

# LA ECONOMÍA POLÍTICA DE LOS IMPUESTOS A LOS HIDROCARBUROS

## (Y OTROS MINERALES) EN AMÉRICA LATINA <sup>1</sup>

Francisco Monaldi, IESA, Caracas, Venezuela<sup>2</sup>

Esta versión: Diciembre 10, 2011

### I. INTRODUCCIÓN

El marco fiscal y contractual de los recursos petroleros y mineros en Latinoamérica ha sido objeto de importantes modificaciones a lo largo de las últimas décadas. Después de un periodo en los noventa en que el sector hidrocarburos y minería en la región se abrió a la inversión privada y se flexibilizaron los marcos fiscales y contractuales buscando atraer inversión extranjera, en la última década el importante incremento en el precio internacional de los recursos naturales ha generado importantes presiones políticas y sociales para incrementar la participación fiscal de los Estados en las rentas minerales. Esta tendencia se ha manifestado más fuertemente en países como Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela, pero han existido presiones en la mayoría de los demás países.

En países como Chile, Colombia, México y Perú, hasta ahora las presiones por aumentar la participación del Estado han sido atenuadas por el incentivo a incrementar las inversiones, manteniéndose una política orientada hacia la atracción de capitales en estos sectores. Sin embargo, en Perú el recientemente electo presidente Humala y diversos sectores políticos, cuestionan la baja participación del Estado en las crecientes rentas mineras. Igualmente se ha venido planteando modificar los acuerdos de explotación de gas natural para reducir la exportación y dedicar una mayor porción al mercado interno. En Chile también se debate públicamente el incremento de la participación estatal en la renta del cobre. En Brasil, hasta hace poco también caracterizado por sus régimen favorable a la inversión privada en petróleo, los importantes descubrimientos de reservas petroleras off-shore generaron un cambio en el marco impositivo y contractual, así como un incremento en la participación del Estado en Petrobras. Ha habido también variaciones entre los sectores mineros dependiendo de la magnitud de las rentas generadas por el incremento en los precios internacionales, la dotación de recursos en cada país, el marco fiscal pre-existente y la etapa en el ciclo de inversión en que se encontraba el sector. En petróleo, como las rentas son mayores, los cambios impositivos han sido más significativos y expeditos, en otros minerales la respuesta estatal ha sido mucho más lenta y hasta ahora moderada.

---

<sup>1</sup> Este trabajo se nutre de la línea de investigación sobre el sector petrolero en Latinoamérica que he desarrollado junto a Osmel Manzano a través de una fructífera colaboración de varios años. Quisiera también agradecer a Mercedes Briceño, Osmel Manzano, Pedro Luis Rodríguez y Ernesto Stein, por sus útiles comentarios y observaciones. Agradezco a Sebastián Scrofina y Graciela Urdaneta por su valiosa asistencia de investigación. Una versión anterior de este trabajo fue financiada por el Departamento de Investigaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) como parte de los documentos de soporte del reporte anual del BID (IDA).

<sup>2</sup> Director del Centro Internacional de Energía y Ambiente y Profesor Titular del Instituto de Estudios Superiores de Administración, IESA, Caracas, Venezuela. Profesor Agregado de la Universidad Católica Andrés Bello (UCAB). En 2012-2013 es el Profesor Visitante Robert F. Kennedy en Harvard University.

El nacionalismo petrolero y minero, y su ausencia, no ha sido solamente motivado por las diferencias ideológicas entre los países de la región, sino que en buena parte ha sido el resultado de los incentivos generados por la variables mencionadas en el párrafo anterior. Un mismo país ha tenido políticas diferentes dependiendo del sector y las políticas de un mismo gobierno han cambiado cuando las circunstancias se modificaron. Una de las variables fundamentales ha sido la magnitud de las rentas minerales presentes en un momento determinado y por lo tanto el precio internacional es un elemento clave. Aumentos significativos en el precio internacional de los minerales tienden a generar incentivos importantes para la renegociación de contratos y condiciones fiscales, así como para la expropiación.

Otra variable crucial es la progresividad del marco fiscal y contractual, es decir en qué medida la participación del Estado se eleva automáticamente con el incremento en las rentas, particularmente generado por aumentos de precios. Marcos fiscales poco progresivos, o hasta regresivos, como los que han caracterizado a la región, han promovido que en periodos de importante incremento de los precios, los Estados tengan poderosos incentivos para elevar la carga tributaria. En general los marcos fiscales de los recursos petroleros y mineros en Latinoamérica son bastante poco sofisticados, no incorporando importantes contingencias de precio y rentabilidad. La falta de adaptabilidad y progresividad de los marcos fiscales y contractuales ha generado ciclos de endurecimiento y moderación de los impuestos. En general, los marcos fiscales se caracterizan por ser poco eficientes, no neutrales, e inestables, pero hay excepciones.

La inestabilidad de los marcos impositivos y contractuales se podría reducir si los mismos fueran menos rígidos y regresivos. ¿Por qué entonces los países de la región no tienen regímenes fiscales más apropiados? En buena parte la respuesta está centrada en variables de economía política que hacen que los gobiernos prefieran sistemas fiscales que sean de sencilla implementación, que no requieran mucho monitoreo del sector, que garanticen una participación al Estado en cualquier circunstancia económica, y que reduzcan la volatilidad en el ingreso fiscal por rentas petroleras y mineras.

Los Estados le temen a que las asimetrías de información existentes entre el ente recaudador y las empresas sean usadas por éstas últimas para evadir el pago de impuestos. Se asume que por la naturaleza de las asimetrías de información en estos sectores, particularmente en el caso de empresas transnacionales y dado que las burocracias recaudadoras no tienen el nivel de conocimiento de sus pares en las empresas; los sistemas fiscales más sofisticados, que son más eficientes desde el punto de vista económico y que capturan mas efectivamente las rentas, servirán para que las empresas se aprovechen más de esta brecha en conocimiento e información para pagar menores impuestos.

Por otra parte, los gobiernos generalmente tienen horizontes temporales de corto plazo y por ello prefieren mayores pagos presentes que una mayor participación total del Estado en el largo plazo. Finalmente, muchos gobiernos por ser dependientes de los ingresos provenientes de rentas de este tipo, prefieren sistemas fiscales que generen flujos de ingresos fiscales más estables, aún cuando sean menos eficientes.

Otros factores de naturaleza institucional también afectan el diseño apropiado de sistemas impositivos. Uno de ellos es que ciertos instrumentos tributarios, como las regalías, suelen estar “marcadas” para ser distribuidas a actores muy influyentes en los sistemas políticos como son los gobiernos sub-nacionales

(Colombia) o las fuerzas armadas (Chile). De manera que consideraciones sobre el uso de los recursos fiscales intervienen irrazonablemente en la manera como estos se recaudan.

Igualmente, la falta de credibilidad institucional de ciertos países hace que sus marcos fiscales sean poco creíbles para los inversionistas, esto puede llevar a asumir reglas demasiado rígidas, a tener que usar mecanismos internacionales de compromiso, cediendo soberanía y flexibilidad, a tener que ofrecer rentas muy altas al inicio para compensar los altos riesgos regulatorios, o a que la inversión en el sector sea menor de lo que podría ser con un marco institucional creíble.

Si la falta de credibilidad lleva a ofrecer condiciones muy atractivas para poder atraer inversionistas, eventualmente dichas condiciones tenderán a ser más proclives a la renegociación. Este problema de inconsistencia temporal es uno de los causantes de que la estabilidad del marco tributario sea precaria y trae como consecuencia los ciclos de inversión y expropiación que han caracterizado a los recursos petroleros y mineros en la región y buena parte del mundo.

Otro factor que es muy importante considerar es la existencia y relevancia de empresas estatales en el sector petrolero y en menor medida en el minero. La mayor parte de las reservas petroleras de la región está en manos de empresas estatales (o mixtas) como Pdvs, Pemex, Petrobras y Petroecuador, que son a su vez algunas de las empresas más grandes de la región. En el caso de la minería la operación estatal ha dejado de ser tan importante, pero sigue habiendo empresas estatales relevantes como Codelco en Chile o privadas con participación del Estado como Vale en Brasil, así como varias otras de menor tamaño.

Por su naturaleza a pesar de ser típicamente menos eficientes, las empresas estatales suelen soportar tasas impositivas más altas, en muchos casos a costa de la inversión de largo plazo en las mismas. Típicamente las empresas estatales son más atractivas para los Estados en sectores maduros y con menores riesgos. El marco impositivo aplicado a las empresas estatales suele ser diferente al que rige a las empresas privadas y en algunos casos la empresa estatal ha servido como garante de la estabilidad del marco fiscal de los socios privados, asumiendo los costos de los cambios impositivos.

Por otra parte en el caso de empresas estatales instrumentos diferentes a los impuestos a veces son muy relevantes para analizar cómo se distribuyen las rentas generadas. Por ejemplo, fondos y transferencias extra-presupuestarios, subsidios a productos en el mercado interno, programas sociales y de infraestructura asumidos por la empresa estatal, dividendos, garantía de deuda pública, entre otros.

Las empresas estatales pueden ser tan o más susceptibles que las privadas a ciclos “expropiatorios”. En este caso por aumentos en la extracción de rentas por parte del Estado, impidiendo la realización de las inversiones necesarias para mantener o incrementar la producción. Cualquier estudio sobre el marco fiscal de los recursos mineros debe entonces tomar en cuenta el marco institucional completo relativo a la distribución de las rentas, es decir, el marco impositivo propiamente, el marco contractual y la gobernabilidad y regulación de las empresas estatales.

El documento está estructurado de la siguiente manera. La segunda sección describe las especificidades de los sectores petrolero y minero que tienen impacto sobre la economía política y el diseño del marco fiscal. Asimismo, analiza el impacto que tiene la diferencial dotación de recursos en la región sobre el marco fiscal.

La tercera sección describe los instrumentos fiscales utilizados para la captura de rentas petroleras y mineras y las razones de economía política por las que los marcos fiscales suelen ser ineficientes, no neutrales e inestables. La cuarta sección discute como los marcos político-institucionales de los países de la región, y de los sectores petrolero y minero, impactan al marco impositivo. Se analizan temas como el rol de las empresas estatales, el federalismo y la existencia de mecanismos de estabilización fiscales. La quinta sección discute algunos casos específicos de países en la región. La sexta y última sección concluye y ofrece algunas recomendaciones.

## II. LA ECONOMÍA POLÍTICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y MINERA

El análisis de la economía política de los recursos petroleros y mineros debe tomar en cuenta la interacción entre factores como: 1) las *características propias* del sector, que lo diferencian de otras industrias, 2) la dotación de recursos en cada país, es decir, el potencial geológico, las reservas y si es importador o exportador neto; 3) las características del marco institucional y contractual, incluyendo el sistema impositivo; y 4) factores económicos, incluyendo en primer lugar el ciclo de *precios*, pero también otros factores como: la etapa del ciclo de inversión en que se encuentra un país (y el nivel de riesgo de los proyectos), el cambio tecnológico, y la dependencia de rentas mineras por parte del fisco; para así arribar a conclusiones sobre el impacto que tiene el marco fiscal y contractual sobre el desempeño del sector en los países de la región.

Por supuesto, las tendencias ideológicas en la región también tienen influencia sobre las políticas energéticas y mineras de los países. Sin embargo, en este trabajo argumentamos que a pesar de la aparente prominencia de la variable ideológica, los determinantes primordiales de las políticas del sector son los factores sectoriales, geográficos, institucionales y económicos mencionados anteriormente.

### **Características del sector petrolero y minero que afectan la economía política de los impuestos**

Para analizar la economía política de los recursos en Latinoamérica es preciso tomar en cuenta las *características propias de cada sector* y las implicaciones que éstas tienen sobre la gobernabilidad, instituciones y políticas del sector. El sector de los **hidrocarburos** se caracteriza por qué: (1) se generan *rentas* muy significativas en la extracción de petróleo y de bastante menor cuantía en la extracción de gas natural; (2) requiere una alta proporción de *costos hundidos* (inversiones inmovilizadas), en comparación con los costos operativos y no-hundidos; (3) la mayor parte de las reservas se encuentran localizadas en países institucionalmente débiles con *altos riesgos políticos*; (4) existe una significativa *variación en el riesgo* existente en las diferentes etapas de desarrollo del sector, la exploración del petróleo implica alto riesgo geológico mientras que estos riesgos disminuyen considerablemente en las fase de desarrollo del yacimiento y producción; (5) los productos, el gas o derivados del petróleo como la gasolina, son consumidos ampliamente por la población y representan una porción importante de su canasta de consumo; (6) el precio del petróleo (y en alguna medida el gas) en el mercado internacional es volátil por lo tanto las rentas provenientes del petróleo también lo son; y (7) las rentas generadas son relativamente fáciles de apropiar por parte de los Estados (Monaldi, 2005; Manzano y Monaldi, 2008). Estas características tienen implicaciones muy importantes en la evolución del marco fiscal del sector, así como en los conflictos entre gobiernos, compañías y consumidores.

Aunque hay muchas similitudes entre la industria petrolera y la **minería**, es bueno destacar que también hay diferencias importantes y algunas variaciones en las características descritas arriba. En el caso de la **minería**: (1) las rentas en la producción de cada mineral son diferentes y generalmente bastante menores que las del petróleo. Algunos minerales son relativamente abundantes y no generan rentas relevantes en su producción, por ejemplo, cal y piedra. En contraste, en la extracción de minerales como el cobre, el oro, el níquel, los diamantes, entre otros, han existido rentas importantes en algunos periodos, como es el caso de la última década en la cual los precios de los recursos naturales han estado a niveles históricamente elevados. (2) En la minería los costos hundidos son importantes, pero su proporción relativa con respecto a los costos operativos, es generalmente menor que en la industria petrolera. (3) Las reservas de algunos minerales (como el cobre y el níquel) están muy concentradas, a veces incluso más que las de petróleo. (4) Los riesgos exploratorios son menores en la minería y por lo tanto no existen diferencias tan importantes entre los riesgos geológicos a lo largo de la vida del proyecto. (5) Los productos mineros no tienen un impacto político tan importante a nivel de los consumidores, porque generalmente no son de consumo masivo. (6) El precio de los minerales en el mercado internacional también es bastante volátil, pero en general la volatilidad de los minerales es menor que la del petróleo. (7) Dependiendo del tipo de explotación minera es más o menos fácil para los Estados capturar las rentas en su extracción. Si su producción es concentrada y controlable como el cobre es fácil capturar las rentas, si en cambio como en ciertas explotaciones de oro y diamantes, es susceptible de explotación desconcentrada e informal, es muy difícil para el Estado capturar sus rentas. En este documento estaremos evaluando minerales como el cobre en que las rentas son importantes y fáciles de apropiar por los Estados.

A diferencia de otras industrias, la explotación petrolera y, en menor medida, la explotación gasífera y minera genera importantes **rentas**. Estas generalmente se definen como la ganancia en exceso del costo de oportunidad de los factores de producción reproducibles (trabajo y capital). Las rentas pueden resultar de la presencia de costos de extracción naturalmente bajos o de reservorios minerales de muy alta calidad (precios altos), en relación con el productor marginal. Este tipo de rentas se conocen como “rentas diferenciales o ricardianas”. Las rentas también pueden surgir de la escasez relativa natural (Hotelling) o generada por restricciones al acceso a las reservas, o de restricciones de producción típicamente enmarcadas en la acción de carteles. Por ejemplo, en el caso de Latinoamérica, el costo operativo de extracción de petróleo típicamente varía entre 5US\$ y 15US\$ por barril. En el marco de estos costos, el reciente incremento de los precios a niveles por encima de los 80US\$ por barril ha generado rentas exorbitantes. Sin embargo, en 1998 cuando el precio del petróleo cayó por debajo de 10US\$ existían rentas muy inferiores e incluso en algunos yacimientos se producía sin generar rentas o hasta generando pérdidas.

En el caso de un mineral como el cobre las rentas han sido sustanciales, pero mucho menores. Por ejemplo, en Chile y Perú los costos de producción en la última década han estado entre 0.4US\$ y 0.7US\$ por libra, ubicándoles entre los países con costos más bajos en el mundo. Antes de 2004 los precios oscilaron entre 0.6US\$ y 1US\$ por libra por lo que las rentas eran limitadas. Pero con el incremento de precios iniciado en 2004 los precios se han incrementado superando los 1US\$ en 2004 y los 3US\$ en 2006, por lo que las rentas han sido elevadas. Similarmente, en la producción de oro, el costo ha estado alrededor de 170-240 US\$ la onza y el precio ha subido de niveles inferiores a 300 US\$ la onza en 1999-2001, a niveles superiores a 600 US\$ después de 2006, e incluso por encima de 1000 US\$ a partir de 2009 (Campodónico, 2008).

