria hasta el máximo.

Así, la Tabla 6 muestra que en Argentina frente a la regalía existente del 12% en el período del Plan Argentina, la “regalía sostenible” se habría situado en el 67% permitiendo una tasa de retorno del 25% para la empresa. La regalía eludida habría sido entonces de 55 puntos porcentuales. En los años posteriores el impuesto directo subió hasta el 43%, pero todavía podrían haberse agregado otros 24 puntos porcentuales más para alcanzar una regalía sostenible. En Bolivia se pagaba el 18% cuando para permitir una ganancia suficiente para un retorno del 15%, se podría haber cobrado un 77%. En el período de transición, los ajustes por parte del Gobierno boliviano situarían la ganancia de la empresa por debajo de ese 15%.

En la Tabla 7 se calcula en qué proporción el excedente que obtendría Repsol YPF por encima de la ganancia mínima sostenible permitiría financiar el gasto público anual en salud y educación de cada país en 2005. Para realizar la comparación, se expresa esa ganancia sostenible en millones de dólares, que corresponden al monto obtenido por la firma cuando la TIR del proyecto de inversión alcanza un mínimo de 15%.

Tabla 7. Excedente obtenido por Repsol YPF comparado con el gasto social de los países Proyecto de Exploración & Producción para 17 años

	Lo que permite el contrato (mill \$)	Lo "sostenible" (mill \$)	Excedente (mill \$)	Excedente anualizado (mill \$)	Gasto Educ.2005 (mill \$)	Gasto Salud 2005 (mill \$)	Gasto Educ + Salud 2005 (mill \$)
	6	7	8 = 6 - 7	= 8/17 años			
Argentina 1/					8.243,55	8.060,36	16.304,21
Plan Argentina (Carlos Menen)	1302	175	1127	66	0,80%	0,82%	0,41%
Plan Argentina ajustado (2004-06)	760	175	585	34	0,42%	0,43%	0,21%
Bolivia 2/					689,21	330,44	1.019,66
Antes de la Ley de hidrocarburos N° 3058 (hasta Mayo 05)	1283	176	1107	65	9,45%	19,71%	6,39%
Ecuador 3/					966,86	446,28	1.413,14
Área Tivacuno 96	1023	228	795	47	4,86%	10,53%	3,32%
Área Tivacuno 06	506	197	309	18	1,86%	4,03%	1,27%
Perú 4/					2.463,20	1.271,36	3.734,56
Licencia Lote 88	858	175	683	40	1,62%	3,15%	1,07%
Licencia Lote 56	1160	183	977	57	2,31%	4,48%	1,52%
Venezuela 5/					7.241,13	2.317,12	9.558,25
Convenios Operativos hasta 2004	1426	175	1251	74	1,02%	3,19%	0,77%
Empresas Mixtas (a partir de 2006)	663	170	493	29	0,40%	1,25%	0,30%

Fuente: Itriago (op. Cit.). Las cifras sobre el gasto público en educación y salud provienen de la CEPAL, Panorama Social 2007 y del Banco Mundial 2005.

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. La producción se prolonga durante 14 años y 3 años son de Exploración. 1. Régimen fiscal para concesiones Ley 17.139. A partir de 2007 el sistema fiscal tipo Plan Argentina sólo 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%.

Según el cuadro anterior, en Bolivia antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos vigente Repsol YPF habría obtenido del contrato una ganancia por encima del 15% de TIR por valor de 65 millones de dólares, o lo que es lo mismo, cada boliviano habría dejado de ingresar 7,08 \$ en inversión pública³⁹ (para una población de 9 millones de personas en el año 2005), mientras la inversión per cápita en educación era de 75\$ y la de salud a 36\$ en ese mismo año. Sólo con los 65 millones de dólares de excedente en este contrato, Bolivia podría haber:

- Cubierto el gasto en educación de 866.000 personas ese año o el gasto en salud de 1.167.000 personas.
- Aumentado el gasto en educación de todos los bolivianos en un 9% o el gasto en salud en un 20%.

Del mismo cuadro puede destacarse también, que Perú en el año 2005, podría estar perdiendo cerca de un 2,59%⁴⁰ de su gasto en educación y en salud anual por la ganancia por encima del 15% de TIR para Repsol YPF: 97 millones de dólares procedentes de los dos lotes analizados explotados por la compañía. El gasto per cápita en educación era de 90 dólares y el de salud de 47 dólares para el año 2005, con lo cual con esos recursos se podría haber financiado la educación de 1.077.000 peruanos, o cubierto el gasto sanitario de más de dos millones de peruanos y peruanas.

Del análisis realizado se pueden sacar algunas conclusiones:

- Las ganancias que, bajo los supuestos establecidos, habría obtenido la compañía son excesivos, trasladando un importante volumen de riqueza de una tierra pobre a los bolsillos de sus accionistas, ajenos a esta realidad.
- Las regalías -impuestos directos a la extracción de hidrocarburos- establecidas en los noventa eran muy bajas, dejando una parte muy sustancial de la riqueza de los hidrocarburos a Repsol YPF, y una parte mucho menor a los países dueños de los recursos. Aunque esas condiciones se acordasen y firmasen con los Estados -ya hemos visto que en ocasiones en condiciones de dudosa legalidad- Intermón Oxfam, como una parte importante de la sociedad civil de estos países, considera estos contratos inaceptables por la vulneración de derechos sociales básicos de los ciudadanos, como la salud y la educación.
- El potencial de financiación de los servicios sociales básicos con los ingresos del gas y el petróleo en la región son muy elevados, y esos ingresos extraordinarios deberían ser aprovechados tanto para esos fines como para otros más amplios de desarrollo productivo.

5. Transparencia y participación social, antídoto frente a corrupción y acuerdos injustos

En el campo de la producción de hidrocarburos puede señalarse que la transparencia es la excepción y no la regla. Y esta afirmación general sirve en primer lugar para las compañías, pero también para la mayor parte de los países. Parecen existir numerosos intereses por mantener la mirada pública y la vigilancia social lejos de un sector que mueve cientos de miles de millones de dólares cada año.

Tanto en la negociación y supervisión del cumplimiento de condiciones contractuales, como en la distribución de los ingresos generados para los Estados por estas actividades pueden surgir obstáculos al “bien común”. Esos obstáculos podrían referirse al establecimiento de acuerdos contrarios a los intereses de la ciudadanía –aunque puedan ser adecuados coyunturalmente para un Gobierno- o bien a casos de corrupción, ya sea al interior del Estado o en la relación entre Estado y sector privado.

Por ello, en el ámbito de las industrias extractivas, son imperativas las políticas de plena transparencia y acceso a la información en la gestión pública y privada, por un lado, y la vigilancia social ejercida por organizaciones y movimientos sociales y ciudadanos, por otra.

El sector de los hidrocarburos es particularmente opaco en relación con otros sectores de la economía. Su condición “estratégica” para los Estados, y las ingentes sumas de dinero que son negociadas y distribuidas en el negocio de la exploración, producción y comercialización parecen dos buenas razones que explican esta circunstancia.