En la teoría, las rentas minerales pueden ser fácilmente capturadas por los Estados sin afectar la producción a largo plazo. Con este propósito los Estados pueden utilizar herramientas inherentes a su control soberano sobre los impuestos y las regulaciones, así como los derechos de propiedad que poseen sobre el subsuelo. Mientras el productor cubra sus costos y obtenga un rendimiento que compense suficientemente el riesgo, la captura de rentas por parte del Estado no debería obstaculizar el desarrollo del potencial del sector.

En la práctica, sin embargo, en algunas ocasiones las compañías petroleras y mineras retienen parte importante de estas rentas y en otras, los Estados sobre-extraen recursos y/o expropián a los inversionistas, no permitiéndoles recuperar la inversión con un retorno atractivo. En el primer escenario, el Estado y sus ciudadanos pierden ingresos financieros que pueden ser significativos, sin ninguna justificación económica. En el segundo escenario, se desincentiva la inversión de largo plazo y se afecta el desarrollo del potencial del sector.

Esta incapacidad para capturar eficientemente las rentas generadas en la explotación de hidrocarburos y minerales se debe a los arreglos contractuales rígidos y a la falta de progresividad de los sistemas impositivos, en los que el Estado obtiene un aumento en la recolección de impuestos menos que proporcional al aumento del precio internacional. Este hecho hace que ante aumentos importantes del precio internacional del petróleo y otros minerales, los gobiernos tengan incentivos para renegar de los compromisos adquiridos en periodos con niveles de precio inferiores. Por otra parte, en periodos de precios bajos, los marcos institucionales generalmente hacen poco atractiva la inversión.

La presencia de rentas y su distribución genera tensiones no solamente entre los gobiernos y las compañías operadoras, sino entre otros grupos de interés como trabajadores, gobiernos regionales y consumidores locales. Esto se ve reforzado porque no hay una *distribución* óptima de la renta desde el punto de vista de economía positiva. No es un asunto de eficiencia, sino un asunto de naturaleza fundamentalmente distributiva, normativa y ultimadamente política.

La industria petrolera y gasífera también se caracteriza por la presencia de altos **costos hundidos**, es decir, activos que por su propia naturaleza quedan inmovilizados antes de que las empresas comiencen a recuperar su inversión. Los estudios sísmicos, la exploración y desarrollo de yacimientos, y la construcción de oleoductos o gasoductos son ejemplos de activos inmovilizados. En el caso de la minería el desarrollo de la mina también constituye un costo hundido, pero los costos operativos de extracción son proporcionalmente más elevados, por lo que el peso relativo de los activos inmovilizados es menor.

Una vez que estos activos inmovilizados se dedican al uso en cuestión, su valor ex post en usos alternativos es muy bajo, lo cual abre la puerta para la apropiación por parte del gobierno de lo que se denomina *cuasi-rentas* o la diferencia del costo oportunidad (valor alternativo) de los activos antes y después de ser *hundidos* en una inversión particular. En estos casos, las compañías continuarán operando en la medida que recuperen costos operacionales (que son proporcionalmente menores) y la porción “no-hundida” de su inversión, aún cuando no recuperen la porción “hundida”. Como resultado, los gobiernos, y otros actores, tendrán incentivos para expropiar las *cuasi-rentas* una vez que se haya hecho el grueso de la inversión inmovilizada, mediante el cambio de las condiciones de inversión, ya sea vía incremento de impuestos, cambios regulatorios o fijando unilateralmente los precios en el mercado interno a niveles inferiores al costo de

oportunidad, por ejemplo el precio de la gasolina o las tarifas de gas. Los beneficios políticos de renegar de los compromisos adquiridos con las compañías son altos. En el corto plazo, el gobierno puede extraer abundantes recursos fiscales o transferirlos a los consumidores vía precios artificialmente bajos de los productos sin tener un impacto significativo en la producción. En el caso de la minería, como adelantamos, los costos hundidos y las cuasi-rentas apropiables por el Estado son relativamente menos importantes, por lo que, *ceteris paribus*, la minería es menos susceptible de expropiación “regulatoria” que la extracción de crudo.

Esta lógica aplica incluso en el caso que estemos hablando de compañías estatales. La expropiación de las ganancias de las compañías del Estado también puede generar beneficios políticos en el corto plazo con efectos de largo plazo en la producción e inversión; dependiendo de su gobierno corporativo y el marco político institucional, entre otras variables. De hecho las empresas estatales en algunos casos son las mayores víctimas de sobre-extracción de ingresos por parte de los Estados. PEMEX, Petroecuador, y PDVSA en la última década, son ejemplos patentes de ello. La “expropiación” de ingresos a empresas estatales es la norma, no la excepción en la región. Petrobras es un caso de estudio interesante de una empresa estatal que ha logrado mantener su capacidad de inversión y se ha inclusive expandido fuera de sus fronteras.

Adicionalmente, el hecho de que los productos en el caso del sector hidrocarburos sean consumidos ampliamente por la población y que representen una parte importante de su canasta de consumo, hace que los consumidores presionen a los gobiernos para establecer subsidios cruzados u otras regulaciones que favorezcan determinados grupos de interés, así como convierten también al precio interno en un asunto altamente politizado.

La exploración y producción de petróleo y algunos minerales, es particularmente riesgosa desde el punto de vista político y regulatorio, porque la mayor parte de las reservas mundiales se concentran en países en desarrollo con instituciones muy débiles y con altos riesgos políticos. Los gobiernos de estos países tienen dificultades para convencer a los inversionistas de su capacidad de compromiso y respeto a los acuerdos suscritos, de manera tal que tanto los inversionistas privados como las empresas estatales puedan recuperar sus costos hundidos. Si los beneficios políticos que se pueden obtener de renegar los acuerdos son altos y los costos de corto plazo de hacerlo son bajos, entonces solamente la presencia de fuertes instituciones domésticas o mecanismos externos que puedan forzar a su cumplimiento pueden garantizar la credibilidad de los derechos de propiedad. De hecho, los mecanismos externos para hacer cumplir los compromisos han jugado un papel mucho más importante que las instituciones domésticas a través de la historia de la inversión en petróleo y minerales en países en desarrollo. Sin embargo, a medida que los países en desarrollo se hicieron más soberanos y las transnacionales perdieron poder de mercado, los mecanismos externos perdieron efectividad.

Un ejemplo reciente de estos mecanismos para el cumplimiento externo lo constituye la inclusión de arbitraje internacional en los contratos, el uso de tratados bilaterales o multilaterales de inversión, y préstamos garantizados con las cuentas por cobrar de las exportaciones de petróleo. Existen por supuesto algunas pocas excepciones, como es el caso de Noruega, Chile y recientemente Brasil y Colombia, donde las instituciones regulatorias y políticas locales han sido suficiente garantía para los inversionistas en sectores caracterizados por altos costos hundidos (Manzano y Monaldi, 2008).

El **riesgo geológico y económico** varía significativamente entre los proyectos petroleros y mineros. Dependiendo del nivel de estos riesgos y la magnitud de la inversión en los proyectos, los gobiernos estarán más o menos dispuestos a invitar a empresas multinacionales y a ofrecer, o no, condiciones atractivas para la inversión (Nolan y Thurber, 2010). La existencia de altos riesgos geológicos en la fase de exploración petrolera provee incentivos para que los gobiernos ofrezcan condiciones atractivas a los inversionistas en esta fase. Sin embargo, cuando la exploración es exitosa, los gobiernos comienzan a tener incentivos para renegociar las condiciones iniciales. Los contratos generalmente no incorporan cláusulas que les permitan a los gobiernos apropiarse de todas las rentas que se generan luego de un descubrimiento significativo, es decir las condiciones fiscales y contractuales no suelen ser progresivas a la magnitud y rentabilidad del descubrimiento. Cuando el riesgo exploratorio es alto, las empresas parecen exigir contratos con un “upside” muy significativo, a pesar de que ello incremente los riesgos de renegociación. Como resultado, aún en la fase inicial de producción los gobiernos tienen incentivos para renegociar las condiciones contractuales y fiscales luego de un gran descubrimiento.<sup>3</sup>

Las empresas estatales suelen posicionarse en etapas y proyectos de menor riesgo. Por ejemplo áreas ya desarrolladas y maduras, que no requieren tecnología de punta. La razón fundamental es que las empresas estatales tienen menos capacidad de manejar grandes proyectos de alto riesgo, porque a diferencia de las empresas multinacionales suelen tener sus reservas concentradas en una sola área geográfica y por tanto están menos diversificadas. Asimismo, el accionista estatal suele ser más adverso a asumir riesgos muy altos, no ofreciendo incentivos al gerente estatal para asumir dichos riesgos (Nolan y Thurber, 2010).

En contraste, en los proyectos que se encuentran en la frontera tecnológica o en zonas de mayor riesgo geológico, suelen posicionarse mejor las empresas multinacionales de gran escala. Por ejemplo, en exploración de nuevas provincias petroleras, en zonas de muy difícil acceso (grandes profundidades costa afuera) o en el desarrollo de proyectos de crudo no convencional (bitumen). Por supuesto, existen excepciones como es el caso de Petrobras (Brasil) y Statoil (Noruega) que se han destacado por su capacidad de extracción costa afuera y en diferentes regiones del mundo. Asimismo, recientemente, las empresas petroleras de la China (CNPC, CNOOC, SINOPEC) han desarrollado una gran actividad internacional de producción. Cabe destacar que en todos estos casos las empresas son semi-privadas o mixtas ya que han abierto su capital accionario a inversionistas en el mercado de valores.

La **volatilidad** de los precios internacionales del petróleo y los minerales se traduce en una alta volatilidad de las rentas. Los sistemas impositivos de los países en la región han tenido dificultad para capturar toda la renta que se genera en diferentes escenarios de precios, por ende, la volatilidad del precio es particularmente problemática. En el caso de países que dependen de sus exportaciones petroleras y mineras como Bolivia, Ecuador y Venezuela, la volatilidad del precio puede causar gran inestabilidad macroeconómica y fiscal salvo que se tengan establecidos efectivos mecanismos de estabilización, lo cual ha sido poco común en estos países. Por lo tanto, aunque la expropiación es más prevalente y generalizada en periodos de precios altos, los gobiernos de países exportadores de recursos mineros, pueden verse tentados a renegar de sus

---

<sup>3</sup> Este fenómeno lo identifiqué inicialmente Raymond Vernon, llamándolo “the obsolescing bargain” debido a que los contratos de exploración tienen el riesgo intrínseco de que si son muy exitosos suelen ser renegociados. Larry Summers ha argumentado que un fenómeno muy similar ocurre con las privatizaciones. Los países poco creíbles, hacen privatizaciones en términos muy favorables para los inversionistas, pero esto lleva a que eventualmente sean revertidas o renegociadas por la indignación política que esto genera (Hogan y Struzenegger, 2010).

condiciones contractuales, y en particular exprimir a las empresas estatales, si los precios caen y el gobierno enfrenta una crisis fiscal. Vale la pena mencionar que una crisis fiscal producida por un evento diferente a un shock de precios también puede hacer que los gobiernos tengan incentivos para sobre-extraer rentas a los productores minerales.

### **Dotación de recursos, excedentes exportables, dependencia y sus implicaciones para el marco institucional, fiscal y contractual**

Los incentivos de los gobiernos se ven influenciados de manera determinante por la dotación de recursos energéticos del país y su condición de *exportador* o *importador* neto. Países que poseen escasas reservas probadas en proporción a su mercado interno y requieren aumentar la inversión y producción en el sector, como por ejemplo Colombia y Perú en petróleo, actuarán de manera muy diferente a países que tienen gran abundancia de recursos y que ya tienen gran inversión instalada como México o Venezuela. Es por ello que para analizar la economía política del petróleo y los minerales es preciso destacar la distinción entre países excedentarios y países deficitarios.

Los países que son importantes exportadores netos en relación con su población y el tamaño de su economía y que tienen reservas abundantes (o crecientes) para seguirlo siendo, tenderán a priorizar la maximización de rentas como objetivo de sus políticas impositivas y regulatorias. Dependiendo del marco político-institucional esta maximización de rentas se hará con un horizonte de largo plazo o con un énfasis en las rentas presentes. La maximización de producción deja en estos casos de ser la prioridad.

En contraste, los países que son importadores netos, que están en vías de serlo, y tienen escasas y/o declinantes reservas, tenderán a tener objetivos de política diferentes. Estos países suelen tener como prioridad maximizar la producción de manera de dejar de ser importadores netos o evitar serlo en el futuro. Aunque por supuesto están también interesados en capturar las rentas, no es su primera prioridad, y están interesados en desarrollar aquellos yacimientos marginales en que a los precios prevalecientes no existan rentas, pero que son viables económicamente con cargas tributarias reducidas.

En el caso de los importadores netos de petróleo, los incentivos están sesgados hacia la consecución de la inversión y lograr incrementos en la producción. En el caso de estos países, la extracción de rentas en las actividades de explotación y producción no es la prioridad puesto que la producción se destina al consumo del mercado interno y no a la exportación. Desde el punto de vista de los gobiernos importadores, las rentas no se generan en el mercado internacional sino que se extraerían a sus ciudadanos. Por tanto, están preocupados por el impacto para los consumidores nacionales de los aumentos de los precios internacionales. Es por ello y por la necesidad de evitar los altos requerimientos de divisas para la importación de hidrocarburos, que el interés de estos gobiernos se orienta a la inversión y a la producción de largo plazo. También contribuye a este sesgo la anticipación de los potenciales altos costos políticos, fiscales y los problemas de balanza de pagos que tienen estos gobiernos cuando ocurren aumentos repentinos de los precios internacionales del petróleo.

Es importante destacar que el nivel de reservas probadas no es completamente exógeno, es decir no es solo basado en la abundancia natural del recurso en el subsuelo, sino que también depende de manera importante de la inversión en exploración, de los cambios tecnológicos y del nivel de precios de petróleo en el mercado

internacional. De manera que, hasta cierto punto, la existencia de reservas es endógena al marco institucional y las políticas que han prevalecido en el pasado. A su vez, las reservas como veremos son un determinante primordial de las instituciones y políticas desarrolladas por los países.

Es posible observar ciertas regularidades en cuanto a cómo se organiza la actividad petrolera y gasífera dependiendo de si los países en cuestión son importadores o exportadores netos de petróleo. Los gobiernos de países exportadores netos tendrán mayor renuencia a privatizar compañías petroleras, puesto que manteniéndolas como compañías estatales éstas pueden ser utilizadas como caja chica de los gobiernos mientras que esto sería más difícil si fueran privadas. Adicionalmente, en los países exportadores netos, debido a que las compañías estatales tienden a tener menos déficits financieros que los que podrían tener sus contrapartes en países importadores netos u otras empresas estatales de sectores sin presencia de rentas; los argumentos clásicos a favor de la privatización resultan menos evidentes.

En el caso de minería los incentivos a no estatizar o a privatizar, son más significativos, en primer lugar porque las rentas son mucho menores que en petróleo y en segundo lugar porque los costos operativos y no hundidos son mucho mayores, por lo que una mala administración es más susceptible de generar pérdidas o de disipar las escasas rentas existentes. Sin embargo, la existencia de empresas estatales mineras aunque es menor que el sector petrolero, es superior a los sectores manufacturero y de servicios, en los cuales no existen rentas y los costos hundidos son muy bajos.

Por otra parte, debido a que los sistemas impositivos introducen importantes distorsiones en la explotación de los recursos, la propiedad estatal puede resultar una alternativa menos “distorsionante” de la eficiencia que la presencia de altos impuestos marginales a los operadores privados, particularmente cuando los precios del petróleo son altos. Por estas razones, se puede prever que en los países que son importantes exportadores netos de petróleo tenderán a prevalecer compañías petroleras estatales mientras que en los países importadores netos tendrán presencia preponderante de empresas privadas.

Como se planteo previamente, las empresas estatales petroleras tenderán a prevalecer en provincias petroleras maduras en que los riesgos están acotados y la tecnología es accesible a través de empresas de servicio. En los nuevos desarrollos de frontera geológica y/o tecnológica, incluso los gobiernos de países exportadores serán más proclives a aceptar la presencia de multinacionales (Nolan y Thurber, 2010).

Cuando el **precio** del petróleo o los minerales aumenta significativamente, la tendencia al *nacionalismo de los recursos* y al aumento de impuestos son un fenómeno común en los exportadores netos, especialmente en el caso del petróleo. En aquellos casos en que los gobiernos están dispuestos a ofrecer a inversionistas extranjeros acceso a sus reservas petroleras, los exportadores netos con reservas sustanciales tienen mucho poder en la negociación con las compañías internacionales, puesto que estas últimas tienen muy pocas alternativas de este tipo, ya que la mayor parte de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial están en manos de empresas estatales. Estos países típicamente abren a la inversión extranjera áreas de la producción con poca generación de renta, campos marginales, o de alto riesgo, como se comentó con anterioridad. Cuando el precio del petróleo aumenta significativamente, los exportadores netos se encuentran en mejor posición para negociar mientras que las compañías internacionales que tienen activos inmovilizados en ese país no tienen alternativa si el gobierno decide cambiar los términos acordados.

Los importadores netos tienen incentivos a incrementar la producción y la inversión para abastecer al mercado interno ofreciendo condiciones más atractivas para la exploración y explotación, aunque estas condiciones favorables también pueden ser el resultado de la baja prospectividad o escasa expectativa de éxito exploratorio. Sin embargo, aún con estos incentivos generales, los países importadores pueden en ocasiones ser tentados a renegar de los términos de negociación acordados, ante un eventual aumento significativo de los precios del petróleo, un shock externo o ante un gobernante con alta tasa de descuento político. En estos casos, por ejemplo, los precios del gas doméstico o los productos derivados del petróleo como la gasolina pueden ser fijados por debajo del precio de mercado o pueden ser colocados impuestos a las exportaciones, en caso de que hubieren (los importadores *netos* en ocasiones exportan crudo e importan productos, exportan algunos productos e importan otros, exportan algún tipo de crudo e importan otros tipos, o exportan en una región e importan en otra por temas de costos de transporte).

Los exportadores netos suelen ser más proclives a subsidiar significativamente el precio de los productos derivados en el mercado interno con las rentas obtenidas en el exterior. Esto es sobre todo el caso cuando existen empresas estatales que son fáciles de forzar a asumir las pérdidas, haciendo los subsidios menos visibles que si tuvieran que provenir de otros ingresos fiscales. Pero también a veces ocurre en el caso de empresas privadas que son forzadas a vender en el mercado interno por debajo del precio internacional. El caso más exagerado en la región es Venezuela que vende los productos en el mercado interno a menos de US\$8 por barril. Pero en periodos de precios altos la mayoría de los países exportadores subsidian aunque sea parcialmente al mercado interno.

Mientras que en el caso de los importadores netos estos subsidios suelen ser de menor magnitud o inexistentes. En algunos casos crean mecanismos de estabilización de precios para reducir la volatilidad que experimentan los consumidores, pero no subsidios permanentes y generalizados. De hecho algunos importadores netos cargan importantes tributos al consumo de gasolina.

### **III. LOS REGÍMENES FISCALES Y CONTRACTUALES: TIPOS DE CONTRATOS E IMPUESTOS, INDICADORES Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN.**

Para entender de manera integral la naturaleza e implicaciones de los impuestos al sector petrolero y minero es necesario incorporar no solo los impuestos, sino las contribuciones y regulaciones establecidas contractualmente por la operación del yacimiento o mina. Tanto desde el punto de vista del Estado, como desde el punto de vista del operador, lo relevante es el monto, momento y forma en que el operador, estatal o privado, transferirá al Estado recursos provenientes de los ingresos de la operación, así como el precio de venta. Es importante entender a qué precio se va a generar ese flujo de ingreso, si el Estado tiene potestad para regularlo, o será un precio de mercado internacional. En otras palabras como se asignan los derechos de propiedad de los flujos de ingresos provenientes de la extracción del recurso. Por ello es necesario analizar como un todo el régimen fiscal y de contratación (RFC). En la mayoría de los países de la región existen contratos o concesiones especiales para el sector petrolero y minero, e inclusive existen una variedad de tipos de contrato en un mismo país. Adicionalmente a las disposiciones del contrato, típicamente aplican impuestos o tributos de carácter específico al sector (p.e. regalía, impuesto a las ganancias extraordinarias, etc.) y/o de carácter general (impuestos sobre la renta, valor agregado, etc.).

En esta sección primero haremos una breve revisión de los tipos de contratos e impuestos prevalecientes en el sector petrolero y minero. Luego discutiremos los indicadores y criterios necesarios para evaluar el RFC. Finalmente, discutiremos las razones de economía política por las que los RFC tienen importantes deficiencias.

## **Tipos de Contratos en el Sector Petrolero y Minero**

Los regímenes de contratación para la explotación petrolera y minera tienen diversas modalidades y han evolucionado a lo largo de la historia. En términos de la propiedad del recurso se pueden clasificar, a grandes rasgos, en dos tipos: regímenes de concesiones y regímenes contractuales.

En casi todos los países del mundo, con la importante excepción de los Estados Unidos, el Estado es propietario del subsuelo y sus recursos. Sin embargo, en algunos países (especialmente antes de 1970) el Estado otorga concesiones o licencias que dan al operador derechos de propiedad sobre el recurso por un período determinado. Esto es lo que se conoce como régimen de concesiones. El operador paga regalías e impuestos de acuerdo con las actividades de explotación desempeñadas. En minería es muy común esta modalidad, en petróleo y gas ha dejado de ser el modelo predominante y es más común el régimen contractual.

En el caso de los regímenes contractuales, el Estado siempre retiene la propiedad de los minerales. Las operadoras tienen derecho a recibir una porción de las ganancias obtenidas en su explotación, pero no son propietarias del mineral. La porción obtenida por los operadores dependerá de los términos y condiciones contractuales. Los regímenes contractuales se pueden clasificar en dos tipos, dependiendo de cómo obtiene el operador su parte de la ganancia: (i) contratos de producción compartida, y (ii) contratos de servicio.

En los *contratos de producción compartida* (production sharing contracts), el Estado, que ostenta la propiedad de los recursos minerales, contrata a una empresa para explotar sus yacimientos, retribuyéndole con el derecho a apropiarse de una porción (establecida contractualmente) de la producción obtenida. El operador también se queda con una porción de la producción como compensación a los costos (*cost oil*), dicha compensación típicamente tiene un límite (como proporción del valor de la producción)

En los *contratos de servicios* (service contracts), el Estado contrata a una empresa para explotar sus yacimientos, generalmente retribuyéndole los costos incurridos en exploración y el desarrollo del yacimiento, en el caso que sean exitosos (el operador corre el riesgo de la exploración fallida). Adicionalmente, el operador recibe un honorario monetario por sus costos operativos. Este tipo de contratos se sub-categoriza de acuerdo con el riesgo asumido por el operador en: (i) Contratos de servicio puro, en los cuales el operador no asume riesgos de precio o producción, ya que su remuneración es un honorario fijo que no depende de los resultados de la operación. Este tipo de contratos no es muy común. (ii) Contratos de servicio a riesgo (risk service contracts), en los que la remuneración del operador depende de los precios del petróleo, del nivel de producción y/o de la eficiencia operativa. En este sentido, el honorario percibido equivale a una porción (acordada contractualmente) de las ganancias obtenidas por las actividades de producción. El operador de servicio, típicamente no paga los impuestos específicos del sector petrolero, sino solo los impuestos generales aplicables al resto de la economía.

Una tercera modalidad de contrato, que cada vez se utiliza más en el sector petrolero es la de *empresas mixtas* (joint ventures), en las que el Estado participa directamente en la explotación petrolera como socio del operador privado. Este tipo de contratos, que puede existir tanto en regímenes de concesiones como contractuales, se utiliza principalmente en países en los cuales el Estado cuenta con una empresa estatal con capacidad operativa, pero la participación del Estado puede ser puramente accionaria, sino existe un

operador estatal. Dependiendo del esquema es posible que el Estado compense o no al socio por los costos de exploración. Típicamente a este tipo de empresas se les aplican impuestos específicos al sector como en el caso de las concesiones (p.e. regalías, impuestos a las ganancias extraordinarias).

Además de los contratos antes mencionados, existen una variedad de modalidades contractuales específicas adaptadas a diferentes circunstancias. Por ejemplo, los contratos de asistencia técnica son utilizados principalmente para desarrollar proyectos relacionados con la recuperación, la rehabilitación y el desarrollo de campos marginales. El riesgo de exploración asociado es muy limitado. Otros tipos de contratos, como los de tasa de retorno y de factor R, se analizarán en la siguiente sección sobre regímenes fiscales.

Es importante acotar que además de los operadores privados y estatales, la industria petrolera y minería incluye una variada industria de contratistas de servicio que realizan muchas actividades que han sido tercerizadas. Por ejemplo, perforación, manejo de desechos, etc. Estas empresas constituyen cada vez una parte más importante de la economía del sector y pagan los impuestos propios de cualquier empresa de servicio, no los impuestos a la actividad petrolera o minera. La razón es que en la actividad de contratistas no se generan las rentas propias de la extracción mineral, ni se asumen los riesgos propios de la operación (geológicos, de precios, etc.).

### **Tipos de Regímenes Fiscales de los Hidrocarburos y la Minería**

El régimen fiscal de la explotación de hidrocarburos y minería está constituido por una variedad de tributos y, en algunos casos, participaciones contractuales del Estado. Entre las más comunes se encuentran los bonos, las regalías y los impuestos a las ganancias. También son muy comunes otros impuestos menos relevantes, como el impuesto superficial. Finalmente existen otros impuestos particulares, como el impuesto a las exportaciones, el impuesto a las ganancias extraordinarias, y el impuesto a la rentabilidad.

Bonos: los bonos son pagos especiales que el operador hace al Estado, en circunstancias específicas. Se pueden mencionar dos tipos principales: (i) Bonos de firma, que se pagan con la firma del contrato. En muchas ocasiones son mecanismos para asignar los proyectos en una subasta. Este tipo de pago al Estado es en teoría eficiente, ya que no genera distorsiones, por no alterar las decisiones óptimas de producción. Sin embargo, es poco realista que el bono se utilice como única participación del Estado. La falta de compromiso gubernamental hace poco creíble que el Estado no vaya a extraer rentas en el futuro con otros mecanismos, por lo que en contextos de alto riesgo político y regulatorio más bien el bono constituye un costo hundido que puede hacer poco atractivo el desarrollo de proyectos marginales (Manzano y Monaldi, 2008); (ii) Bonos de producción, que se pagan durante la etapa de producción, cuando ésta excede cierto monto establecido contractualmente. Este último tipo de prima compensa al Estado cuando la rentabilidad del yacimiento es superior a la esperada por mayor producción.

Regalías: las regalías son los pagos en dinero o en especie efectuados por el operador al Estado por el derecho a la extracción de los hidrocarburos. Las regalías son calculadas sobre los ingresos brutos o, lo que es equivalente, representan un porcentaje de la producción. La ventaja de la regalía es que resulta muy fácil de cobrar y es más estable que los impuestos a las ganancias. Sin embargo, la regalía genera importantes distorsiones al requerir pagos aun cuando no existan ganancias.

Impuesto Sobre las Ganancias: el impuesto sobre las ganancias o sobre la renta (ISLR) es un impuesto que grava la ganancia obtenida una vez deducidos los costos y la depreciación de los ingresos brutos. En general, si el ISLR existe en combinación con una regalía, el importe de la misma se puede deducir como un costo para propósitos del cálculo del impuesto.

Tasas variables: la tasa de regalía o impuesto puede variar de acuerdo con una escala. La escala móvil más común está basada en incrementos de la tasa de regalía con el nivel de producción. Como generalmente mayores niveles de producción por campo implican mayor rentabilidad, se aplica una regalía creciente a objeto de aumentar la progresividad.

Límites a la Recuperación de Costos: los límites de recuperación de costos son techos estipulados entre las partes al nivel de los costos de exploración, desarrollo y operación a ser reembolsados por el Estado a la operadora por las actividades de producción realizadas, típicamente estos aplican para contratos de producción compartida o contratos de servicio. Estos topes normalmente oscilan en un rango que va del 30% al 50% de los ingresos brutos. Cabe destacar que en muchos casos los costos no recuperados en un ejercicio fiscal determinado son recuperables en los años subsiguientes.

Cerco fiscal: en la mayoría de los sistemas fiscales petroleros se aplica el cerco fiscal o ringfencing, lo que significa que los costos asociados con un yacimiento determinado sólo podrán deducirse de los ingresos generados en el mismo yacimiento. En otras palabras, las empresas que operan bajo este sistema no pueden consolidar sus costos y asignarlos a proyectos muy rentables para minimizar las ganancias sujetas a ISLR. Desde el punto de vista del Estado, el ringfencing reduce los riesgos ya que permitir la asignación de costos entre los diferentes campos implicaría que el Estado estaría subsidiando los campos menos productivos. Sin embargo, en algunos casos los gobiernos autorizan la consolidación de costos debido a que representa un importante incentivo fiscal a la inversión. Proyectos que inicialmente no son atractivos desde el punto de vista financiero pueden pasar a serlo simplemente por los beneficios fiscales recibidos por la consolidación de costos entre yacimientos. Este es el caso del Reino Unido, donde la eliminación del ringfencing generó un importante auge de inversión.

Contratos flexibles: al igual que los tributos de tasa variable, los contratos flexibles son aquellos en que la participación del Estado se ajusta a cambios en algunas de las condiciones que afectan la rentabilidad del proyecto.

Contratos de Factor R: los contratos de factor R son aquellos contratos flexibles que se ajustan a los cambios en el llamado “factor R” de los proyectos. El factor R es una medida simplificada de rentabilidad, cuya definición varía de acuerdo con el sistema fiscal bajo estudio. Por ejemplo, la definición de factor R contemplada en algunos contratos petroleros de la región es: en Perú: ingresos brutos acumulados por el operador (neto de impuestos), dividido entre costos brutos acumulados y en Colombia: ingresos brutos acumulados por el operador divididos entre la inversión y el costo brutos asumidos por el operador. El objetivo de estos contratos es que el Estado tome una mayor participación de acuerdo con el aumento en el rendimiento del proyecto. La racionalidad de esto es que el Estado pueda capturar las rentas.

Contratos e impuestos de tasa de retorno: son contratos flexibles en los que la participación del Estado se ajusta a los cambios en la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos. Hasta que el proyecto no supera una cierta tasa de retorno, el Estado no obtiene remuneración. El objetivo de estos contratos es que el Estado tome una mayor participación a medida que aumenta el rendimiento del proyecto, pero garantizando un nivel mínimo de rendimiento al inversionista. Es el caso del Impuesto a la Renta de los Recursos utilizado en Australia. Estos mecanismos flexibles son progresivos a lo largo de la vida del proyecto, pero no necesariamente incrementan los impuestos recabados por el Estado en el momento en que ocurre un aumento de precios.

Impuestos a las ganancias extraordinarias (“windfall taxes”): este tipo de impuesto es un tributo flexible que a bajos niveles de precio no se activa pero, cuando ocurren eventos que generan rentas extraordinarias,

captura estas rentas para el Estado. Puede ser una regalía especial que aplica al diferencial de precios, a niveles alto o una sobre-tasa aplicable a las ganancias.

### **Evaluando el Régimen Fiscal y Contractual de los Hidrocarburos (RFC)**

Existen una serie de indicadores para evaluar el RFC. Entre los más relevantes se encuentran las participaciones del Estado y del operador en las ganancias, el margen de explotación, las regalías mínimas efectivas y el índice de ahorro en costos. Para poder realizar una evaluación de un RFC, dichos indicadores deben ser evaluados en su conjunto, porque un indicador aislado puede generar una visión sesgada o incompleta.

**La Participación del Estado en las Ganancias (PEG)** (Government Take) del proyecto. Es un indicador fundamental para evaluar el RFC, representa la porción de las ganancias que el Estado captura de la explotación petrolera o minera. Por lo general, esta medida es presentada en términos porcentuales y se obtiene al dividir el monto total obtenido por el Estado -compuesto generalmente por: (i) bonos, (ii) regalías, (iii) producción compartida, e (iv) impuestos- entre los ingresos operativos totales del yacimiento analizado (ingresos brutos acumulados – costos brutos acumulados) (Johnston, 1994). Es importante mencionar que los ingresos y costos brutos acumulados se calculan sobre la base de los flujos de caja estimados para la vida del proyecto. En su versión más sofisticada, la PEG se calcula usando los flujos de caja descontados a una tasa que refleja el costo de oportunidad del capital (Kellas, 2005). **La Participación del Estado en la Renta Anual (PERA):** se refiere a la porción de la ganancia que se apropia el Estado en un año determinado. A veces también se habla de “government take” refiriéndose a este concepto, pero conviene no confundirlos. Porque puede que en la vida del proyecto el PEG sea muy alto, pero en un año específico se bajo.

Ceteris paribus, una menor PEG hacen más atractiva la explotación del yacimiento para el operador. Sin embargo, aun cuando la PEG es un indicador muy significativo, representa una visión simplificada de las condiciones generales del Régimen Fiscal y de Contratación y, por lo tanto, deben ser complementados con otros indicadores del RFC y con el estudio de otros factores ajenos al RFC. En términos muy generales, aquellos factores que permiten una mayor rentabilidad esperada antes de la PEG posibilitan soportar PEG más altas sin desalentar la inversión. Es decir, aquellos factores que generan mayor renta total permiten que el Estado se quede con una mayor porción de la ganancia.

Entre los elementos exógenos al RFC que deben considerarse al evaluar las PEG, se encuentran los siguientes (Jonhston 1994 y 2001; Kellas, 2005):

**Potencial geológico del área:** un área de gran potencial podrá soportar una PEG más alta. Para evaluar este potencial tenemos la tasa de éxitos de proyectos de exploración anteriores y la tasa esperada en el futuro, las reservas esperadas y el tamaño de las áreas asignadas. En el caso de áreas ya desarrolladas se toman en cuenta las reservas probadas y probables, la madurez del campo, la calidad del mineral, etc.