La falta de transparencia puede encontrarse en diferentes momentos:

- i) en el proceso de licitación y negociación contractual. La mayoría de los contratos no son de dominio público, y cada contrato se negocia según condiciones particulares, existiendo en no pocos casos cláusulas de confidencialidad. En el caso que nos ocupa, sólo hemos tenido acceso a determinados contratos. Como buena práctica cabe señalar que el actual Gobierno boliviano ha dado a conocer vía Internet la mayoría de los contratos suscritos tras la nacionalización.
- ii) la recaudación de los impuestos. Lo habitual es que los Estados ofrezcan cifras agregadas –total de regalías cobradas

en el país - mientras, por su parte, las empresas ofrecen cifras agregadas que reúnen en una sola magnitud los impuestos pagados en varios países. De ese modo no es posible saber cuánto se pagó realmente en el marco de cada contrato y en cada país. Ese ocultamiento de cifras específicas, dentro de magnitudes agregadas, ha dado lugar a algunos casos de corrupción, como el desvelado por la denuncia sobre la política seguida por la francesa Elf Aquitaine (hoy Total) en la República del Congo. Según Transparencia Internacional, esta empresa “compró” a la élite gubernamental congoleña y utilizó su influencia para actuar como prestamista del Estado, que hipotecó la renta petrolera presente y futura⁴¹.

- iii) La distribución de los recursos procedentes de los ingresos por hidrocarburos, en el marco del ciclo completo de gestión presupuestaria. Esa información se complica aún más cuando hay un reparto entre Gobierno central, regional y local de la renta del gas y el petróleo, como ocurre en el caso particular de Bolivia. El Índice latinoamericano de transparencia presupuestaria⁴² elaborado desde 2001 hasta 2007 para nueve países, revela que países ricos en hidrocarburos como Ecuador, Venezuela y Bolivia ofrecen niveles de transparencia presupuestaria bajos (menor transparencia) en relación al resto de países; México, país productor, sería la excepción.

Más transparencia, mejor desarrollo: iniciativas Internacionales

Una de las respuestas que se ha dado al problema de opacidad presente en este sector ha sido la creación de iniciativas internacionales, en muchos casos asociadas o promovidas por redes de la sociedad civil, que buscan presionar tanto al sector público como al sector privado para lograr mayor transparencia.

En este sentido, la de mayor peso es la Iniciativa para la Transparencia de la Industria Extractiva (ITIE), una iniciativa *multistakeholder* de carácter voluntario que surge en 2003 y cuenta con la participación de gobiernos, empresas, organismos internacionales y redes de la sociedad civil. Su objetivo es promover la transparencia tanto en los pagos efectuados por las empresas como en los ingresos que obtienen los Estados por este concepto. Forman parte de la ITIE 37 de las más importantes compañías extractivas del mundo, entre ellas Repsol YPF. Perú es el único país analizado en este informe que se ha adherido a la iniciativa, al igual que España.

Pese a su importancia, tras cinco años de existencia los resultados de la iniciativa han sido muy limitados, con el inconveniente principal de la voluntariedad de sus contenidos. Así, al igual que las iniciativas de Responsabilidad Social Corporativa, es sencillo suscribir los principios de la ITIE, porque no existen mecanismos formales de vigilancia y supervisión de su cumplimiento. Repsol YPF es un buen ejemplo, al ser la única empresa española que es parte de la ITIE desde finales de 2003, pero continua sin desglosar adecuadamente sus resultados y aportaciones por países.

La sociedad civil participa en ITIE principalmente a través de la red Publish What You Pay⁴³ (PWYP), coalición internacional formada por más de 350 asociados de 50 países, que tiene como objetivo asegurar que las empresas extractivas declaren detalladamente sus pagos a los Estados de los países donde operan; con el fin de que la sociedad civil del país pueda fiscalizar los ingresos públicos que se generan. Recientemente, esta red ha ampliado sus objetivos al de: PWYEarn (reclamando la declaración detallada de los beneficios obtenidos por la empresa), PWYSpend (reclamando a los Estados que informen del destino que dan a los ingresos que genera la actividad extractiva) y PWY Should pay and you Don't pay (referido a la necesidad de transparencia en procesos de licitación y con vocación de conocer y analizar las condiciones contractuales con el Estado). La campaña PWYP presiona para que en los países se aprueben marcos normativos que obliguen a las empresas a esta transparencia. Intermón Oxfam es la única organización no gubernamental española miembro de la red internacional PWYP.

En mayo de 2008 el Banco Mundial presentó una nueva iniciativa de transparencia, la EITI++, que contempla ampliar la cadena de trabajo en transparencia en el sector extractivo; desde la licitación y firma de contratos hasta la orientación del gasto y utilización coherente de los ingresos percibidos en función de los objetivos de desarrollo del país (ambos aspectos excluidos de ITIE). Una iniciativa positiva en el contenido aunque preocupante en su ejecución, ya que la propuesta del BM parece apuntar a una participación puramente consultiva de la sociedad civil, privándola del rol motor que desempeña en la ITIE.

La transparencia en los países ricos en hidrocarburos

Al igual que no se ha conseguido información de Repsol YPF, tampoco se ha podido obtener de los Estados de la muestra, información sobre el detalle del contenido de los contratos, el ingreso recabado por el estado o el reparto de la renta petrolera entre empresas y Estados.

Sin embargo en materia de legislación, se puede señalar que los países estudiados en este informe han avanzado en la incorporación de la transparencia y el derecho de acceso a la información en sus marcos legales, aunque sólo en algunos se han concretado en leyes. En el caso boliviano, se estableció el Decreto de transparencia y acceso a la información gubernamental número 27329 en 2004 y está en curso la elaboración de una ley específica. En el caso de Ecuador, se cuenta con la Ley orgánica de transparencia y acceso a la información pública desde 2004, mientras Perú dispone de la Ley de transparencia desde 2002 (reformada en 2003). Una “ley de transparencia” no es, no obstante, una garantía por sí sola, pero expresa una voluntad política, que es condición necesaria para la generalización de informes públicos accesibles, y permite dar importantes pasos en la dirección correcta.

Otro elemento importante a tomar en consideración al hablar de transparencia es la legislación de los países de origen de las empresas. Ésta puede incluir regulaciones que obliguen a sus empresas a publicar información detallada en cada país donde opera, como ocurre en Canadá. Recientemente, el Congreso Estadounidense ha introducido para su discusión una nueva legislación que, de aprobarse, establecerá que las empresas registradas en el “Securities and Exchange Commission” deberán publicar los pagos hechos a gobiernos país por país⁴⁴. Esta legislación puede tener un efecto positivo y significativo, ya que no sólo afectará a las empresas norteamericanas sino a todas las grandes multinacionales del sector (Exxon Mobil, Shell, Total, BP y también Repsol YPF).

Por otra parte, en diciembre de 2005 fue aprobada en España, con el impulso de la coalición internacional PWYP e Intermón Oxfam, junto con otras organizaciones sociales, la Proposición No de Ley por la transparencia de las industrias extractivas, en la que entre otras propuestas, se insta al Gobierno español a impulsar en el marco estatal, europeo e internacional el establecimiento de normativas que

exijan a las empresas extractivas la publicación de los pagos efectuados en cada uno de los países en los que operan.

Cuadro 3. Promoviendo la transparencia en la gestión del petróleo en Chad y Mauritania

Las protestas y huelgas por el aumento del precio del combustible generan en Europa un gran revuelo mediático. Al contrario de lo que podría pensarse, ese encarecimiento del crudo no supone una mejora en la calidad de vida para los habitantes de países productores de petróleo en el Sur.

Mauritania empezó a explotar sus pozos de petróleo en febrero de 2006, tras 20 años de dictadura. En el sistema de regadío del país, los campesinos suben el agua del río con bombas que funcionan con combustible. Cuanto más sube el precio del combustible, más aumenta el coste de producción. En algunos casos, el importe para lanzar la campaña agrícola es tan alto que mucha gente ya no puede cultivar.