**Ubicación del Yacimiento y Costos de Explotación:** las áreas con mejor infraestructura disponible para la explotación y el transporte hacia los mercados tienen mayor potencial comercial. Asimismo, el impacto de la ubicación y las características del yacimiento sobre los costos de explotación y de transporte afectan la rentabilidad antes de la PEG y por lo tanto las posibilidades de soportar una PEG más alta. Entre los costos a considerar está el costo local de los contratistas, la profundidad del yacimiento, la profundidad de agua (en caso de que sea costa afuera), etc.

**Riesgo Político y Regulatorio:** como se analizó anteriormente, a mayor riesgo político y regulatorio menor será la rentabilidad esperada y por lo tanto menor la PEG que hace atractiva la inversión. Hasta cierto punto

el riesgo regulatorio es endógeno a la PEG, como se ha comentado si una PEG es muy baja, es posible que sea menos creíble que se va a mantener en el tiempo. Además de los factores institucionales y regulatorios ya considerados, el riesgo político incluye factores como la inestabilidad política, el impacto de las guerras y la violencia sobre las operaciones y la inestabilidad macroeconómica (por ejemplo hiperinflación y alta volatilidad del tipo de cambio).

### **Otros indicadores**

**Margen de Explotación:** se refiere al incremento en la porción que toma el gobierno dado un aumento en el precio del mineral. Mientras mayor sea éste, más progresivo es el RFC.

**Regalía Mínima Efectiva:** es la porción mínima de los ingresos brutos que obtiene el Estado en un período fiscal determinado. Depende de las regalías, de la porción de producción compartida y de los límites de recuperación de costos.

**Índice de Ahorro:** este indicador mide los incentivos que tiene el operador para reducir sus costos. Representa la porción que el operador efectivamente ahorra ante la disminución de US\$ 1 en sus costos, una vez considerados los impuestos.

### **Otros elementos del Régimen de Contratación**

**Duración y devolución de activos:** los contratos tienen un término establecido y normalmente requieren la entrega de los activos al Estado. La duración del contrato afecta la rentabilidad y los incentivos del operador. A medida que se acerca el fin del contrato, el operador tendrá incentivos para disminuir la inversión y acelerar la tasa de extracción de mineral. La duración típica de los contratos es de 20 a 40 años.

**Resolución de Disputas:** para proveer de mayores garantías a los inversores, particularmente en países con sistemas judiciales poco creíbles o ineficaces, muchos contratos incluyen cláusulas que estipulan el uso de arbitraje internacional para la resolución de disputas.

### **Criterios para evaluar el RFC**

Hay una variedad de criterios que es deseable que cumpla el RFC, algunos de los cuales no se pueden lograr simultáneamente, por lo que existe un trade-off en el cumplimiento de los mismos. En términos generales, un RFC debe maximizar el valor de los minerales para una nación, estimulando el desarrollo del potencial del sector. Para ello es necesario establecer condiciones a fin que los proyectos sean rentables para sus inversionistas. Por otra parte, el RFC debe capturar en lo posible las rentas existentes en la explotación de minerales para el Estado o nación.

**Neutralidad:** el RFC debe permitir el desarrollo de proyectos con diferentes rentabilidades y características. La neutralidad requiere que todos aquellos proyectos que tienen retornos sociales positivos antes de impuestos, los tengan también después de impuestos. Más específicamente, la neutralidad implica que la jerarquización de los proyectos de acuerdo con su rentabilidad se mantenga constante antes y después de impuestos. La neutralidad es deseable porque si el RFC no fuese neutral estaría ocasionando una asignación ineficiente de recursos. Por ello, no puede ser igual la carga impositiva de un proyecto petrolero de crudos livianos ya desarrollado que el de un proyecto de exploración de gas costa afuera.

**Progresividad y captura de rentas extraordinarias:** el RFC debe ser capaz de capturar la renta en diferentes escenarios de precios, costos y producción. En particular, si hay un aumento significativo de los precios del petróleo, el RFC debe permitir una mayor participación del Estado que cuando los precios son bajos. Es

decir, la PEG debe variar progresivamente con la magnitud de la renta y la rentabilidad. Es importante destacar que un esquema fiscal puede ser muy progresivo a lo largo de la vida completa del proyecto, es decir que un proyecto de alta rentabilidad tendrá una PEG alta, pero no generar un aumento inmediato de la participación del estado en la renta anual (PERA) ante un aumento súbito de precios. Como discutiremos posteriormente desde el punto de vista de economía política es poco probable que un esquema con una PERA poco progresiva tenga viabilidad política, es decir que no capture las rentas extraordinarias por auges de precios.

**Estabilidad del RFC:** Es deseable que el RFC sea lo más estable y predecible posible para reducir la incertidumbre y sus efectos negativos sobre la inversión y el potencial de renta apropiable por el Estado.

**Incentivos para Limitar los Costos:** el RFC debe dar incentivos al inversionista para que éste limite sus costos. Si el índice de ahorro es muy bajo, el inversionista no tiene incentivos para reducir costos, porque la ganancia se la lleva casi toda el Estado.

**Estabilidad de los Ingresos Fiscales:** dada la importante volatilidad en los ingresos petroleros y mineros y su pernicioso efecto sobre la estabilidad macroeconómica; los Estados prefieren un RFC que garantice cierto nivel de ingreso fiscal y un ingreso fiscal más estable. Por ejemplo, con una regalía mínima efectiva relativamente alta.

**Competitividad:** toda vez que los países compiten en la atracción de inversiones en el sector hidrocarburos y minería, es necesario que el RFC sea competitivo internacionalmente. Esto significa que la rentabilidad ajustada por riesgo de los proyectos, después de impuestos, debe ser comparable con la de sus competidores.

**Simplicidad y Transparencia:** es deseable que el RFC sea de fácil administración (sin excesivos costos de monitoreo) y que esta administración sea transparente.

### **Regalías vs. Impuestos a las Ganancias**

Las regalías tienen varias ventajas: (i) son de muy fácil administración y monitoreo porque sólo hace falta conocer el nivel de producción; (ii) inducen la reducción de costos porque el operador se queda con cualquier reducción; (iii) generan estabilidad de ingresos. Incluso permiten obtener ingreso fiscal cuando no haya ganancia, trasladando los riesgos y la volatilidad al operador, y (iv) generan ingresos fiscales desde que empieza la producción.

Sin embargo, las regalías tienen dos grandes desventajas: (i) no son neutrales porque pechan el ingreso bruto sin importar la rentabilidad. De esta manera, los proyectos de baja rentabilidad antes de impuestos pueden pasar a tener rentabilidad negativa después de impuestos. Por esta razón, desincentivan el desarrollo de proyectos marginales y proyectos menos rentables, y (ii) son regresivas porque a medida que aumenta el precio del mineral, capturan una menor proporción de las ganancias y de la renta. Así, la regalía resulta muy ineficaz para capturar renta. Por otro lado, la regalía genera que los aportes del proyecto estén concentrados en los primeros años (front-loaded), incrementando los riesgos para el inversionista.

Una manera de hacer a la regalía más progresiva es utilizar una escala variable, en la cual la tasa sube a medida que sube un cierto parámetro ligado con la rentabilidad. El más usado es el nivel de producción, pero también existen escalas que varían con respecto a la profundidad del yacimiento, la calidad del mineral, e incluso las ventas o el factor R.

Los impuestos a las ganancias tienen la ventaja de que son más neutrales y menos regresivos que las regalías. Sus desventajas son que su administración es más compleja y requiere más información. Además, los ingresos fiscales que generan son más volátiles y pueden ser inexistentes en un periodo determinado. Las regalías son más atractivas porque se cobran mensualmente sin esperar al cierre del ejercicio contable y no están sujetas a estrategias de “planificación fiscal” para reducir el pago de impuestos.

Los impuestos a las ganancias se pueden hacer progresivos si se establece una tasa creciente de acuerdo con una escala con parámetros ligados a la rentabilidad como el volumen de producción, el precio o las ventas. Sin embargo, dado que estos factores no están perfectamente correlacionados con la rentabilidad, este impuesto tampoco es neutral.

Las regalías son mucho más regresivas que el impuesto a las ganancias. Veamos un ejemplo, si el precio del petróleo es de \$20 por barril y el costo por barril \$10, una regalía de 25% captura para el Estado \$5 por barril ( $0.25 \times 20 = 5$ ), lo que representan el 50% de la ganancia por barril ( $20 - 10 = 10$ ). Si el precio del barril sube a \$100 la regalía de 25% captura \$25 ( $0.25 \times 100 = 25$ ), lo que representa 28% de la ganancia ( $25 / (100 - 10)$ ). Es decir, que a medida que se sube el precio baja la participación del Estado en las ganancias (en el ejemplo de 50% a 28%). Como es de esperarse, esquemas poco progresivos o regresivos generan importantes presiones para la renegociación de contratos e impuestos cuando ocurren aumentos de precio.

Por tanto, podemos concluir que tanto las regalías como los impuestos a las ganancias generan distorsiones importantes en la asignación de los recursos y que no son instrumentos progresivos, ni neutrales. Siendo las regalías las menos atractivas desde estas últimas perspectivas (para una discusión más detallada, ver Manzano y Monaldi, 2008).

### **Otros impuestos**

Los impuestos y contratos basados en tasas de retorno son los más neutrales y progresivos, pero tienen los mayores costos de administración y monitoreo. Se prestan para mayor manipulación por parte del operador aprovechando las asimetrías de información. No garantizan ingresos al estado en las primeras etapas de producción y los ingresos generados son menos estables.

Los impuestos a las ganancias extraordinarias son buenos para capturar renta y son progresivos tanto en el PEG como en la PERA. En general son una variante de las escalas variables de los otros impuestos que se activan cuando los precios del mineral superan un cierto umbral. En la última década, muchos países crearon este tipo de impuestos para capturar las rentas producto del auge de precios.

### **Los esquemas impositivos en América Latina: regresividad e inestabilidad**

Los países de la región usan una variedad de esquemas contractuales e impositivos para regular la actividad petrolera y capturar las rentas que se generan en ella. Sin embargo, la mayor parte de los esquemas tienen en común que en su conjunto son y han sido regresivos o poco progresivos. Es decir, son esquemas en que cuando suben las ganancias obtenidas por los operadores, por ejemplo por aumentos en los precios, no se incrementa proporcionalmente la participación del Estado en las ganancias o hasta se reduce.

En la Tabla presentada a continuación podemos ver de manera resumida una comparación de los marcos fiscales de los hidrocarburos en la región. Como podemos observar los marcos fiscales están basados en regalías y otros impuestos regresivos o poco progresivos. Los regímenes fiscales de la región no son tan regresivos como los basados únicamente en una regalía fija. La mayoría tienen componentes de impuestos a las ganancias, o tasas de regalía o de impuesto que varían de acuerdo con parámetros de producción.

Incluso, algunos esquemas se han hecho recientemente más progresivos a niveles de precios altos con la introducción de impuestos a las ganancias extraordinarias, pero siguen siendo regresivos a niveles de precio inferiores.

Como explicamos con anterioridad en la última década el sustancial aumento del precio del petróleo ha sido acompañado de un importante incremento de impuestos en los países de la región, así como de otras regiones del mundo (ver Grafico en Anexo). Argentina, Bolivia, Ecuador, Venezuela y muy recientemente Brasil incrementaron sus impuestos. En el caso de Brasil dicho incremento no aplica a los contratos ya firmados. En los otros casos si se aplicó, implicando una violación o renegociación forzosa o expropiación de los contratos ya existentes. Este patrón de expropiación también se ha visto en Rusia, Kazakstán, Libia, Yemen y otros países en desarrollo, durante el mismo periodo, pero incluso en países desarrollados incluyendo Canadá, Estados Unidos, y Gran Bretaña se realizaron incrementos de impuestos, aunque estos afectaron en menor medida la rentabilidad de los proyectos.

### Marco fiscal de los hidrocarburos en América Latina

País	Regalía	Tasa de impuesto sobre la renta en exceso a la tasa corporativa	Impuesto especial a las ganancias	Otros	Participación accionaria del Estado
Argentina	12%	No	No	Impuesto a la exportación 25%	Si
Bolivia	18%	No	12,5% para repatriación de ganancias; 20% a ganancias extraordinarias	20-32% para yacimientos grandes	Si
Colombia	20% en antiguos contratos; variable 8-25% en nuevos contratos	No	7%	Gas costa afuera paga 60% de la regalía; Gas 80%; Petróleo pesado 75%. Ganancias compartidas cuando WTI>\$33/bl	Si
Ecuador	Variable 12.5%-18.5% dependiendo del yacimiento	100% para Petroecuador; 0 % para privados	25%		Si
México	No	35%	7.7%	Hasta 61%, derecho por utilización de hidrocarburos	Si
Trinidad y Tobago	Varía por contrato	5%	0-45%		No
Venezuela	33%*	16%	Impuesto a ganancias extraordinarias 50% - 60% de la diferencia de precios por encima de \$70	Impuesto superficial	Si, mínimo de 51%

\* Se puede rebajar en proyectos poco rentables a 20%

Fuente: elaboración propia

Por ejemplo en Venezuela la regalía se incremento de 1% a 33% en los contratos de la Faja del Orinoco y la tasa de impuesto sobre la renta de 34% a 50%. Adicionalmente se introdujo un nuevo impuesto a las ganancias extraordinarias. En Bolivia las regalías del gas se incrementaron sustancialmente y en Argentina se aplicó un nuevo impuesto a la exportación de 30%. En Ecuador la renegociación forzosa de los contratos está en proceso, pero ya se introdujo un impuesto a las ganancias extraordinarias. En Brasil, ante los exitosos

descubrimientos del pre-sal se decidió incrementar la participación del estado vía impuestos y participación accionaria.

La regresividad de los RFC de la región ha sido una causa fundamental de que la renegociación de los impuestos haya ocurrido en varios países. Muchos contratos se firmaron cuando los niveles de precio del petróleo estaban entre 10 US\$ y 20 US\$ con condiciones atractivas de rentabilidad diseñadas para esos niveles. De manera que con el incremento de precios, y producto de la inflexibilidad de los RFC, los operadores se estaban quedando con una porción muy significativa de la renta. Por lo tanto la renegociación tuvo una racionalidad económica. En la Tabla de abajo, podemos ver la participación fiscal por barril durante tres periodos. Como podemos ver a medida que subió el precio del petróleo (medido por el crudo marcador West Texas Intermediate) la participación fiscal no se incremento de manera significativa en los países. Inclusive en el caso de Bolivia, la participación cayó. En el caso de Colombia y Venezuela se mantuvo estable. Inclusive, el incremento en Argentina tuvo que ver con cambios en las reglas fiscales. Por tanto, la incapacidad de incorporar adecuadamente las contingencias de precios constituye una de las principales causas de inestabilidad en los marcos fiscales de la región.

Fiscal take per barrel (% of international price)

<i>Country</i>	<i>1996-1998</i>	<i>1999-2001</i>	<i>2002-2004</i>
<i>WTI</i>	<b>19.0</b>	<b>25.1</b>	<b>32.9</b>
Bolivia	37%	24%	15%
Colombia	22%	21%	22%
Ecuador	66%	46%	51%
México	42%	38%	52%
Venezuela	51%	47%	53%
Trinidad y Tobago	37%	16%	23%
Argentina		20%	24%

Fuente: Manzano y Monaldi (2008)

Luego de los cambios impositivos y contractuales ocurridos en la última década la PEG y PERA se ha incrementado, pero sin embargo los marcos fiscales siguen siendo regresivos o poco progresivos, es decir no son flexibles a los cambios de rentabilidad de los proyectos. Veamos los tres gráficos en el Anexo que recogen una estimación hecha por Cambridge Energy Research Associates (CERA) sobre la PEG en tres escenarios de precios: 25 US\$, 55 US\$ y 80 US\$. Como se puede apreciar los regímenes siguen siendo regresivos y en la mayoría de los casos hacen inviables los proyectos a niveles de precio bajos. Incluso, Ecuador que tenía un marco fiscal relativamente progresivo se está moviendo en la dirección contraria y en Brasil las reformas fiscales pueden tener el mismo efecto. Esto puede generar efectos muy perniciosos en caso de que los precios del petróleo vuelvan a ubicarse en niveles inferiores a 50US\$.

Por otra parte, algunos contratos de carácter más progresivo como los convenios operativos en Venezuela o los contratos de gas en Bolivia también fueron objeto de renegociación forzosa. Además, en Bolivia, Ecuador y Venezuela se nacionalizaron total o parcialmente los activos de las empresas, con

compensaciones por debajo del valor de mercado, aún cuando ya les habían incrementado los impuestos. De manera que no le podemos atribuir a la regresividad del marco fiscal el ser la única fuente de renegociación. El escenario de precios altos, combinado con otros factores proclives a la expropiación, también fue aprovechado oportunistamente por algunos gobiernos de la región para obtener mayor control, mejores condiciones, y mayores ingresos fiscales presentes.

¿Por qué se renegociaron incluso contratos que eran progresivos? Una posible explicación es que si bien eran progresivos a lo largo de la vida del proyecto, no habían llegado al punto de rentabilidad en que la participación del Estado en la renta anual (PERA) se incrementaba de manera significativa. Hay que recordar que la progresividad generalmente se mide con respecto a la rentabilidad en la vida del proyecto, de manera que un contrato puede ser progresivo, pero aún no está. En otras palabras los gobiernos prefieren ingresos en el corto plazo a una mayor participación en el largo plazo. En el caso de Bolivia las presiones populares por una mayor participación del Estado también fueron un factor decisivo. De manera que pareciera que tanto los gobiernos como los ciudadanos de los países de la región ante aumentos de precio de los recursos esperan tener una participación mayor de inmediato.

Los esquemas fiscales en la región son entonces inflexibles, regresivos, no neutrales, e inestables. Pero, ¿por qué no son más progresivos los esquemas fiscales? ¿Por qué no se usan esquemas más eficientes y menos distorsionantes como los impuestos basados en rentabilidad?

Hay varias razones por las cuales los gobiernos han tendido a privilegiar esquemas basados en impuestos poco progresivos como la regalía. En primer lugar, los esquemas progresivos son más complejos, requieren una burocracia más sofisticada, con mayores costos de monitoreo y son más susceptibles a manipulaciones por parte de los operadores para evadir los impuestos o incurrir en costos innecesarios para el proyecto. Los esquemas basados en rentabilidad requieren conocer con exactitud la evolución de la tasa de retorno acumulada del proyecto. Hay parámetros financieros como la tasa de descuento utilizada que pueden alterar significativamente los cálculos y posponer los pagos de impuestos de los operadores. Un ejemplo de este fenómeno es el proyecto de gas de Sakhalin en Rusia que tenía un esquema fiscal muy progresivo, basado en rentabilidad. El gobierno ruso forzó la renegociación del contrato luego de que los costos iniciales del proyecto se incrementarían haciendo que los pagos de impuestos de los operadores (que solo empezaban después de llegar a una cierta TIR) se pospusieron significativamente. Los operadores argumentaron que encima de que el proyecto iba a tener menor rentabilidad el gobierno los forzaba a obtener mayores beneficios a corto plazo, deteriorando aún más la economía del proyecto. El gobierno en cambio adujo que los costos se habían inflado artificialmente para evadir impuestos. De manera que la existencia de importantes asimetrías de información y sus implicaciones sobre el pago de impuestos es una de las razones principales por las que los gobiernos privilegian esquemas muy sencillos de administrar y monitorear.

En segundo lugar, los gobiernos suelen preferir los esquemas que generen un ingreso más estable. Las regalías al ser una porción del ingreso bruto generan el flujo de ingresos fiscales más estables, garantizando al Estado una participación incluso en periodos de precios bajos. En contratos impuestos muy flexibles son pro-cíclicos, es decir cuando suben los precios de los ingresos fiscales suben más que proporcionalmente pero cuando bajan los precios los ingresos fiscales caen también más que proporcionalmente. Desde el punto de vista económico sería más razonable establecer un sistema más eficiente y que capture las rentas

efectivamente, no haciendo inviables a los proyectos a bajos precios, no dejando significativas rentas en manos del operador a precios altos; y resolver el problema de volatilidad del ingreso fiscal con algún mecanismo de estabilización como un fondo de estabilización fiscal o el uso de mercados a futuro. Sin embargo, como comentaremos más adelante, el generalizado fracaso de los mecanismos de estabilización en la región, con la excepción de Chile (con el cobre) y Colombia (con el café), afecta la economía política de los marcos impositivos.

En tercer lugar, muchas veces los contratos y marcos fiscales son diseñados para atraer inversión en periodos de precios bajos. Muchas veces cuando los riesgos geológicos o económicos son muy altos y ofrecer condiciones muy ventajosas es la única manera de atraer inversión. O en el caso de gobiernos con problemas de credibilidad o mala reputación, pueden ofrecer condiciones muy atractivas en el corto plazo, para compensar la percepción de altos riesgos regulatorios. Generalmente esto se materializa en esquemas de bajos impuestos y poca progresividad. Eventualmente una vez que se hace la inversión en activos inmovilizados, bajan los riesgos, y/o suben los precios, estos contratos se hacen inviables. A pesar de la inestabilidad inherente en este tipo de arreglos fiscales los operadores a veces los prefieren porque se aprovechan de la falta de progresividad para apoderarse de rentas sustanciales antes de que exista la renegociación (y a veces no ocurre).

Finalmente, los sistemas progresivos implican que los impuestos se incrementan en el tiempo y la mayor recaudación tiende a ocurrir años después de que se firman. Los gobiernos suelen ser impacientes y preferir pagos a corto plazo como bonos o regalías. Además cuando los precios suben se hace muy tentador exigir una mayor participación y la opinión pública, como ocurrió en el caso boliviano, puede ser una poderosa fuerza a favor de la renegociación o expropiación. Esquemas muy complejos y sofisticados son difíciles de defender.

Los esquemas fiscales de región pueden hacerse mucho más eficientes, progresivos y neutrales y adaptarse mucho mejor a la heterogeneidad de proyectos y yacimientos con riesgos diferentes y rentabilidades diferentes. Pero no se puede perder de vista la viabilidad política de los mismos, manteniendo una adecuada participación fiscal cada año y evitando que la pro-ciclicidad genere aún más volatilidad macroeconómica.

### **Marco Fiscal en Minería**

En la minería, como explicamos anteriormente, las rentas son usualmente significativamente inferiores a la extracción de petróleo. Los marcos fiscales de la región tienen típicamente los mismos dos instrumentos básicos que en el caso de los hidrocarburos, la regalía y el impuesto a las ganancias. Sin embargo, existen casos en que no se aplica regalía y el impuesto a las ganancias se aplica a la misma tasa que al resto de las actividades empresariales. En otras palabras el sistema fiscal no contempla la existencia de rentas de recursos.

Los principales países mineros de la región son Chile y Perú. En Perú hasta 2004 las mineras solo pagaban el mismo impuesto a las ganancias que el resto de las empresas (30%). A partir del 2004 se establecieron regalías de entre 1 y 3%. En Chile igualmente hasta el 2004 solo pagaban el impuesto a las ganancias empresariales y a partir de 2004 una sobretasa de impuesto que varía entre 1 y 5%. Ambos esquemas fiscales

son regresivos y no capturan las rentas extraordinarias que se han generado con el incremento del precio del cobre y el oro en la última década.

Ambos países se han caracterizado por su estabilidad tributaria en la minería que ha impedido la aplicación retroactiva de incrementos de impuestos. Sin embargo, se han generado presiones políticas que han llevado a la aprobación de tributos adicionales. En el caso de Perú aunque las empresas con contratos de estabilidad tributaria no les pueden cambiar los impuestos por 15 años, las empresas han accedido a pagar una pequeña “contribución voluntaria” en lugar de la regalía aprobada.

#### IV. MARCO POLÍTICO- INSTITUCIONAL Y ECONOMÍA POLÍTICA

En términos generales, los gobiernos tienen incentivos para atraer inversión petrolera y gasífera, porque se benefician del desarrollo del proyecto y de la producción en su territorio. La actividad económica generada y los impuestos recaudados proveen a las autoridades con los recursos fiscales y el apoyo político de sus ciudadanos. Sin embargo, los gobiernos pueden tener incentivos a renegar de sus compromisos adquiridos una vez que el grueso de la inversión se ha hecho y cuando la producción está en marcha. Los gobiernos pueden tener incentivos para aumentar la participación fiscal o accionaria, la porción de los beneficios que se apropia el gobierno, o para regular los precios de los productos derivados o el uso del gas en el mercado interno.

Los actores que intervienen el sector, gobiernos, compañías y gerentes toman en consideración muchas variables a la hora de actuar en el mercado. En particular, para anticipar su comportamiento resulta útil pensar en cuáles serían los costos y beneficios para cada actor, cuál es su tasa de descuento, es decir, la forma cómo valoran los beneficios y costos en el futuro, y las restricciones bajo las cuales operan. Como hemos adelantado, los actores, tendrán diferentes incentivos si se encuentran en un país importador con relación a los que tendrían en un país exportador (Monaldi, 2004 y 2008).

Los costos reputacionales de renegar de los compromisos son más altos cuando el gobierno está deseoso de atraer nueva inversión extranjera, y en particular, si se trata de inversión en el mismo sector. La probabilidad de *expropiación* es baja cuando se inicia un ciclo de nueva inversión, ciclos que generalmente suceden al inicio del desarrollo de una nueva provincia petrolera o minera, o luego de un largo periodo de desinversión, o por una coyuntura en que los gobiernos no tienen suficientes recursos fiscales para invertir. Por el contrario, la probabilidad de expropiación aumenta después de largos periodos de alta inversión, de ganancias y reservas en aumento, y cuando el gobierno tiene los recursos fiscales para asumir directamente la explotación.<sup>4</sup>

Los incentivos del gobierno para renegar de sus compromisos también dependerán de la *tasa de descuento* de los políticos. En el marco de instituciones débiles, cualquier episodio de inestabilidad económica o política puede inducir a que los políticos tengan altas tasas de descuento, es decir, que estén dispuestos a sacrificar

---

<sup>4</sup> En este trabajo nos referimos en términos genéricos a la *expropiación* como cualquier cambio significativo en las reglas de la inversión que no permitan al operador privado o estatal recuperar la inversión y obtener un retorno que compense los riesgos incurridos. Una forma de expropiación es la clásica nacionalización, pero también incluimos los cambios regulatorios, contractuales o impositivos que tengan un efecto confiscatorio de la inversión.

altos beneficios políticos en el futuro para obtener alguna ganancia en el corto plazo. Cuando los políticos tienen altas tasas de descuento, los costos reputacionales se hacen menos relevantes en la toma de decisiones, haciendo muy tentador la expropiación o la negación de los compromisos adquiridos.

En este sentido, y como mencionáramos anteriormente, la volatilidad de los precios y por ende, de las rentas hace que la industria opere en un ambiente de cierta inestabilidad. Esta inestabilidad se contagia al resto de la economía cuando el sector petrolero o minero representa una proporción importante de los ingresos fiscales del país. Los gobiernos de países cuya economía depende de rentas de recursos tienen incentivos para no respetar sus acuerdos, sobre todo si se trata de compañías estatales, cuando los precios bajan y el gobierno enfrenta una crisis fiscal. Si los funcionarios del gobierno tienen una alta tasa de descuento en ese momento, inducida en parte por la propia volatilidad del ingreso de rentas mineras, los costos reputacionales se vuelven casi irrelevantes durante una crisis fiscal. Asimismo, una crisis fiscal producida por algún fenómeno diferente a variaciones del precio del petróleo o mineral puede convertir, por la vía de las altas tasas de descuento, a la industria petrolera o minera en un blanco de expropiación para salvar las cuentas fiscales. Un caso en cuestión lo constituye Argentina, cuyo gobierno renegó de sus contratos petroleros luego de la crisis fiscal de 2000-2002 (Manzano y Monaldi, 2008).

Un elemento novedoso de la última década que está afectando significativamente la economía política del sector petrolero, y en menor grado minero, es la emergencia de nuevos actores como las empresas estatales de China, y en menor medida India y Rusia, que tienen objetivos políticos de aseguramiento de suministro en sus negociaciones con gobiernos ricos en hidrocarburos y minerales. Estas empresas estatales, principalmente las de China, están dispuestas a sustituir a las multinacionales privadas en países en que se presenten conflictos políticos, contractuales o de expropiación con dichas multinacionales. Inclusive, los costos de imagen de operar en países con regímenes renegados del sistema internacional, por ejemplo Sudan o Myanmar, no afectan tanto a estos nuevos actores.

Desde la perspectiva de los gobiernos que quieren atraer inversión petrolera, por ejemplo después de periodos de expropiación; los costos reputacionales de haber renegado de compromisos contractuales con empresas tradicionales, pueden no ser tan altos si pueden suscribir nuevos contratos con compañías estatales que ofrecen además el apoyo de sus gobiernos en forma de créditos y cooperación internacional. Por otra parte, hacia futuro es posible que los derechos de propiedad de empresas estatales de países como China e India pueden estar mejor garantizados, por la presión ejercida por sus gobiernos, que los derechos de propiedad de las multinacionales tradicionales del sector, por lo que las empresas estatales tendrían una ventaja comparativa en la explotación de hidrocarburos y minería en países de alto riesgo político y regulatorio.

Los gobiernos de países productores de petróleo y gas tendrán una mejor posición para aumentar a participación del estado en las ganancias (*government take*) o el control sobre la producción si: (1) tienen reservas significativas y alta prospectividad (expectativa de encontrar gas o petróleo en la exploración), (2) tienen recursos financieros propios para financiar el desarrollo de la inversión o fácil acceso a los mercados financieros internacionales, (3) se encuentran al final de un ciclo de inversión exitoso, (4) hay significativos activos hundidos o ya inmovilizados y se requiere de poca inversión adicional, y (5) si el precio del petróleo y gas en los mercados internacionales es muy alto (Monaldi, 2004 y 2008).

## **Empresas estatales versus operadores privados**

Los Estados con cierta capacidad técnica tienen la opción de producir los recursos usando empresas estatales, operadores privados o una mezcla de los dos. En el caso del petróleo muchos países exportadores e incluso algunos importadores han preferido utilizar empresas del Estado. La empresa del Estado teóricamente puede reducir el problema de asimetrías de información y de compromiso creíble. Si un gobierno no puede lograr atraer inversión extranjera en condiciones razonables, puede preferir asumir la inversión directamente. Además, los gobiernos pueden extraer más fácilmente rentas de las empresas estatales, dependiendo la gobernabilidad del sector, los mecanismos fiscales pueden ser mucho más flexibles y discrecionales. En situaciones de altas rentas y bajos riesgos financieros y geológicos, las empresas estatales pueden ser una solución muy atractiva.

Las desventajas de las empresas estatales son que suelen ser menos eficientes; que precisamente porque el Estado les puede extraer rentas fácilmente, no pueden cumplir con sus programas de inversión; y que son menos proclives a asumir grandes riesgos. Las empresas privadas multinacionales manejan mejor los altos riesgos geológicos y las inversiones de gran magnitud en proyectos de frontera. Por otra parte cuando los precios están bajos y/o la situación fiscal de los países es precaria, típicamente prefieren atraer inversión privada a usar sus escasos recursos en la industria petrolera y minera. De hecho la experiencia en la región indica que las empresas estatales han tenido muchos problemas para desarrollar nuevas áreas y mantener sus planes de inversión en el largo plazo, pero han soportado cargas fiscales superiores, en parte porque privilegian los proyectos con mayor renta.

Por otra parte, los gerentes de compañías petroleras estatales pueden tener incentivos diferentes a los de los gobernantes. Por ejemplo, pueden preferir que los ingresos de la compañía se queden dentro de la misma en lugar de ser entregados al fisco en impuestos. Los incentivos de los gerentes dependerán en gran medida de la estructura de gobierno corporativo y el marco institucional que regula a la compañía. Asimismo, los costos políticos para los gobiernos de expropiar los ingresos de las compañías petroleras estatales dependerán de cuán autónoma e institucionalizada es la empresa y de cuán discrecional es el régimen fiscal. Si, por ejemplo, el Ministro de Finanzas puede discrecionalmente decidir la participación del estado en los ingresos petroleros o controlar completamente el presupuesto de la compañía estatal, entonces los costos de expropiación pueden ser bajos. Si por el contrario, hay una institucionalidad que separa y coloca límites en la relación entre los Ministerios de Finanzas y de Energía y la compañía estatal, como fue el caso de PDVSA en los noventa y es el caso de Petrobras de Brasil, se evita su expropiación sistemática. Uno de los mecanismos utilizados para reducir la posibilidad de expropiación de la compañía petrolera nacional por parte de los gobiernos consiste en la incorporación de accionistas privados y la inscripción de acciones de la compañía en los mercados bursátiles como es el caso de Petrobras en Brasil, Ecopetrol en Colombia y Statoil en Noruega (Monaldi, 2008).

Las compañías petroleras internacionales son otro actor clave en el negocio petrolero y gasífero en Latinoamérica. Solamente unas pocas, relativamente pequeñas empresas petroleras domésticas operan en la región. Las compañías internacionales maximizan ganancias a nivel global, teniendo típicamente horizontes de inversión mucho más largos que aquellos que tienen los gobiernos de países en desarrollo. Estas compañías proveen capital, know-how, tecnología y capital humano a cambio de ganancias. En la era del

cartel de las compañías internacionales denominado “siete hermanas”, estas compañías multinacionales detentaron un poder capaz de hacerles coordinar la imposición de altos costos a aquellos gobiernos que renegaran de condiciones y compromisos pautados. Sin embargo, su capacidad para hacer cumplir los contratos de manera conjunta disminuyó significativamente con el surgimiento de las empresas petroleras independientes y con el aumento de soberanía de muchos países en desarrollo ubicados en zonas de alta producción petrolera en los años sesenta. Las nacionalizaciones de los setenta alteraron de forma dramática la estructura del mercado petrolero, convirtiendo a las compañías petroleras nacionales de países exportadores de petróleo en actores muy poderosos en el contexto internacional.