El reto de Intermón Oxfam en Mauritania es contribuir a la puesta en marcha de políticas de inversión que den prioridad a la utilización de los ingresos del petróleo en los servicios sociales básicos para reducir la pobreza y la miseria en las poblaciones rurales. Además, buscamos crear condiciones propicias para que los ciudadanos ejerzan sus derechos sociales, económicos, ambientales y culturales.

En Chad, importante exportador de crudo desde 2002, hay pocas gasolineras y el combustible se vende en bidones en las calles. Es el reflejo del continente entero, que a pesar de producir el 12% del crudo mundial, no ha desarrollado el refino y depende del carburante importado de Europa, cada día más caro. El acuerdo inicial, auspiciado por el Banco Mundial de que el 12,5% del beneficio total se invertiría en sectores como sanidad, educación, medio ambiente, agua y desarrollo rural se vino abajo con la crisis en Darfur y al conflicto armado con Sudán.

Gilbert Maoundonodji, coordinador de GRAMP (grupo de investigaciones alternativas y de monitoreo del proyecto petróleo Chad-Camerún), afirma que “los países africanos que no disponen de recursos naturales se han desarrollado cuatro veces más que los que tienen petróleo”. Pero cree que esta situación puede cambiarse con mayor participación ciudadana que asegure que la riqueza que genera el petróleo recaiga en su propio desarrollo. Su organización ha elaborado estudios que desvelan los efectos contaminantes de la explotación del petróleo o la crítica situación laboral de los trabajadores, que sirven de base para presentarse frente a las multinacionales y exigir que cambien su forma de actuar.

Intermón Oxfam da apoyo técnico y financiero a organizaciones como la que lidera Gilbert para que las comunidades ejerzan sus derechos, exigiendo a sus gobiernos transparencia en la gestión de la renta petrolera.

Fuente: Intermón Oxfam.

La transparencia de Repsol YPF

Repsol YPF es la primera y única empresa española firmante de la iniciativa ITIE, lo que constituye un hito importante. La compañía tiene en cualquier caso que avanzar en materia de transparencia ya que ofrece cifras desagregadas a escala nacional tan sólo para Argentina, quedando el resto de países de la región agrupados bajo un genérico "América del Sur y América Central", a pesar de que las condiciones son diferentes en cada país y en cada contrato. Por otro lado, en los balances públicos, los datos de pagos de impuestos los ofrece agregados con otros conceptos, lo que impide conocer cuál es el aporte fiscal exacto que Repsol YPF realiza siquiera en las sub-regiones.

A los efectos de esta investigación, ha resultado imposible obtener condiciones contractuales completas para los países de la muestra. Intermón Oxfam ha transmitido a Repsol YPF esta inquietud junto con un resumen explicativo del objeto de este informe. Si bien se han mantenido conversaciones con la compañía, Repsol YPF finalmente ha optado por no facilitar la información requerida por Intermón Oxfam.

En una evaluación sobre el grado de transparencia de 25 grandes empresas del sector elaborado por el OSI⁴⁵ en 2005 se observa que quince de las compañías incluidas en la evaluación obtienen un 0 (Repsol un 2%) en el indicador correspondiente a transparencia en los pagos de impuestos. Una de las razones que explican estos resultados tan bajos es precisamente esa práctica de presentar datos segmentados geográficamente por sub-continentes o regiones. En la evaluación global⁴⁶ de la transparencia de las empresas del sector, se observa que veintitrés de las veinticinco empresas tenidas en cuenta obtienen una puntuación inferior al 30%. Repsol YPF ostentaba una posición bastante pobre en ese estudio, ocupando la posición 19 de 25 en lo que a transparencia se refiere.

Por otra parte, un informe reciente de Transparencia Internacional⁴⁷ sitúa a Repsol YPF en una posición algo más aventajada, en la categoría de transparencia "media". Sin embargo, esta mejora se debe exclusivamente a la incorporación de nuevos programas contra la corrupción y no a una mayor divulgación de pagos o mayor transparencia operativa en contratos. Preguntada al respecto Repsol YPF aduce problemas por la existencia de cláusulas de confidencialidad en sus contratos. No deja de ser significativo que en Argelia, empresas del sector como StatoilHydro (Noruega) y Talisman Energy (Canadá)⁴⁸ sí hagan un desglose de los pagos

efectuados, impuestos y royalties, en tanto Repsol asegura no poder facilitar esa misma información.

Algunos aspectos concretos de la transparencia de Repsol YPF se enumeran en el siguiente cuadro.

Tabla 8. Política Corporativa y Transparencia: Repsol YPF

Aspectos positivos	Aspectos negativos
<ul style="list-style-type: none"> • Empresa firmante de la Iniciativa para la transparencia de la industria extractiva (ITIE). • La transparencia, definida como “una información adecuada y fiel de lo que se hace” figura entre los cuatro “valores éticos” de la empresa, aunque no hay mecanismos públicos para su verificación. • Repsol YPF logró ser clasificada como empresa de transparencia “media” por un informe reciente de TI. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es una de las petroleras menos transparentes según un estudio de OSI 2005. Esta valoración sin embargo contrasta con la que le otorgó el índice “Dow Jones Sustainability” en 2006, considerando a Repsol YPF como la empresa más transparente del sector. • No publica datos desagregados por países y por rubros específicos en sus informes anuales, ni en otros documentos de acceso público. • No publica sus pagos a Estados (regalías, impuestos, etc.) a pesar de que hacerlo figura entre las acciones a que se compromete por ser parte de la ITIE. • Entre 2005 y 2008 no se observó una mejora ni en la transparencia de pagos y operativa, incluyendo la divulgación de contratos.
<p>Fuente: elaboración propia.</p>	

6. Conclusiones y recomendaciones

Los hidrocarburos constituyen una enorme fuente de ingresos para un número significativo de países en desarrollo, y el contexto mundial de altos precios no hace sino incrementar los atractivos de la explotación del petróleo y el gas. Estos ingresos podrían cubrir las importantes necesidades de desarrollo de los países productores, en especial, en lo referido a servicios sociales básicos como salud y educación.

La explotación de los hidrocarburos requiere de grandes inversiones de capital así como de tecnologías avanzadas. En algunos casos las empresas estatales pueden afrontar esas condiciones, pero no es la norma general, por lo que es preciso establecer las condiciones legales de partida para que se produzca una colaboración satisfactoria entre Estado y empresas para una explotación de esos recursos acorde con los planes de desarrollo nacionales y en condiciones que le sean favorables a su ciudadanía. Hasta ahora, ganancias excesivas para las empresas y falta de transparencia han sido las dos señas de identidad principales del negocio petrolero.

En América Latina, la explotación de los recursos hidrocarburíferos no ha dejado suficientes beneficios. En la década de los noventa se propiciaron políticas y normas muy favorables a los intereses de la industria, que se han revertiendo en algunos casos, para recabar para el Estado una mayor proporción de la renta del gas y del petróleo, ante las protestas de compañías transnacionales y Gobiernos de los que son originarias, como el español.

Sin embargo, el análisis de las normativas y contratos que se ha realizado en este informe invita a pensar que las modificaciones responden al legítimo derecho de los Gobiernos a defender los intereses del país y a revertir una situación que deja una parte sustancial y excesiva de la riqueza del gas y el petróleo a favor de las empresas.

El acceso a la información en este campo es muy deficiente: predomina la opacidad y la ocultación de información a la ciudadanía y a la opinión pública. Los contratos en la mayoría de los casos no son públicos, como tampoco lo son las aportaciones realizadas por las empresas a las arcas públicas por pago de impuestos, o el destino de esos ingresos en el marco de la política presupuestaria.

Es el momento de revertir esta sangría de recursos desde los países en desarrollo hacia las grandes compañías transnacionales y de conseguir que esa enorme riqueza beneficie a las mayorías pobres en los países ricos en hidrocarburos. Los altos precios hacen que la oportunidad para los países en desarrollo sea aún mayor. Pero las compañías como Repsol YPF deben asumir nuevas políticas que les serán menos favorables, y los Gobiernos de los países ricos, como el español, deben acabar con el doble juego de hacer cooperación para el desarrollo pero oponerse a las reformas petroleras que introducen mayores beneficios y recursos para los países productores. Y todos, países productores, empresas y Gobiernos del Norte han de apostar por la transparencia, evitando que la confidencialidad o la defensa del interés nacional puedan seguir siendo razones para el oscurantismo.

Recomendaciones

Los hidrocarburos deben servir para reducir la pobreza en los países en desarrollo que son sus legítimos dueños. Para ello, deben establecerse marcos normativos y acuerdos contractuales que garanticen que una parte mayoritaria de esa riqueza permanece en el interior de los países, manteniendo los incentivos suficientes para la intervención del sector privado. Mejores contratos y mayor transparencia de Estados y empresas son los objetivos básicos para una mejoría sustancial en este terreno. Para conseguirlo:

Los Gobiernos de países ricos en recursos naturales

- Deben velar porque los beneficios de la riqueza natural recaiga en la mayor proporción posible sobre los sectores más pobres de sus países. Ello implica que, por un lado, debe rescatarse la parte más amplia posible de la renta del petróleo y el gas para el país mediante impuestos adecuados y transparentes, manteniendo suficientes incentivos para la participación privada en las explotaciones. Y por otro, que los recursos generados por los hidrocarburos deben dirigirse a cubrir necesidades de desarrollo, con especial atención a los sectores de inversión social y educativa.
- Deben adherirse e implementar la Iniciativa para la Transparencia de la Industria Extractiva (ITIE) y establecer planes de actuación para el cumplimiento de los compromisos que implica.
- Han de promover, además, marcos normativos que permitan una transparencia completa en todo el ciclo de gestión de los hidrocarburos, desde las licitaciones o negociaciones

contractuales, pasando por la medición de los resultados de explotación, los ingresos que cada campo petrolero reporta al estado y el destino de esos recursos.

- El marco de transparencia deberá ser abierto a la observación de las redes de la sociedad civil organizada, de manera que puedan operar como garantes de un tratamiento más justo de todas las cuestiones que se dirimen en el sector extractivo. En concreto, deben de integrar a la sociedad civil en el control de los ingresos públicos por renta petrolera y el seguimiento de su gasto, permitiendo el acceso a la información en tiempos y formatos adecuados, integrándola en los procesos de planificación sobre prioridades de desarrollo en los distintos ámbitos (local, regional, nacional) y rindiendo cuentas, de forma transparente, de la ejecución de los presupuestos aprobados.

Los Gobiernos de los países ricos, sede de las principales empresas hidrocarburíferas

- Deben mantener políticas de desarrollo coherentes, evitando la inconsistencia que puede producirse entre la ayuda al desarrollo orientada a la pobreza, y las presiones más o menos soterradas a los gobiernos locales para influir en las condiciones de explotación a favor de las empresas extractivas.
- Habrán de evitar una utilización interesada del concepto de seguridad jurídica (en sí positivo y necesario para todas las partes), que favorece los intereses de sus empresas en países en desarrollo. Las empresas han obtenido en los países en los que operan ventajas sustanciales que nuestros países nunca otorgarían en su interior, pero cuando los Gobiernos del Sur optan por rectificar esas medidas, se esgrime la ruptura de la seguridad jurídica, obviando que en muchos casos las normas existentes eran abiertamente desfavorables al desarrollo nacional y carecían, por tanto, de legitimidad. Un ejemplo reciente fue la intervención diplomática de España ante el Gobierno boliviano con el fin de defender los intereses de Repsol YPF por la modificación de la ley de hidrocarburos del país andino.
- Impulsar a nivel nacional, regional e internacional un marco normativo a favor de la transparencia y el acceso público a la información, para que las empresas extractivas se vean obligadas a informar de manera pública y detallada sobre lo que invierten, lo que pagan en concepto de impuestos y lo que ganan en todos los países en que operan.
- Dicho marco de transparencia deberá ser abierto a la observación de las redes de la sociedad civil organizada, de manera que

puedan operar como garantes de un tratamiento más justo de todas las cuestiones que se dirimen en el sector extractivo.

- Promover la transparencia en toda la cadena extractiva en los países de influencia, entre las propias empresas extractivas de los países del Norte, y en los organismos internacionales en los que se participe.

En concreto, el Gobierno español debería

- Promover la adhesión de todas las empresas extractivas españolas a la ITIE
- Modificar la Ley 24/1988 del Mercado de Valores, para exigir a las empresas extractivas cotizadas en la bolsa española la publicación de todos los pagos realizados a los gobiernos de los países donde en los que operan.
- Apoyar la modificación de la Directiva TOD de la Unión Europea, para que los Estados obliguen a las empresas extractivas a desglosar en sus informes financieros anuales los pagos realizados a los gobiernos en los que operan.

Los Consejos de Administración y los accionistas de las empresas extractivas privadas

- Deben evitar que la empresa abuse de su posición de poder frente a Estados débiles y situaciones de necesidad con el fin de obtener ganancias desmesuradas. Los accionistas no querrían saber que han ganado unos puntos básicos extra a costa de la educación o los cuidados sanitarios que no recibieron miles de niños en países en desarrollo. Por otra parte, defender ganancias excesivas no sólo es poco lícito (aunque sea legal), sino que además opera a medio plazo en contra de los intereses de las propias empresas, pues mina su credibilidad y genera hacia ellas un rechazo social considerable.
- Deben comprometer la adhesión a la ITIE –Repsol YPF ya lo ha hecho- y cumplir con los compromisos que la misma plantea, ofreciendo información pública, detallada y por país del pago de impuestos.
- Deben ser transparentes y ofrecer información sobre las condiciones de otorgamientos de licencia y acuerdos contractuales que firma con el Gobierno productor, negándose a la incorporación de las cláusulas de confidencialidad en los contratos, e informando públicamente de las inversiones realizadas y de los beneficios obtenidos en todas sus operaciones en países en desarrollo.

- Deben fomentar la transparencia y la adhesión a la ITIE en los Gobiernos de los países donde mantienen actividad extractiva.

Abreviaturas y nomenclaturas

BM	Banco Mundial
CEPAL (ONU)	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CPI	E&P Exploración y producción
ENARSA	Energía Argentina S.A.
FMI	Fondo Monetario Internacional
GLP	Gas licuado del petróleo
GNL	Gas natural licuado (LNG por sus siglas en inglés)
IDH	Índice de Desarrollo Humano
ISR	Impuesto sobre la Renta
ITIE	Iniciativa para la Transparencia de la Industria Extractiva
IVA	Impuesto al Valor Agregado
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PIB	Producto Interno Bruto
PNB	Producto Nacional Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PETROPERÚ	Petróleos del Perú S.A
TIR	Tasa interna de retorno
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
bep	barriles equivalentes de petróleo
bepd	barriles equivalentes de petróleo diarios
Gpc	Giga pies cúbicos (miles de millones)
kb	Miles de barriles
kbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo
mc o m ³	Metros cúbicos
Mpc	Millones de pies cúbicos
Mmc	Millones de metros cúbicos
Mpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Mega Watt
pc o p ³	Pies cúbicos
Tpc	Tera pies cúbicos (millones de millones)
k	Miles (10 ³)
M	Millones (10 ⁶)
G	Miles de millones (10 ⁹)
T	Billones (10 ¹²)

NOTA. Cuando se reportan cantidades numéricas se utiliza una “coma” para separar decimales y un “punto” para distinguir miles.