### **Ciclos de inversión y expropiación**

La combinación de los incentivos de economía política antes descritos con la falta de progresividad de los marcos fiscales y contractuales ha tendido a generar el fenómeno de los ciclos de inversión y expropiación. Es decir, una vez que ocurren periodos de exitosa inversión en activos inmovilizados, con incrementos en reservas y producción, los gobiernos se ven tentados a incrementar su participación en las ganancias o a nacionalizar activos, sobre todo en periodos de auge en los precios del petróleo. En la última década se dio esta combinación en Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela. Pero este último ciclo fue precedido por varios en el pasado en la mayoría de los países de la región y muchos otros a nivel global.

### **Dependencia de rentas y sus efectos sobre la economía y gobernabilidad.**

Aquellos países como Venezuela (petróleo) y Bolivia (gas), y en menor medida Ecuador (petróleo), México (petróleo), Perú (minería) y Chile (cobre), así como en algunos periodos Colombia; que dependen de las exportaciones y los ingresos fiscales de los hidrocarburos y minerales, son sujetos a potenciales efectos perversos sobre su economía e institucionalidad, que es importante tener en cuenta. La literatura académica ha acuñado el término “maldición de los recursos” para describir estos efectos.

Países dependientes del petróleo tuvieron menor crecimiento que sus pares no dependientes en 1970-2000. La explicación que encuentran los estudios recientes es que la dependencia petrolera y minera causa debilidad institucional y esta a su vez produce pobre desempeño económico. La corrupción y el rentismo parecen haber deteriorado la calidad institucional de estos países y su gobernabilidad. Asimismo, estos países han sido víctimas de la falta de competitividad de sus sectores transables por la apreciación real del tipo de cambio producto de los influjos de petro-dólares, fenómeno denominado “enfermedad holandesa” por la literatura (Isham et al., 2003 y Humphereys et al., 2007).

Recientemente la literatura también ha encontrado que la dependencia de rentas puede tener efectos negativos sobre la democracia y generar tendencias autoritarias en los países (Dunning, 2008; Haber y Menaldo, 2009). Si bien este resultado es controvertido, es evidente que la dependencia petrolera y minera puede en manos de regímenes autoritarios o semi-autoritarios convertirse en un arma poderosa para enraizarse en el poder. Los beneficios de controlar el Estado en países petro-dependientes son muy superiores a los obtenidos en Estados que viven de cobrar impuestos a sus ciudadanos. Similarmente, estar fuera del poder puede ser mucho más costoso. Por todo ello la democracia puede estar en riesgo.

Los casos de Venezuela y Ecuador si bien parecen reflejar el pobre desempeño económico propio de la “maldición” y claramente calzan con el patrón de pobre calidad institucional, no necesariamente cuadran en todos los periodos con la hipótesis autoritaria de la petro-dependencia. Aunque no hay duda que ciertos rasgos propios de las tendencias autoritarias promovidas por el control de rentas petroleras se pueden percibir hoy en día en ambos países.

México ha demostrado que se puede diversificar una economía dependiente de rentas minerales y su avance a la democracia coincide con esta diversificación. Colombia sufrió algunos efectos negativos del auge petrolero de los noventa resultando en desarreglos fiscales, pero parece haber sabido manejarlos. Brasil si verdaderamente se convierte en un exportador importante debe evitar a toda costa los efectos de la apreciación real y del conflicto distributivo rentista.

Los efectos de la dependencia de rentas sobre las industrias petrolera y minera y sus marcos fiscales son muy significativos. En primer lugar porque la falta de institucionalidad se refleja en poca credibilidad de los marcos institucionales para atraer inversión extranjera. En segundo lugar porque la gobernabilidad de la empresa estatal y de las autoridades tributarias puede ser mucho menos efectiva. Finalmente, porque la falta de mecanismos de estabilización efectiva incide directamente en el tipo de marco impositivo que se adopte, en la tasa de descuento de los gobiernos y ciudadanos y en definitiva en la estabilidad del marco fiscal.

### **Federalismo fiscal y renta de recursos naturales**

En algunos países los gobiernos regionales son los encargados de recaudar las regalías (p.e. Argentina y Canada) o reciben un porcentaje de las regalías o impuestos petroleros y mineros (p.e. Colombia, Venezuela, Perú). Esto puede tener importantes implicaciones para la economía política del sector y de su marco fiscal. En primer lugar porque afecta la base política de apoyo al sector. En segundo lugar porque crea grupos de interés interesados en promover un tipo de impuesto y no otro. En tercer lugar, porque pueden no estar capacitados los gobiernos regionales para recaudar o manejar estos ingresos (p.e. manejo de la volatilidad y la inversión).

Desde el punto de vista económico lo deseable es que el estado central haga la recaudación y asigne los recursos con criterios de eficiencia y equidad, compensando a las regiones productoras por las externalidad negativas de la actividad extractiva. Igualmente, es deseable separar las decisiones de que instrumentos de recaudación usar para capturar las rentas de la manera como se van a gastar.

## **V. CASOS DE ESTUDIO COMPARADOS**

Como empezamos a argumentar en la sección anterior, los países Latinoamericanos difieren en las variables que determinan los incentivos de los gobiernos, esto es, en cuanto a dotación de recursos naturales, en cuanto a andamiaje institucional y en cuanto a la etapa en el ciclo de inversión en que se encuentran. Consecuentemente, los sectores petroleros y gasíferos de los países han seguido diferentes trayectorias. Sin embargo, la evolución del sector petrolero en la región tiene algunos elementos comunes. En particular, el marco institucional del sector petróleo y gas ha experimentado cambios significativos en la región en las

últimas dos décadas y todos enfrentaron los ciclos del mercado internacional, de precios bajos en los noventa y de precios altos en la última década.

### **Exportadores e importadores**

En cuanto al carácter excedentario de la dotación de recursos, podemos hablar de un continuo donde en los extremos se encuentran casos emblemáticos (ver tablas anexas). Por un lado, tenemos los grandes exportadores netos de petróleo en la región como lo son Venezuela y México, quienes llegaron a ser los mayores exportadores de petróleo en el mundo en la primera mitad del siglo XX. Venezuela con una tradición de casi cien años exportando, las mayores reservas del hemisferio y una gran dependencia de la renta petrolera. México tiene también una tradición de más de un siglo de explotación, pero dejó de tener excedentes exportables durante las décadas posteriores a la nacionalización en los años treinta hasta que hizo descubrimientos importantes en los setenta. En las últimas dos décadas, México ha sufrido una declinación importante de reservas y en los últimos cinco años una caída significativa en la producción y exportaciones.

En las últimas dos décadas, Colombia, Ecuador y Argentina han tenido excedentes exportables de mucha menor cuantía que México y Venezuela, pero en el caso de Ecuador muy importantes para el tamaño de su población, economía y fisco. En el caso de Colombia y Argentina en algunos periodos su magnitud ha sido también relevante en términos fiscales.

Finalmente, Brasil y Perú han sido importadores netos por décadas. En el caso de Brasil, es importador neto a pesar de ser un productor importante, y la tradicional dependencia de importaciones de petróleo ha sido reducida progresivamente hasta casi eliminarla en los últimos años. Los demás países de la región con la excepción de Guatemala, son importadores de petróleo y tiene una insignificante producción.

En términos de gas natural, Brasil también ha sido en la última década un importante importador neto, así como México. Argentina llegó a exportar importantes cantidades pero recientemente dejó de tener excedentes exportables. Bolivia ha sido el gran exportador de gas en la región, especialmente durante la última década. Venezuela, increíblemente a pesar de ser potencialmente un país altamente excedentario en gas, no exporta gas y más bien ha importado recientemente pequeñas cantidades de Colombia, un país con escasos recursos gasíferos. Perú a pesar del desarrollo del importante yacimiento de gas de Camisea, continúa siendo un importador neto.

A esta categorización gruesa de los países es conveniente añadirle ciertas precisiones adicionales. Pudiera sorprender encontrar a Colombia como mayor exportador neto de petróleo que Ecuador, país que junto con Venezuela, son los únicos miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en la región. Si bien es cierto que Colombia exporta ligeramente más petróleo que Ecuador, el petróleo sigue siendo más importante en la economía ecuatoriana que en la colombiana, tanto en términos per cápita como en cuanto a la influencia del petróleo en la economía e instituciones de Ecuador. Es por ello, Ecuador es un país donde las dinámicas de economía política de país exportador que hemos descrito anteriormente se verán con mayor claridad y profundidad.

También es importante destacar que si bien Brasil ha sido un importador neto de petróleo, esa condición se explica en parte por su gran mercado interno, dada la magnitud de su economía y población. Brasil es el

tercer productor de petróleo de la región detrás de México y Venezuela, sin embargo tiene el mayor consumo interno de la región y por eso ha sido deficitario. Por otra parte aunque Brasil todavía es importador neto de petróleo el déficit ha tendido a reducirse y cuando comience la explotación de los grandes yacimientos recién descubiertos podría pasar a ser un país relevantemente excedentario en petróleo. Las expectativas de convertirle en un país exportador neto de petróleo parecen estar influyendo desde ahora en los incentivos de los actores relevantes: gobierno nacional y gobiernos locales, compañía estatal y sus gerentes, y compañías internacionales.

### **Dotación de Otros Recursos Minerales**

Los principales generadores de rentas minerales, no petroleras, en la región son Brasil, Chile, México y Perú (ver Tabla en Anexo). Brasil es un importante productor de bauxita, hierro y níquel. Chile concentra más de un tercio de la producción mundial de cobre. México es un productor relevante de plata, zinc y algunos otros minerales. Perú es un importante productor de cobre, oro y plata. Varios otros países en la región son relativamente abundantes en ciertos minerales (por ejemplo, Bolivia, Colombia, y Venezuela).

Sin embargo, los dos países en que las rentas mineras han sido realmente relevantes en la última década son Chile (cobre) y Perú (cobre y oro). La renta minera del cobre en Chile se ha incrementado significativamente en los últimos años. Superando los 10 mil millones de US\$ por año. La empresa estatal Codelco, es la principal contribuyente al fisco.

### **Empresas estatales y marcos institucionales**

También existe una diversidad importante en las variables institucionales de la región, por ejemplo, en el grado de participación del Estado y las compañías privadas en la producción de gas y petróleo. Por un lado, se encuentra México que tiene una tradición de setenta años de monopolio estatal de la producción petrolera y donde solo recientemente ha habido una tímida apertura al sector privado principalmente en gas.

Luego le siguen Ecuador y Venezuela países caracterizados por la presencia de una compañía 100% estatal dominante. Durante las últimas dos décadas, los operadores privados se convirtieron en compañías relevantes dentro de países como Ecuador y Venezuela, donde su contribución a la producción llegó a ser de más del 40%. Este proceso de apertura al capital privado fue significativamente revertido en la segunda mitad de la década pasada.

Además, estos países nunca avanzaron en la privatización de la empresa estatal como en los casos de Brasil y Colombia, países cuyas compañías petroleras estatales han incursionado en el mercado bursátil. Colombia hasta los momentos ha colocado una porción pequeña de las acciones de la compañía estatal Ecopetrol en manos privadas, mientras que Brasil parcialmente privatizó a Petrobras transfiriendo la mayoría de sus acciones a manos privadas aun cuando mantuvo el control de la empresa a través de acciones con derechos especiales y recientemente el Estado aumento su participación accionaria. En Colombia y en menor medida en Brasil, también existe una relevante participación de empresas privadas operadoras.

Por último, al otro extremo, encontramos casos de privatización plena en los años noventa, como fue el caso de Argentina, Bolivia (a través de la capitalización popular) y del Perú. No obstante, en los últimos

cinco años hemos presenciado una significativa reversión en la privatización en Bolivia, país que ha recientemente nacionalizado la industria del gas y las refinerías petroleras.

La tendencia regional hacia la privatización y la apertura a la inversión privada de los años noventa fue el resultado de las reformas de mercado que siguieron a las crisis fiscales de los años ochenta. Aunado a ello, la caída de los precios petroleros en el mercado internacional en ese momento conllevó menos rentas disponibles para financiar la inversión petrolera. Sin embargo, aun en esas condiciones, países exportadores netos como Ecuador, México y Venezuela, no privatizaron sus compañías estatales debido a que los Estados de estos países tienden a depender en términos fiscales y financieros de sus compañías estatales petroleras, utilizando estas compañías como caja chica o como colateral para la emisión de deuda.<sup>5</sup> Por otro lado, países importadores netos como Brasil y Perú y pequeños exportadores netos per cápita como Argentina, privatizaron sus compañías estatales, algunas de las cuales tenían altos déficits.

En cuanto a la reformas de carácter regulatorio y fiscales, tenemos que también se observó una gran variedad en las tendencias dentro de la región durante la última década de precios altos. Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela han renegado de los compromisos suscritos en contratos petroleros y han aumentado la participación del estado sobre la producción. Se podría decir que estos países fueron víctimas de su propio éxito. Cuantiosas inversiones realizadas en la década anterior aumentaron a su vez significativamente la producción y/o las reservas. Luego, el hecho de encontrarse ya en una etapa donde las altas inversiones inmovilizadas se habían realizado junto con el aumento de precios internacionales del petróleo y del gas crearon las condiciones perfectas para la renegociación de contratos por parte de los gobiernos. Por el contrario, países como Brasil, Colombia y Perú han fortalecido la credibilidad de su marco regulatorio en los últimos años con miras a hacerse más atractivos a la inversión privada cuya participación han buscado promover dentro del sector. Brasil y Perú son importadores netos ansiosos de convertirse en destino de capitales privados en petróleo y gas. En Colombia, el declive de las reservas y la tendencia a la caída de la producción (hoy revertida) que le conducían a ser un importador neto, propiciaron iniciativas radicales para promover la inversión privada en el sector, que han dado resultados iniciales positivos (Manzano y Monaldi, 2008).

Las regulaciones de gas y petróleo se encuentran enmarcadas dentro de las instituciones políticas de cada país. Países como Brasil y Colombia que han fortalecido el marco institucional del sector petrolero y gasífero han tenido también relativamente buenas posiciones en indicadores de fortaleza institucional y estado de derecho, que no están basadas en el sector energía sino que son de carácter general, como las publicadas por el Banco Mundial y por el Banco Interamericano de Desarrollo.

Por el contrario, encontramos que los países cuyos gobiernos han cambiado las reglas del juego con relación a los impuestos y al marco institucional que rige los hidrocarburos son también países que tienen baja puntuación en las medidas generales que hemos mencionado anteriormente. Por ejemplo, un país con la

---

<sup>5</sup> Una pregunta que cabe hacerse es: ¿por qué los países exportadores netos no utilizaron la privatización de sus empresas estatales como vehículo para obtener ingresos fiscales en los noventa cuando estos eran escasos? Si bien en este periodo de precios bajos el valor de mercado de dichas empresas hubiese sido relativamente bajo, el corto horizonte temporal de los políticos les ha podido hacer atractiva esta decisión. En la mayoría de los casos la respuesta parece ser que esta opción no era viable políticamente en países en que la nacionalización de la industria petrolera se considera un hito histórico nacionalista y se considera la garante de la propiedad del principal recurso. Por ello la mayoría de los exportadores prefirieron atraer inversión extranjera, incluyendo pagos presentes por bonos en la subasta de bloques de producción, que intentar la políticamente arriesgada privatización de la empresa estatal.

dotación institucional actual de Ecuador o Venezuela tendrá dificultades para convencer a inversionistas de su compromiso a respetar los contratos ofreciendo solamente garantías institucionales nacionales, como las cortes locales. Bolivia es un caso interesante pues tuvo puntuaciones relativamente buenas en estas medidas antes de convertirse en uno de los líderes de la nacionalización de los recursos y deteriorar sus indicadores generales.

Sin embargo, es preciso mencionar que los contratos fueron respetados en los noventa en países como Argentina, Ecuador y Venezuela, a pesar de que estos países tenían considerables debilidades institucionales, y que solo fue más tarde que estos países renegaron de sus compromisos. Esto pareciera demostrar que aunque la calidad institucional general es importante, no puede decirse que por sí solo sea un factor determinante en la definición de la oportunidad en que los gobiernos pueden renegar de sus compromisos adquiridos. La interacción entre calidad institucional y los precios internacionales es lo más relevante. A precios bajos no hay incentivos para expropiar, particularmente si los esquemas fiscales son regresivos.