Notas

¹ Ver autores como Leamer (1987), Enggerman & Sokolof (1994), Gylfason (2000) o Birdsall & Pinckney (2000).

² Los datos de CEPAL provienen de las fuentes estadísticas suministradas por cada uno de los países.

³ Las cifras monetarias de reservas y exportación para el año 2008 se han estimado haciendo uso de escenarios de precios hidrocarburos para el año 2008. La Administración de Información de la Energía del gobierno de los Estados Unidos estima que un barril de petróleo de alta calidad (cotización West Texas) costará en el mercado internacional \$110 dólares a finales del 2008. Dado que el Dubai es una cotización de un petróleo de menor calidad, y que puede considerarse representativo de la realidad de América del Sur y que durante los últimos 3 años ésta cotización se encontró en unos 6,5 puntos porcentuales en media por debajo del precio del West Texas, se tomará esta referencia para el cálculo del precio de un barril de petróleo Brent en el 2008 ($110\$/\text{barril} - 6,5\% \cdot 110\$/\text{barril} = 93,5\$/\text{barril}$). En cuanto al precio del gas natural, dado que Bolivia exporta fundamentalmente a países en desarrollo se ha dejado el precio del gas en los niveles en los que actualmente vende a sus vecinos (6\$ por millón de BTU).

⁴ Agua, electricidad, servicios de correo, servicios de transporte y comunicación, entre otros.

⁵ “Campos nuevos”: aquellos campos que no estuviesen en producción antes del año 96, o que estándolo no estuviesen certificados”

⁶ Ver: Campodónico, Humberto. Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina. CEPAL 2004.

⁷ Ley 24.076

⁸ De Dicco, R.A, Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos, IDICSO. Universidad del Salvador, Argentina, 2004.

⁹ CHONG, Alberto. La verdad sobre la privatización en América Latina. BID, 2007.

¹⁰ La compra se cerró en 1999, antes de la conclusión del mandato del presidente Menem, quedando la siguiente composición accionarial: Estado nacional (acción de oro), personal de la empresa (0.40%), Repsol (98.23%), resto del sector privado (1.37%).

¹¹ Itriago, Deborah (en preparación): *Contratos petroleros y transparencia en América Latina*. Madrid, Serie IO informes de investigación, que sintetiza un trabajo de investigación realizado en 2007 y 2008 por Víctor Rodríguez Padilla y Judith Pérez.

¹² Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), del grupo Banco Mundial.

¹³ Cinco Días (12-06-2008): Repsol demanda a Ecuador por la ley de ingresos extras del crudo ante un tribunal arbitral.
http://www.cinco dias.com/articulo/empresas/Repsol/demanda/Ecuador/ley/ingresos/extras/crudo/tribunal/arbitral/cdsemp/20080612cdscdsemp_39/Tes/

¹⁴ En 2007 se decretó la caducidad del contrato de la Oxy, que presentó a continuación la demanda ante el CIADI

¹⁵ Véase: “Petroieras de acuerdo con renegociación de contratos con Ecuador”

http://www.rtu.com.ec/ver_noticia.php?id_not=3661

¹⁶ Gaceta Oficial N° 37.323 de fecha 13 de noviembre de 2001

¹⁷ Las Empresas Mixtas destinarán el 1% de los retornos de las ganancias antes de la declaración del impuesto de sociedades, a proyectos de desarrollo social.

¹⁸ PANORAMA. “Oficializan Método para Cobrar Tributo Petrolero”. Caracas, Venezuela.

¹⁹ Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia, empresa pública nacional de hidrocarburos del país.

²⁰ 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.

²¹ Algunos analistas sugieren como mínimo, 1000 kilómetros de línea sísmica 3D y la perforación de 2 pozos de exploración.

²² Itriago, Deborah (en preparación): *Contratos petroleros y transparencia en América Latina*. Madrid, Serie IO informes de investigación, que sintetiza un trabajo de investigación realizado en 2007 y 2008 por Víctor Rodríguez Padilla y Judith Pérez.

²³ CEPAL, Hidrocarburos: Inversiones y Estrategias Empresariales en América Latina y el Caribe, en “La Inversión extranjera en América Latina y el Caribe”, Santiago de Chile, 2001

²⁴ No ha sido posible obtener ningún contrato de Repsol YPF en Argentina, lo que es en sí una expresión de la falta de transparencia de la que hablaremos en el capítulo V.

²⁵ El contrato N° 44/97 fue firmado el 31 de diciembre de 1997. 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.

²⁶ La Ley 3058 fue promulgada el 17 de mayo de 2005, dando así cumplimiento a lo aprobado por referéndum vinculante del 18 de julio de 2004 sobre la política de hidrocarburos en el país.

²⁷ 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 "SINOCEM" 14%; MURPHY ECUADOR OIL COMPANY 10%; CANAM OFFSHORE LIMITED 10%.

²⁸ En los lotes en explotación 88 y 56 (CAMISEA) dispone de una participación de 10 % en cada uno (PROYECTO PERÚ LGN).

²⁹ Empresa estatal encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país

³⁰ Véase: <http://mirror.perupetro.com.pe/downloads/contratogas.pdf>

³¹ El incremento de la regalía por unidad de producción acumulada será de 3 puntos porcentuales por cada cien millones de barriles de producción fiscalizada.

³² De hecho, la regulación del agua en Bolivia hasta muy recientemente, priorizó el uso de fuentes hídricas del país para fines industriales antes que para el consumo humano.

³³ Itriago, Deborah (en preparación): *Contratos petroleros y transparencia en América Latina*. Madrid, Serie IO informes de investigación, que sintetiza un trabajo de investigación realizado en 2007 y 2008 por Víctor Rodríguez Padilla y Judith Pérez.

³⁴ Véase Percebois, J. *Economie de l'Energie*, Economica, Paris, 1988.

³⁵ La TIR se define como la tasa de interés para la cual los beneficios totales actualizados son iguales a los costos totales actualizados. Se utiliza para evaluar proyectos de inversión. Mientras más alta sea la TIR más favorable será el proyecto.

³⁶ Cincuenta dólares por barril es el promedio simple de las cotizaciones del petróleo Estadounidense West Texas Intermediate de los años 2003-2006.

³⁷ Se utilizan valor actualizados para tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

³⁸ dada la relevancia del país en la producción de Repsol YPF hemos considerado necesario ampliar la simulación al caso argentino

³⁹ Excedente anualizado dividido entre la población total boliviana en el año 2005.

⁴⁰ Porcentaje que sale de dividir el excedente anualizado de los dos lotes entre el gasto total conjunto en educación y salud.

⁴¹ "Time for Transparency. Revenue Transparency: A Priority for Good Governance and Energy Security" Global Witness. Marzo 2005. Página 3.

⁴² Indicador con un componente subjetivo, evaluado mediante encuestas, y un componente formal, que se evalúa directamente. Integra a catorce indicadores que evalúan los aspectos más relevantes en el proceso

presupuestario entre ellos la participación ciudadana en el mismo, fiscalización del presupuesto, contraloría interna, etc. En su edición más reciente (2007), el ITP fue coordinado por FUNDAR (Méjico), contó con el apoyo de The International Budget Project y el DFID (Reino Unido) además de la participación de la Universidad del Pacífico (Perú).

⁴³ Publica Lo Que Pagas.

⁴⁴ "Key legislation calls for resource revenue transparency" Comunicado de prensa. Oxfam America. 15 mayo, 2008.

⁴⁵ "Beyond the Rhetoric. Measuring revenue transparency: Company performance in the oil and gas industries" . Open Society Institute, Save the Children, etc. 2005

⁴⁶ Que incluye medidas para el grado de divulgación de información sobre gobierno corporativo y condiciones legales de operación junto con evaluaciones de los esfuerzos anticorrupción llevados a cabo por cada empresa además de las valoraciones de la información sobre impuestos y regalías.

⁴⁷ "Promoting Revenue Transparency. 2008 Report of Revenue Transparency of Oil and Gas Companies." Transparency International 2008. Página 16.

⁴⁸ Fuente: "Promoting revenue transparency": 2008 Report on Revenue Transparency of oil and gas companies", Transparency International.

Anexo 1. Modalidades de contratación petrolera

Atendiendo a la propiedad de los hidrocarburos producidos y la responsabilidad de la ejecución de las operaciones, existen dos grandes grupos de modalidades contractuales: **los contratos de explotación y los contratos de servicios**.

A. Contratos de Explotación

Se puede hablar de dos grupos dentro de los contratos de explotación, los clásicos y los considerados vanguardistas.

(i) Contratos de explotación clásicos:

En los acuerdos petroleros clásicos el gobierno otorga al contratista el derecho a realizar, asumiendo los costes y el riesgo, actividades de exploración y producción en una zona geográfica determinada –es por ello que las modalidades descritas a continuación y sus variantes se conocen como “contratos de riesgo”-. El contratista es el responsable en exclusiva de las operaciones petroleras en el bloque adjudicado, pagando una renta por ello, debiendo 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. El contratista planea y realiza las actividades de exploración y, en ausencia de hallazgos, pierde su dinero. Todas las inversiones corren por su cuenta. En la fase de producción se desempeña como operador, recuperando todo o una parte de los hidrocarburos extraídos, y comparte la ganancia con el Estado. Por regla general, hoy día se establece que los yacimientos y los hidrocarburos producidos son propiedad del Estado, pero el contrato otorga derechos a los operadores, normalmente una parte de la producción. La duración de los acuerdos es generalmente superior a los 15 años. Veamos las principales modalidades de contratos de explotación clásicos:

- **Concesión clásica:** Una vez extraídos los hidrocarburos, la compañía dispone de ellos. A cambio, únicamente paga una regalía y el impuesto sobre los beneficios petroleros. Algunas veces el Estado pide que la regalía se entregue en especie. Por lo general la compañía debe pasar por varios títulos mineros (permisos, licencias...) antes de llegar a la concesión.

- **Contratos de producción compartida:** La producción se divide en dos partes: la primera (*cost oil*) se reserva para cubrir los costos de capital y gastos de operación; la segunda (*profit oil*), se reparte entre el Estado y la compañía siguiendo las reglas establecidas en el contrato, por ejemplo en proporción 50/50, 60/40 o 70/30. La compañía pagará el impuesto de sociedades sobre la ganancia efectiva realizada.
- **Contratos de ganancia compartida calculada sobre la Tasa Interna de Retorno (TIR):** La compañía dispone de la producción, y el ingreso por la venta se reparte con el Estado en proporciones que normalmente varían en función de la rentabilidad del proyecto. La empresa tiene una rentabilidad garantizada preestablecida en el contrato.
- **Contratos de asociación:** Es igual que una concesión pero el Contratista es una firma en la que participan tanto la empresa pública como una o varias compañías privadas. El porcentaje de participación de la empresa pública es variable y su participación en las inversiones y en los beneficios depende de dicho porcentaje.
- **Contratos de riesgo puro:** El Contratista explora, y 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.
- **Contratos de opción sísmica:** La compañía realiza los estudios de sismología y dependiendo de los resultados tiene la opción de pasar a la etapa de perforación, retirarse sin sanción o transferir los derechos mineros a otra compañía. En algunos contratos ese criterio se aplica a la fase de perforación; la compañía tiene la opción de pasar a la etapa de producción o retirarse sin penalización, pero si se retira habrá perdido todo el dinero de la inversión. Si decide continuar firmará con el estado un acuerdo para el reembolso de los gastos de exploración, la realización de las actividades de desarrollo y producción, así como para el reparto de los ingresos que genere el proyecto.

(ii) Contratos de Explotación vanguardistas, o acuerdos de cooperación: Estos contratos establecen diferentes esquemas de colaboración con el objetivo de un beneficio mutuo. Al país productor le permiten aprovechar recursos técnicos, financieros y gerenciales de las compañías privadas, manteniéndolas acotadas en tiempo, espacio

y actuación. Al contratista le permiten recuperar una parte de los volúmenes producidos, participar del valor de la producción, registrar en libros sus derechos sobre la producción, volver a jugar – en algunos casos– el papel de operador y estar presentes para cuando se abran más y mejores oportunidades. Entre estas modalidades se incluyen los Contratos de desarrollo de yacimientos, los Contratos de recuperación asistida, los Contratos de administración de yacimientos, las Alianzas estratégicas a lo largo de la cadena o las Alianzas estratégicas en gas natural. Al igual que los acuerdos clásicos la mayoría de los esquemas vanguardistas tienen las dos características esenciales de los contratos de riesgo: el contratista tiene responsabilidad total o parcial sobre las operaciones, y obtiene derechos sobre la producción física o el valor monetario de la misma.

B. Contratos de servicios

Los contratos de servicios establecen una relación muy diferente entre el estado y las compañías privadas con las que se vincula por estos mecanismos. Bajo esta modalidad, las empresas son prestadoras de servicios, bien de las operaciones en su conjunto o bien de aspectos técnicos particulares. El contratista 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 necesariamente atado al establecimiento de la producción o a su volumen, aunque pueden ofertarse incentivos.

(i) Los **contratos de Servicios Operativos** son aquéllos en que la compañía nacional le encarga a empresa petrolera que extraiga hidrocarburos en una zona conocida y le entregue toda la producción, comprendiendo el ciclo completo de las actividades de exploración y producción. El contratista estará obligado por contrato a realizar una serie de inversiones y trabajos. La obligación operativa recae en el contratista, que recibe una retribución que incorpora incentivos para explorar y maximizar la producción. El pago está ligado de una u otra manera al volumen de producción entregado. El contratista no adquiere ningún derecho de propiedad. Esta modalidad ha sido desarrollada por Bolivia tras el proceso de nacionalización y está siendo planteada por el Gobierno ecuatoriano.