Finalmente, durante periodos de precios altos, han ocurrido cambios en los impuestos y contratos petroleros también en países que gozan de una alta calidad institucional como Gran Bretaña, Canadá y Estados Unidos, demostrando lo fuerte que pueden ser los incentivos para expropiar o cambiar los contratos si los beneficios de hacerlo son suficientemente altos, aún en presencia de instituciones muy sólidas (Guriev et al., 2011). Vale la pena aclarar, sin embargo, que en estos países generalmente los cambios impositivos no afectan a los contratos ya existentes y en los casos en que si los afectan su impacto en la rentabilidad no es confiscatorio.

A continuación dedicaremos un breve análisis a cada uno de los productores de hidrocarburos más relevantes de la región:

## **Venezuela**

El caso de Venezuela ilustra la dinámica comentada acerca de cómo los ciclos de expropiación suceden a los ciclos de inversión exitosos y como los ciclos de precios altos proveen incentivos para expropiar. Venezuela se ha comportado como se podría esperar de un exportador neto típico con horizontes temporales cortos a la hora de tomar decisiones, con el objetivo claro de maximizar rentas a corto plazo y de subsidiar al mercado interno de productos petroleros como la gasolina.

Asimismo, el caso venezolano demuestra igualmente los conflictos que se generan entre gobiernos, compañías y otros actores cuando los sistemas impositivos poco flexibles no permiten a los gobiernos apropiarse de las mayores rentas que resultan de los incrementos de precio.

Venezuela es el segundo mayor productor de petróleo y el primer exportador en la región, teniendo de lejos las mayores reservas de hidrocarburos. También es el único miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en Latinoamérica. El petróleo es la fuente principal de ingresos fiscales, representando alrededor del 50% de los ingresos en el presupuesto y alrededor del 90% de las exportaciones.

En la historia petrolera venezolana hay dos periodos de ciclos de inversión seguidos de ciclos de expropiación muy distintivos. El petróleo representa la primera fuente de exportaciones del país desde el año 1928. En el primer ciclo, vemos que después de décadas de inversión por parte fundamentalmente de compañías internacionales, los impuestos a estas compañías fueron aumentando significativamente en los sesenta y setenta, y las concesiones petroleras no fueron renovadas. La inversión petrolera, como consecuencia, declinó desde 1958 hasta 1976. Por otro lado, la capacidad de producción continuó aumentando hasta los primeros años de los setenta, punto en el cual cayó abruptamente. En ese entonces, la producción colapsó, pero mucho después que la inversión declinó, como suele suceder en este tipo de industrias con altos costos hundidos, reduciendo los costos políticos presentes de las decisiones que afectan negativamente a la industria. Luego, en 1976, se nacionalizó la industria petrolera. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), la recién creada compañía petrolera nacional, incrementó la inversión de manera significativa, apuntalada en el viento favorable de los altos precios petroleros. PDVSA fue diseñada con un sistema de gobernabilidad que minimizaba la interferencia política y la extracción excesiva de rentas por parte del gobierno, garantizando su autonomía financiera y operacional.

El segundo ciclo de inversión comienza a principios de los noventa, cuando se necesitaban cuantiosas nuevas inversiones para incrementar la producción. En ese entonces, PDVSA aumentó significativamente los desembolsos de capital para hacer frente a dichas inversiones. Al mismo tiempo, las dificultades fiscales que venía experimentando el gobierno venezolano llevaron a la apertura del sector petrolero a operadores privados, en una primera instancia en áreas poco rentables y con importantes retos tecnológicos y operativos que requerían altas inversiones que PDVSA no quería ejecutar por sí sola. El gobierno abrió entonces de nuevo el sector a la inversión privada utilizando un marco contractual especial que proveía importantes garantías contra un eventual abandono de los compromisos adquiridos por el gobierno, que consistía en utilizar a PDVSA y sus activos en el extranjero como garantía. Como consecuencia de estos contratos, la inversión privada aumentó sustancialmente hacia finales de los noventa, aumentando la producción en 1.2 millones de barriles diarios para el 2005.

Luego de 1998, con el asenso al poder del presidente Chávez, el gobierno comenzó a extraer más recursos de PDVSA. A finales del año 2001 se decreta una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos que sería utilizada eventualmente como herramienta para la expropiación. Sin embargo, no es hasta el 2005 que el gobierno toma acciones para cambiar los contratos y condiciones impositivas, así como nacionalizar parcialmente el capital de las empresas. ¿Por qué tarda el gobierno casi 6 años desde que llegó al poder para nacionalizar la industria de nuevo? La explicación pareciera encontrarse en las garantías y condiciones establecidas en los contratos que hacían difícil la ruptura de los mismos sin costos importantes para la nación, la dificultad para deshacer la autonomía institucional de PDVSA, y el hecho de que todavía estaban previstas inversiones significativas por parte de los privados para el periodo 1998-2004 (Manzano y Monaldi, 2010).

En los años 2002-2003, las iniciativas del gobierno para eliminar la autonomía de PDVSA resultaron en una huelga masiva que disminuyó dramáticamente la inversión y la producción. El gobierno despidió a la mitad de la fuerza laboral y a la mayoría de la gerencia, tomando el completo control político de la compañía. Para el año 2004, el ciclo de inversión privada había concluido, y los altos precios internacionales aseguraban buenos beneficios a corto plazo para el gobierno si éste renegaba de sus compromisos estipulados en los

contratos petroleros. En los dos años siguientes, el marco contractual petrolero cambió significativamente, aumentando el porcentaje de participación del Estado sobre las ganancias y el control sobre la inversión privada. Para el año 2007, el gobierno nacionalizó la industria petrolera, tomando control mayoritario en todos los proyectos operados por privados sin ofrecer compensación de mercado. El debilitamiento de las instituciones locales resultó en un nuevo ciclo de expropiación.

Interesantemente, a partir de 2009 la declinación de producción en Venezuela y la ruptura del ciclo de incremento de precios ha llevado a que una vez más el gobierno venezolano quiera atraer inversionistas para iniciar un nuevo ciclo de inversión en la Faja del Orinoco y en la extracción de gas natural costa afuera. Una vez más se repite la historia, la interrogante es si a pesar de los riesgos regulatorios y políticos estas inversiones se lograrán concretar. Por ahora, tanto multinacionales como Chevron, ENI y Repsol como empresas estatales chinas, indias y rusas han firmado contratos para desarrollar nuevos proyectos, el tiempo dirá cuántas de estas inversiones se concretan, el atractivo geológico es innegable, el riesgo es institucional.

Para concluir, se puede afirmar que Venezuela ha renegociado contratos y ha incurrido en ciclos de expropiación más de una vez en su historia petrolera. La evidencia sugiere que estas negociaciones han ocurrido en periodos donde han existido altas rentas y luego de culminado un ciclo de inversiones. Asimismo, en periodos de precios bajos y necesidad de capital, el país se ha abierto a la inversión privada.

## **México**

El caso de México es emblemático del uso de la compañía petrolera nacional como herramienta fiscal, financiera y política típica de un país exportador neto. Si el marco regulatorio no es reformado, el país probablemente enfrente en el futuro cercano la posibilidad de transformarse en importador neto de petróleo.

México es el mayor productor de petróleo en la región y ocupa el segundo lugar en términos de exportaciones y el tercero en reservas. Sin embargo, las reservas han disminuido sustancialmente en las últimas dos décadas. México se convirtió en un exportador petrolero importante a principios del siglo veinte hasta que la industria fue nacionalizada en 1938, cuando el país dejó de ser un exportador neto de petróleo relevante hasta los años setenta. Importantes descubrimientos costa afuera permitieron aumentar las reservas en los años setenta, haciendo posible un aumento significativo en la producción y las exportaciones, financiadas en parte por los altos precios petroleros que prevalecían para el momento.

La proporción del petróleo en las exportaciones totales es relativamente menor (10%-20%), comparada con Venezuela, Ecuador y Colombia, donde el petróleo representa respectivamente alrededor de 90%, 55% y 35% de las exportaciones totales. Sin embargo, es preciso recordar que el petróleo llegó a representar en los años setenta más del 70% de las exportaciones mexicanas. Asimismo, el petróleo sigue siendo una fuente de ingresos fiscales muy relevante para el gobierno mexicano, proveyendo más de un tercio de los ingresos fiscales totales. Solamente en Venezuela y Ecuador la dependencia fiscal del petróleo es mayor.

La compañía petrolera estatal mexicana, PEMEX, no tiene autonomía financiera del gobierno, y ha sido tradicionalmente utilizada por el partido de gobierno – que hasta el 2000 fue uno solo, el Partido Revolucionario Institucional (PRI)- con fines clientelares. También ha sido utilizado de forma sistemática

como vehículo para garantizar deuda del gobierno. El presupuesto de PEMEX forma parte del presupuesto del Gobierno aprobado por el Congreso, por lo tanto consideraciones de carácter macroeconómico han prevalecido al momento de su diseño y elaboración. La excesiva dependencia fiscal del gobierno de PEMEX ha hecho que el gobierno tome más del 60% de las ganancias petroleras en la última década, porcentaje que es mayor al equivalente de PDVSA y PetroEcuador.

La ausencia de autonomía fiscal ha limitado la capacidad propia de PEMEX para invertir, convirtiéndole en una compañía altamente endeudada y que debe recurrir a mecanismos de pagos diferidos de proyectos, conocidos como Proyectos de Impacto Diferido en el Gasto o PIDIREGAS, para financiar la expansión de la producción. Hasta pocos años, la producción petrolera descansaba en la existencia del inmenso Campo Cantarell que llegó a representar casi un tercio de la producción mexicana y que recientemente ha venido declinando sustancialmente. Esta caída de la producción petrolera se espera pueda continuar en los próximos años. El sector petrolero y gasífero de México necesita urgentemente un aumento de las inversiones para evitar la caída dramática de sus reservas y para mantener el volumen de exportaciones.

PEMEX es considerada una de las compañías petroleras estatales más ineficientes del mundo (Victor et al., 2011). El uso de la compañía para arreglos clientelares ha tenido como consecuencia que los sindicatos laborales y el PRI se hayan apropiado de la renta petrolera. Sin embargo, aun en esas circunstancias y debido simplemente al hecho de poseer cuantiosas reservas, PEMEX ha podido proveer al Estado de rentas significativas, logrando que México haya sido un exportador neto hasta ahora con menos dificultades fiscales que Argentina, Ecuador o Venezuela. Como consecuencia de lo anterior, México ha podido posponer la privatización o apertura a la inversión privada, lo cual es consistente con la teoría que sostiene que mientras los países no tengan dificultades fiscales y tengan altas reservas no tienen incentivos para abrirse a la inversión privada. Pero desde hace una década es evidente la necesidad de reformar a PEMEX para darle más autonomía operacional y financiera y atraer operadores internacionales para la exploración y operación de yacimientos costa afuera. Dicha reforma es absolutamente crucial para revertir la declinación de la industria petrolera mexicana y lamentablemente no se ha podido avanzar sino muy tímidamente en esa dirección por obstáculos políticos. Es ilustrativo, que es el área de gas natural, donde México es altamente deficitario que se ha logrado una mayor apertura.

Para concluir, tenemos que el marco institucional basado en un monopolio estatal con poca autonomía ha permitido que el gobierno capture las rentas crecientes, pero con la desventaja de que la expropiación de las ganancias ha dejado a la compañía petrolera nacional con una alta deuda y poca capacidad de inversión.

## **Ecuador**

Ecuador ha tenido la política petrolera más volátil en la región, cuestión que a su vez es reflejo de la alta volatilidad política del país. La tendencia reciente en materia de política petrolera ha virado hacia la renegociación de contratos, mayores impuestos, y expropiación, como ha sido el caso de los otros exportadores netos de la región que fueron capaces de aumentar la inversión y producción en los años noventa, Bolivia y Venezuela.

Ecuador es el cuarto exportador y tiene las cuartas reservas más grandes de la región. El petróleo genera más de un tercio de los ingresos fiscales del país y representa cerca de la mitad del valor de las exportaciones. La

compañía petrolera estatal, Petroecuador, produce más de la mitad del petróleo del país, sin embargo, en la última década los operadores privados habían aumentando su tasa de participación en la producción del país.

Petroecuador, al igual que PEMEX, ha tenido una autonomía financiera y operacional muy limitada. El gobierno, no la compañía, recauda los ingresos petroleros y le devuelve a Petroecuador muy pocos recursos para destinar a la reinversión. Por lo tanto, la compañía ha tenido dificultades persistentes para cumplir sus planes de inversión. Fue debido a las dificultades financieras de la compañía y a la caída del precio del petróleo, que se le ofrecieron condiciones atractivas a los privados en los noventa. En 1993, se establecieron contratos de producción compartida, y en 1999 se establecieron empresas mixtas. Las reformas de los noventa fueron muy exitosas en la atracción de inversión. Para principios de los noventa, la inversión extranjera petrolera anual estaba por debajo de los \$US 200 millones; para el año 2000, la cifra superaba los mil millones de dólares.

En los últimos años, Ecuador aprobó reformas legales aumentando la participación del Estado en las ganancias y también renegó de los compromisos establecidos en los contratos con la compañía privada Occidental Petroleum. El Presidente Rafael Correa fue electo en 2006 con una plataforma electoral que prometía la nacionalización de los recursos y su acción se ha traducido en un aumento del control de la actividad petrolera por parte del gobierno e incremento de los impuestos. Como en el caso venezolano, el éxito que tuvo Ecuador atrayendo inversión privada en los noventa junto con el aumento del precio del petróleo a partir del año 2000, ha provisto al gobierno de incentivos y oportunidades para renegar de sus compromisos originales. Asimismo, como en el caso de México, la estructura de gobernabilidad de la compañía estatal petrolera ha favorecido la expropiación excesiva de las ganancias por parte del gobierno y ha facilitado la caída o el estancamiento de la inversión en el sector.

## **Bolivia**

Bolivia representa el caso típico de un país que ha tenido éxito en la atracción de inversión, aumentando la producción y las reservas de gas con un esquema impositivo no progresivo, diseñado en un periodo de bajos precios internacionales de los hidrocarburos. Como consecuencia de este proceso, una vez que los precios internacionales aumentaron y que la mayor parte de las inversiones ya se había inmovilizado, el gobierno tuvo fuertes incentivos para renegociar los contratos y llevar a cabo la nacionalización de la industria.

Bolivia no tiene reservas de petróleo importantes y su producción petrolera es ínfima. Sin embargo, en la última década, se convirtió en el mayor exportador de gas, ocupando el segundo lugar con las mayores reservas probadas de gas en la región y las mayores de gas libre. En el periodo 1996-1997 el gobierno puso en práctica un proceso innovador para privatizar la compañía de hidrocarburos estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). En este proceso Bolivia capitalizó los fondos de pensiones del país con parte de las acciones de las filiales de YPFB y el resto las privatizó. Haciendo su marco fiscal y contractual atractivo, atrajo significativas inversiones privadas en exploración y producción de gas. Como resultado, Bolivia logró incrementar exitosamente la inversión extranjera, la producción, las exportaciones y las reservas de gas natural. La inversión extranjera directa en hidrocarburos alcanzó \$US 2.5 mil millones en

el periodo 1993-2002, representando el 40% de la inversión extranjera total en ese país. Las reservas probadas de gas natural aumentaron siete veces y las exportaciones netas cuatro veces.

La fuente de participación del Estado boliviano en las ganancias, cambió en 1999 con consecuencias importantes para la economía política del sector. Antes de que Bolivia comenzara a exportar gas natural a Brasil, buena parte de los ingresos fiscales del gas provenían del mercado interno. Como resultado, existían presiones políticas locales para que no se ajustara el valor en dólares de los impuestos locales. Desde 1999, la mayor parte de las ganancias del Estado se originan en las exportaciones de gas a Brasil. Este cambio hizo que la economía política del sector despliegue los mismos incentivos que existen en un exportador neto típico en lugar de tener aquellos propios de un importador neto.

El sistema impositivo boliviano tenía características que le hacían poco progresivo y, como se explicó anteriormente, los sistemas impositivos poco progresivos generan tensiones y conflictos distributivos entre gobiernos y compañías una vez que aumentan los precios.<sup>6</sup> El reciente aumento de precios y el hecho de que la inversión significativa en el sector ya se había realizado generaron incentivos para que el gobierno boliviano, en primera instancia aumentara su participación en las ganancias del gas y en segunda instancia, procediera con la nacionalización de la industria. Las regalías se incrementaron de 18 a 50%, y el gobierno obtuvo el control accionario de todos los proyectos de hidrocarburos. Al igual que los casos de Argentina, Ecuador y Venezuela, los inversionistas extranjeros fueron víctimas de su propio éxito al generar crecientes ingresos por exportaciones que no se ven afectadas en el corto plazo por un aumento de la apropiación de ingresos por parte del gobierno.