(ii) Los **contratos de servicios puros o integrales** son aquellos mediante los cuales una compañía petrolera contrata la prestación de servicios o la provisión de suministros especializados dentro de las diferentes ramas del sector de los hidrocarburos -trabajos en geociencias, ingeniería petrolera (perforación, registros, terminación, fracturamiento) y otras materias. Los contratos de servicio no son

convenios de explotación, y a una compañía de servicios no se le asigna, salvo casos excepcionales, un bloque donde pudiera tener derechos exclusivos. En ningún caso, el contratista adquiere la propiedad de los hidrocarburos *in situ*, derechos de extracción, o derechos sobre la producción. El contratista 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 sino que proviene en términos generales del flujo de caja derivado de las actividades que realiza de la empresa contratante a lo largo de la cadena petrolera. 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 está fuertemente restringida en el contrato.

Anexo 2. Bases de cálculo para las estimaciones de rentabilidad obtenida por REPSOL YPF

Diseñar estrategias para obtener el máximo beneficio social de la explotación petrolera pasa necesariamente por estimar el valor de la producción y la renta que debería recibir el país. Esa estimación del valor de la producción y del posterior reparto de la renta petrolera resulta crucial para estimar la rentabilidad de su inversión y decidir poner en marcha un proyecto de exploración y producción. Dicho análisis consiste en aplicar el sistema fiscal establecido en los contratos analizados a una serie de yacimientos hipotéticos, con características económicas de proyectos reales, y representativos de la explotación petrolera en la región, para observar cómo se comportan el flujo de tesorería (cash flow) y otras variables financieras bajo diversos escenarios de precios:

- Para el propósito de este estudio hemos establecido un yacimiento relativamente pequeño con reservas probadas recuperables de 50 millones de barriles de petróleo equivalente en 17 años, que requiere 200 millones de dólares de inversión escalonadas en cuatro años; la producción comienza al cuarto año, sigue el comportamiento de una curva logística y concluye 13 años después con el agotamiento completo del yacimiento. El ciclo completo del proyecto es de 17 años. Los costos de extracción se elevan a 10 millones de dólares por año y se suponen constantes a lo largo del periodo, pues aunque la producción va disminuyendo se prevén costosas técnicas de recuperación secundaria a partir del sexto año de producción.
- El costo de producción total (costo operativos y de capital) es de 6,8 dólares por barril, nivel muy cercano a los costos reales reportados en los países bajo estudio en la parte alta del espectro (Argentina). La amortización del capital es muy favorable al operador pues se realiza en cinco años y de manera lineal (20% anual). El ejercicio se realiza con un precio de 50 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, que se supone constante a lo largo de la vida del proyecto. Todos los cálculos son hechos en moneda constante. Para tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo se calculan los flujos en valor presente, utilizando una tasa de actualización del 10%, que es la tasa mínima utilizada por las compañías para evaluar los proyectos de exploración y producción.

- De acuerdo con los supuestos planteados, la renta petrolera antes de impuestos alcanzaría 2.160 millones de dólares en moneda constante, y resulta de la diferencia entre el valor de la producción (2.500 millones de dólares) y los costos de producción, 340. Esa cantidad es lo que está en juego, es el pastel que se reparten el Estado y la compañía operadora. La tasa interna del proyecto es del 82%. La rentabilidad, definida como beneficio neto para la compañía dividido entre la inversión realizada, llega a 1080%, lo cual significa que por cada dólar invertido se obtendrían más de 10, pero considerando cifras en valor presente y con una tasa de actualización del 10% la renta petrolera total, antes de impuestos se sitúa en 1070 millones de dólares, y la rentabilidad en el 642%.
- Se utilizan las definiciones siguientes:
 - i) el monto de reservas (en millones de barriles) es igual a la producción anual acumulada;
 - ii) el ingreso es igual al valor de la producción y se obtiene multiplicando el precio por el volumen extraído;
 - iii) el costo de producción (dólares/barril) es igual a la suma de costos operativos y de capital (inversión) dividido entre la producción;
 - iv) el beneficio del operador es igual al valor de la producción, menos los costos operativos y las amortizaciones de capital;
 - v) el *cash flow* para el operador es igual al beneficio del operador más la amortización menos la inversión; para todo el periodo el cash flow es igual al beneficio del operador porque la suma de amortizaciones anuales es igual a la inversión; vi) la rentabilidad del operador es igual al beneficio neto dividido entre la inversión; vii) la renta petrolera del proyecto es igual al valor de la producción menos los costos operativos y de capital.
- La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) es una herramienta utilizada para comparar la factibilidad de diferentes opciones de inversión. La opción preferida será aquella con la TIR más alta. Se define como la tasa de interés para la cual los beneficios totales actualizados son iguales a los costos totales actualizados. Se utilizan valores actualizados para tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Se calcula a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente.

- La “parte de la compañía” es igual al cash flow de la compañía dividido entre la renta petrolera total, ambos en valor presente y con una tasa de actualización de 10%. De igual manera, la “parte de Estado” es igual a los ingresos (regalía, impuestos, derechos) dividido entre la renta petrolera. Nótese que la parte del Estado puede ser superior el 100% -en ese caso la parte de la compañía aparece con valor negativo- lo cual significa simplemente que la carga tributaria le impide a la compañía obtener una tasa interna de retorno de capital igual o mayor al 10%.

La técnica que acabamos de describir tiene límites, pues normalmente las condiciones de reparto de la renta se negocian antes de que se descubra el yacimiento. También hemos señalado que evaluar el comportamiento fiscal de un contrato de la manera más apegada a lo que sería la realidad requiere la aplicación de las cláusulas fiscales a un proyecto de exploración y producción hipotético, de preferencia lo más apegado posible al tipo de proyecto que pudiera resultar en la zona objeto del contrato, y que se puede caracterizar por el tipo de reservas, curva de producción, inversión y costos operativos en un escenario de determinados precios del petróleo.

Ese tipo de evaluaciones sirve únicamente para proyectar el hipotético reparto de la renta petrolera que tendría lugar si se llegara a descubrir un yacimiento de esas características. Es una estimación aproximada de lo que le va tocar a cada una de las partes en caso que la exploración sea fructífera. Dicho ejercicio le sirve a la compañía para tomar una decisión de inversión y, a su vez, al Estado para conocer el alcance de su propuesta fiscal y compararla con la de otros países productores que también quieren atraer inversión extranjera. En la misma no se consideran posibles costes adicionales de inversión o geológicos, pero tampoco los diversos mecanismos utilizados para reducir las ganancias o imputar costes computables a las operaciones, ni se le pone precio a la reparación ambiental o la compensación a las comunidades que, con mucha frecuencia, son negativamente afectadas por proyectos de inversión en hidrocarburos.

Flujo de tesorería ex ante para un yacimiento prueba de 50 millones de barriles, tasa de actualización de 10%

Cálculo antes de impuestos													
Precio (\$/b) 50	Años	Producción	Ingreso	Inversión	Costo operativos	Amortización	Beneficio ex ante	Cash Flow ex ante	Tasa de actualización	Tasa de actualización	Tasa de actualización	Tasa Interna	
									10%	10%	10%	de Retorno	
									Beneficio ex ante Actualizado	Cash Flow Actualizado	Inversión Actualizada	0.819	
	0	1	0	40	0	0	0	-40	0	-40	40	-40	
	1	2	0	50	0	0	0	-50	0	-45	45	-27	
	2	3	0	80	0	0	0	-80	0	-66	66	-24	
	3	4	4	30	10	40	150	160	113	120	23	27	
	4	5	7		10	40	300	340	205	232	0	31	
	5	6	7		10	40	300	340	186	211	0	17	
	6	7	7		10	40	300	340	169	192	0	9	
	7	8	6		10	40	250	290	128	149	0	4	
	8	9	4		10		190	190	89	89	0	2	
	9	10	3		10		140	140	59	59	0	1	
	10	11	3		10		140	140	54	54	0	0	
	11	12	2		10		90	90	32	32	0	0	
	12	13	2		10		90	90	29	29	0	0	
	13	14	2		10		90	90	26	26	0	0	
	14	15	1		10		40	40	11	11	0	0	
	15	16	1		10		40	40	10	10	0	0	
	16	17	1		10		40	40	9	9	0	0	
		50	2,500	200	140	200	2,160	2,160	1,119	1,070	174	0	
		Reservas (MMb)	Valor de la producción (MM\$)		Costo producción (\$/b)			Renta petrolera	Rentabilidad ex ante	Renta petrolera actualizada	Rentabilidad (cifras actualizadas)		
		50	2500		6.8			2160	1080%	1,070	642%		

Reservas = producción total acumulada
 Ingreso = Valor de la producción (dólares) = precio x producción
 Valor total de la producción = \sum ingresos anuales
 Costo de producción (dólares/barril) = (costo operativo + costo de capital) / producción
 Beneficio ex ante = valor de la producción - costos operativos - amortizaciones
 Renta petrolera = \sum Cash flow ex ante
 Rentabilidad = Beneficio / Inversión
 Cash Flow ex ante = valor de la producción - inversión - costos operativos
 Beneficio para el Estado = regalía + ISR

© Intermón Oxfam, julio de 2008

Este documento ha sido escrito por Jaime Atienza y Déborah Itriago, con la participación de Felipe Carozzi, del Laboratorio de Estudios para el Desarrollo (LED) y sobre la base de una investigación realizada por Víctor Rodríguez-Padilla y Judit Pérez. Intermón Oxfam agradece la contribución de Jorge Acosta, Javier Aroca, Gonzalo Fanjul, María Dolores López, Ariel Pérez, Isabel Tamarit y Vinicio Villalba en su elaboración.

Es parte de una serie de documentos escritos para contribuir al debate público sobre políticas humanitarias y de desarrollo. Su contenido puede ser usado para actividades de campaña, educación e investigación, siempre que la fuente sea adecuadamente citada.

Para más información, por favor envíe un correo a info@IntermonOxfam.org

Oxfam Internacional es una confederación de doce organizaciones que trabajan conjuntamente en más de 100 países para encontrar soluciones duraderas a la pobreza y la injusticia: Oxfam América, Oxfam-Bélgica, Oxfam Canadá, Oxfam Australia, Oxfam Alemania, Oxfam Francia – Agir Ici, Oxfam GB, Oxfam Hong Kong, Intermón Oxfam (España), Oxfam Irlanda, Oxfam Novib, Oxfam Nueva Zelanda y Oxfam Quebec. Si desea más información llame o escriba a cualquiera de las agencias o visite www.oxfam.org

<p>Oxfam America 226 Causeway Street, Floor 5, Boston, MA 02114-2206, USA Tel: +1.617.482.1211 E-mail: info@oxfamamerica.org www.oxfamamerica.org</p>	<p>Oxfam Hong Kong 17/fl., China United Centre, 28 Marble Road, North Point, Hong Kong Tel: +852.2520.2525 E-mail: info@oxfam.org.hk www.oxfam.org.hk</p>
<p>Oxfam Australia 156 George St., Fitzroy, Victoria 3065, Australia Tel: +61.3.9289.9444 E-mail: enquire@oxfam.org.au www.oxfam.org.au</p>	<p>Intermón Oxfam (España) Roger de Llúria 15, 08010, Barcelona, Spain Tel: +34.902.330.331 E-mail: info@intermonoxfam.org www.intermonoxfam.org</p>
<p>Oxfam-in-Belgium Rue des Quatre Vents 60, 1080 Brussels, Belgium Tel: +32.2.501.6700 E-mail: oxfamsol@oxfamsol.be www.oxfamsol.be</p>	<p>Oxfam Ireland Dublin Office, 9 Burgh Quay, Dublin 2, Ireland Tel: +353.1.672.7662 Belfast Office, 115 North St, Belfast BT1 1ND, UK Tel: +44.28.9023.0220 E-mail: communications@oxfam.ie www.oxfamireland.org</p>
<p>Oxfam Canada 250 City Centre Ave, Suite 400, Ottawa, Ontario, K1R 6K7, Canada Tel: +1.613.237.5236 E-mail: info@oxfam.ca www.oxfam.ca</p>	<p>Oxfam New Zealand PO Box 68357, Auckland 1032, New Zealand Tel: +64.9.355.6500 (Toll-free 0800 400 666) E-mail: oxfam@oxfam.org.nz www.oxfam.org.nz</p>
<p>Oxfam France - Agir ici 104 rue Oberkampf, 75011 Paris, France Tel: + 33 1 56 98 24 40. E-mail: info@oxfamfrance.org www.oxfamfrance.org</p>	<p>Oxfam Novib (Netherlands) Mauritskade 9, Postbus 30919, 2500 GX, The Hague, The Netherlands Tel: +31.70.342.1621 E-mail: info@oxfamnovib.nl www.oxfamnovib.nl</p>
<p>Oxfam Germany Greifswalder Str. 33a, 10405 Berlin, Germany Tel: +49.30.428.50621 E-mail: info@oxfam.de www.oxfam.de</p>	<p>Oxfam Québec 2330 rue Notre Dame Ouest, bureau 200, Montréal, Quebec, H3J 2Y2, Canada Tel: +1.514.937.1614 E-mail: info@oxfam.qc.ca www.oxfam.qc.ca</p>
<p>Oxfam GB Oxfam House, John Smith Drive, Cowley, Oxford, OX4 2JY, UK Tel: +44 (0)1865.473727 E-mail: enquiries@oxfam.org.uk www.oxfam.org.uk</p>	

Secretariado de Oxfam Internacional: Suite 20, 266 Banbury Road, Oxford, OX2 7DL, UK. Tel: +44.(0)1865.339100. Email: information@oxfaminternational.org. Web site: www.oxfam.org

Oficinas de advocacy de OI: E-mail: advocacy@oxfaminternational.org

Washington: 1100 15th St., NW, Ste. 600, Washington, DC 20005, USA Tel: +1.202.496.1170.

Bruselas: 22 rue de Commerce, 1000 Brussels, Belgium Tel: +322.502.0391.

Ginebra: 15 rue des Savoises, 1205 Geneva, Switzerland Tel: +41.22.321.2371.

Nueva York: 355 Lexington Avenue, 3rd Floor, New York, NY 10017, USA Tel: +1.212.687.2091.

Organizaciones vinculadas. Las siguientes organizaciones están vinculadas a Oxfam Internacional:

Oxfam Japan Maruko bldg. 2F, 1-20-6, Higashi-Ueno, Taito-ku, Tokyo 110-0015, Japan
Tel: + 81.3.3834.1556. E-mail: info@oxfam.jp Web site: www.oxfam.jp

Oxfam India B55, First Floor, Shivalik, New Delhi, 1100-17, India
Tel: + 91.11.26693 763. E-mail: info@oxfamint.org.in Web site: www.oxfamint.org.in

Miembro observador de Oxfam. La siguiente organización tiene estatus de 'observadora' en Oxfam Internacional, con vistas a una posible integración:

Fundación Rostros y Voces (México) Alabama No. 105 (esquina con Missouri), Col. Nápoles, C.P. 03810 México, D.F.
Tel/Fax: + 52 55 687 3002. E-mail: comunicacion@rostrosyvoces.org
Web site: www.rostrosyvoces.org