## **Brasil**

Brasil es un ejemplo de un país importador neto que se ha convertido progresivamente en autosuficiente. El marco institucional ha proyectado credibilidad a los inversionistas y ha prevenido la expropiación de la compañía petrolera estatal. A pesar de ser el tercer productor más grande de la región y tener las segundas mayores reservas, recientemente superando a México, Brasil ha sido hasta hace pocos años un significativo importador neto. Ha logrado reducir exitosamente su dependencia de las importaciones en la última década con una combinación de políticas de incrementos de producción y sustitución de consumo interno de petróleo por etanol y gas natural.

El sector petrolero se abrió a la inversión privada en 1995-1997, eliminando el monopolio establecido constitucionalmente de la compañía petrolera estatal, Petrobras. Para otorgarle mayor credibilidad al marco regulatorio frente a inversionistas privados, el gobierno creó una agencia regulatoria independiente para supervisar el sector petrolero. Además de esta acción tan importante, Petrobras ha sido parcialmente privatizada. Aun cuando el Estado mantiene el control de la mayoría de las acciones con derecho a voto, la mayoría del capital de la compañía se encuentra en manos privadas.

La autonomía institucional y los sistemas de rendición de cuentas de Petrobras contribuyeron al aumento significativo de los niveles de producción e inversión, ya fuere a través de la actuación directa, de empresas

---

<sup>6</sup> En el caso boliviano, lo que se denomina "windfall taxes", o impuestos extraordinarios frente a una subida de precios, se fijaban a nivel de los dividendos de la compañía, haciendo que éstas prefirieran pedir prestado a sus casas matrices en lugar de declarar dividendos. Bajo la figura de préstamos, las compañías podían enviar los ingresos a las casa matrices sin que esto generara impuesto adicional.

mixtas con compañías petroleras internacionales o a través de mecanismos de *project finance*. La inversión de Petrobras excedió los US\$ 46 mil millones en el período 1992-2002. Brasil ha sostenido en años recientes cinco licitaciones de áreas petroleras para la inversión privada. Como resultado, Brasil ha reducido su dependencia de las importaciones de petróleo y gas, y ha casi alcanzado la autosuficiencia energética.

La reforma de Petrobras y del sector petrolero brasileño contrasta de manera importante con la ausencia de reforma en Pemex y Petroecuador y con la politización de PDVSA, compañías de exportadores netos que teóricamente “compiten” con la petrolera brasileña. El hecho de que Brasil haya sido hasta recientemente un importador neto ha generado los incentivos para atraer inversión en petróleo reduciendo así la dependencia de las importaciones y permitiéndole al gobierno mantener los precios al mercado interno cerca de los internacionales – a diferencia de los exportadores netos de la región.

Sin duda que la calidad institucional del Estado brasileño, una de las más altas de la región como comentamos anteriormente, puede ayudar a explicar que Petrobras se destaque por encima de sus pares en la región por su eficiencia y buen manejo. Brasil también destaca por sus políticas de Estado, de largo plazo, en materia energética en contraste con la mayoría de los países de la región. Sin embargo, también es cierto que el hecho de ser un importador neto y de no tener una abundancia de reservas en relación al tamaño de su economía y población creó los incentivos necesarios para que el país se enfocara en el desarrollo de su potencial energético y no en la maximización de las rentas extraídas al sector.

Los recientes descubrimientos de reservas de petróleo costa afuera prometen hacer de Brasil un relevante exportador neto en el futuro, posiblemente con consecuencias muy significativas para los incentivos que tienen los actores y la economía política del sector. En los últimos años ya se nota el cambio de actitud en las elites políticas y en la población en relación al tema energético. Aún cuando todavía no se ha materializado la producción de los yacimientos de pre-sal, con la expectativa de abundancia, el país parece estar asumiendo una actitud de exportador neto, enfocándose en la captura de rentas y en su distribución. El Presidente Lula Da Silva ha manifestado la posible incorporación de Brasil en un futuro cercano a la OPEP, lo cual no parece tener mayor sentido, dado que Brasil no es probable que vaya a ser un gran exportador y en todo caso le convendría más ser “free-rider” de la OPEP. Se han hecho propuestas de re estatización de Petrobras y de aumentar la participación fiscal en la explotación de crudo.

Afortunadamente los instintos rentistas propios de cualquier gran descubrimiento de reservas parecen haber sido por ahora razonablemente manejados por el Estado brasileño. Si bien se le ha dado a Petrobras acceso preferencial a las reservas del pre-sal y el Estado ha monetizado ese acceso incrementando su participación accionaria en Petrobras de manera significativa, las propuestas más radicales de nacionalización fueron puestas a un lado.

Es importante entender que se puede crear un marco fiscal y regulatorio que permita al estado capturar las rentas petroleras sin reducir los incentivos para el desarrollo del potencial energético del país y esto no requiere un rol preferencial para la empresa estatal. Sin embargo, dentro de las posibles opciones de política la tomada por el Estado brasileño parece relativamente equilibrada, el reto será seguir manteniendo ese equilibrio entre que los accionistas y acreedores privados de Petrobras no se apropien de rentas excesivas y al mismo tiempo sigan teniendo los incentivos adecuados para asumir los riesgos de la nueva inversión.

Finalmente, es importante que el acceso preferencial de Petrobras no elimine los necesarios estímulos a la eficiencia generados por la sana competencia con empresas multinacionales.

## **Colombia**

Colombia es un exportador neto, hoy en día el tercer mayor de la región, superando a Ecuador, pero todavía con una base precaria de reservas probadas. En la década de los noventa, debido al descubrimiento de importantes yacimientos altamente productivos, el petróleo se transformó en un importante generador de divisas e ingresos fiscales (llegando a más del 25% de los ingresos fiscales). Sin embargo a partir del año 1999 su producción y reservas empezaron a declinar nuevamente y para 2004 parecía inevitable que Colombia sería en la siguiente década un importador neto de petróleo.

El caso colombiano ilustra los potenciales peligros de que un país asuma una mentalidad rentista luego de descubrimientos y periodo de alta inversión, pero también ilustra muy bien como un Estado es capaz de enmendar el rumbo y ajustar las políticas de manera efectiva. En los noventa el auge de producción petrolera generó efectos macroeconómicos perversos contribuyendo a problemas fiscales y de competitividad, adicionalmente las condiciones eran poco atractivas para la inversión en exploración, a lo que también perjudicaba el estado de inseguridad de las inversiones provocado por la actividad guerrillera.

Ante la perspectiva de convertirse en importador neto, el Estado colombiano adoptó una serie de reformas fiscales y contractuales en 1999 y luego en 2005 para hacer más atractiva la inversión y mejorar la competitividad de la empresa estatal Ecopetrol. Siguiendo el modelo brasileño, que a su vez se inspiró parcialmente en el noruego, se colocó una fracción del capital de la estatal en el mercado de valores de manera muy exitosa, dándole a la empresa mayor autonomía financiera y operacional, y se creó una agencia regulatoria independiente. La credibilidad y atractivo para la inversión generadas por las reformas institucionales iniciaron una reversión de la caída de producción. Entre 2007 y 2010 la producción se ha incrementado en más de 150 mil barriles diarios, en buena parte por el éxito de la compañía privada Pacific Rubiales, liderada por expatriados venezolanos despedidos de PDVSA durante el gobierno de Chávez.

A diferencia de los casos de Bolivia, Ecuador y Venezuela, la década de los noventa no generó un aumento de la producción o las reservas, y por consiguiente, no se tradujo en la generación de incentivos para la expropiación en los últimos años. En los últimos años Colombia más bien requería iniciar un nuevo ciclo de inversiones. La declinación de la producción y reservas hizo que Colombia actuara como un importador, creando todos los incentivos para promover la inversión.

## **Minería: los casos de Perú y Chile**

En Perú el principal impuesto que pagan las empresas mineras es el impuesto a las ganancias corporativo, a la misma tasa que el resto de las empresas (30%). Incluso las mineras tienen una ventaja sobre otros sectores al poder realizar una depreciación acelerada de la inversión en exploración y desarrollo de yacimientos. Hasta 2004 no existían regalías, la presión política llevó a que se aprobaran, pero a la mayoría de las empresas no les son aplicadas por tener contratos de estabilidad tributaria por 15 años. La presión política llevó a que las empresas hicieran unas “contribuciones voluntarias” que sin embargo son bastante inferiores a lo que pagarían en regalías. Cuando se pagan regalías, la tasa varía entre 1% y 3% dependiendo del nivel de

ventas anuales. Las regalías se pagan a las regiones mineras y la mitad del impuesto a las ganancias también se distribuye a las regiones y localidades productoras.

En Chile igualmente la industria del cobre hasta 2004 no pagaba impuestos adicionales. Codelco paga la misma tasa pero hace aportes adicionales al Estado por lo que la participación del Estado en las ganancias es mucho mayor que en las empresas privadas. Las fuerzas armadas reciben el 10% de los ingresos por exportaciones de cobre de Codelco.

## VI. COMENTARIOS FINALES Y RECOMENDACIONES

Latinoamérica es una región muy abundante en recursos energéticos y minerales, pero su distribución es muy desigual. Venezuela concentran el grueso de los recursos de la región y solo México, Colombia, Ecuador y Argentina son superavitarios en petróleo y Bolivia en gas natural. Los demás países son deficitarios. Existe la expectativa de Brasil se convierta en un país superavitario dados los importantes descubrimientos de reservas recientes. En minería Brasil, Chile, México y Perú son los principales productores, pero otros países también tienen producción relevante.

En la década de los noventa la mayoría de los países productores de la región abrieron sus sectores petrolero, gasífero y mineros, algunos atrajeron inversión extranjera donde antes no estaba permitida, otros privatizaron sus empresas estatales total o parcialmente. Como consecuencia hubo un auge de inversiones en la región que se tradujo en algunos países en incrementos importantes de reservas y de producción. En la última década, en varios países de la región se manifestó una tendencia contraria, de nacionalismo petrolero y en menor medida minero, con aumentos en la participación del Estado en las ganancias, renegociación forzosa de contratos, incremento de impuestos y algunas nacionalizaciones. Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela, son ejemplos de esta tendencia. Sin embargo, Brasil, Chile, Colombia y Perú, no siguieron esa tendencia sino que más bien fortalecieron sus instituciones e hicieron reformas para obtener más capitales privados en el sector. Aún así hay presiones en todos estos países para incrementar la participación del Estado en las rentas minerales.

La naturaleza del sector petrolero (y parcialmente el minero) hace que una vez realizadas las inversiones inmovilizadas que constituyen el grueso del capital y una vez incrementadas las reservas y la producción, sea muy atractivo para los Estados cambiar las condiciones de inversión, incrementado su participación en las ganancias y en ocasiones nacionalizando activos. Más aún si el ciclo de inversión coincide con un *ciclo auge de precios* que ofrece una oportunidad excelente para renegociar las condiciones y obtener importantes beneficios.

Una de las razones fundamentales por las que ocurrieron las renegociaciones de contratos y los cambios en los marcos impositivos es que en su la mayoría eran (y en general siguen siendo) muy poco progresivos: es decir cuando suben los precios, la tasa de participación del Estado no se incrementa. La falta de progresividad es atribuible a que los países le temen a que las empresas tomen ventaja de las asimetrías de información en el caso de que usaran esquemas más sofisticados. Asimismo, los Estados han privilegiado sistemas fiscales que generan una recaudación fiscal más estable y que garantizan una participación en el

presente en comparación con el futuro. En los últimos años, si bien los impuestos a las ganancias extraordinarias han servido para hacer a los esquemas fiscales más progresivos a la suba de precios, siguen siendo altamente regresivos a niveles de precios bajos. Por otra parte algunos de estos nuevos impuestos dan muy poco “upside” a las empresas ante incrementos de precios, incluso reduciendo la ganancia en términos absolutos lo que desincentiva la inversión.

Las lecciones preliminares que este análisis nos plantea son:

- 1) Se debería procurar establecer regímenes fiscales más progresivos en la región, que mantengan la competitividad pero permitan a los Estados capturar las rentas a diferentes niveles de precio y rentabilidad.
- 2) Desde el punto de vista político, no basta que los marcos fiscales y contractuales sean progresivos a lo largo de la vida del proyecto, sino que la participación estatal debe incrementarse en el presente ante aumentos significativos de precios, de lo contrario el marco fiscal tenderá a ser inestable. Es importa tomar en cuenta este tipo de consideraciones políticas en el diseño de los esquemas fiscales.
- 3) Los impuestos a las ganancias extraordinarias pueden ser un instrumento útil para capturar rentas a niveles de precio alto, pero debe ser parte de un diseño integral que haga progresivos y neutrales a los marcos impositivos en todos los rangos de precio.
- 4) Los impuestos son un mal instrumento para hacer estabilización fiscal, porque trasladan el riesgo al productor y pueden hacer inviable la inversión. Otros mecanismos de estabilización fiscal (p.e. fondos de estabilización) son preferibles, aunque tienen también sus dificultades de implementación.
- 5) Es importante crear marcos de gobernabilidad y esquemas fiscales para las empresas estatales que hagan viable su inversión y eviten la sobre-extracción de recursos y su uso político oportunista.
- 6) Es necesario crear burocracias de alto nivel especializadas en la recaudación de impuestos al sector petrolero y minero para reducir las asimetrías de información. Siendo esta una de las principales fuentes de ingresos de los gobiernos de la región es una inversión que se justifica plenamente y permitiría implementar esquemas fiscales más eficientes y sofisticados.

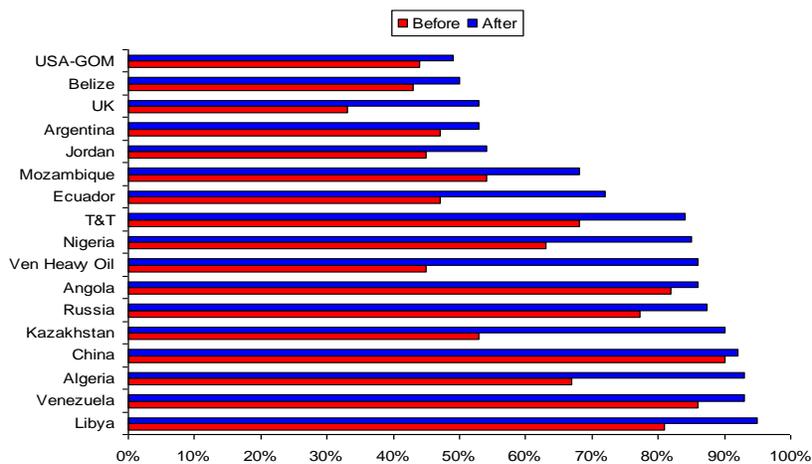
## BIBLIOGRAFÍA

- Campodónico, H. (2004). “Reforma e inversión de la industria de hidrocarburos de América Latina”. *Cuadernos CEPAL*.
- Campodónico, H. (2008) “Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina” *Documento de Proyecto. CEPAL*.
- Chang, R.; C. Hevia y N. Loayza (2009) “Privatization and Nationalization Cycles” *World Bank Policy Research Working Paper #5029*.
- Davis, J. M., R. Ossowski y A. Fedelino (2003) *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Economies*. Washington, DC: FMI.
- Dunning, T. (2008) *Crude Democracy*. Cambridge University Press
- Haber, S. and V. Menaldo (2009) “Does Oil Fuel Authoritarianism? A Reappraisal of the Resource Curse,” Manuscrito, Stanford University.
- Hogan, W. and F. Struzenegger (2010) *The Natural Resources Trap*. MIT Press.
- Hults, D., M. Thuber y D. Victor (2008) “States in the Business of Oil: On the Performance and Strategy of National Oil Companies” Manuscrito, Stanford Program on Energy and Sustainable Development.
- Guriev, S; A. Kolotilin y K. Sonin (2011) “Determinants of Nationalization in the Oil Sector: A Theory and Evidence from Panel Data” *Journal of Law Economics and Organizations* (2011) 27 (2): 301-323
- Humphereys, M., J. Sachs y J. Stiglitz (2007) *Escaping the Resource Curse*. Columbia University Press.
- Isham, J., L. Pritchett, M. Woolcock y G. Busby (2003) “The Varieties of Resource Experience: How Natural Resource Export Structures Affect the Political Economy of Economic Growth.” *World Bank Economic Review* 19(1): 141–64.
- Levy, B. y P. Spiller (1996). *Regulations, Institutions, and Commitment: Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge University Press.
- Manzano, O. y F. Monaldi (2008) “The Political Economy of Oil Production in Latin America,” *Economía*. Vol. 9, No 1.
- Manzano, O. y F. Monaldi (2010) “The Political Economy of Oil Contract Renegotiation in Venezuela” en Hogan, W. y F. Struzenegger (eds.) *The Natural Resources Trap*. MIT Press.
- Mayorga, E. (2005) “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”. Manuscrito, ESMAP - Banco Mundial.
- Mommer, B. (2002) *Global Oil and the Nation State*. Oxford University Press: Oxford.

- Monaldi, F. (2004). “Inversiones Inmovilizadas, Instituciones y Compromiso Gubernamental: implicaciones sobre la evolución de la inversión en la industria petrolera venezolana”. *Temas de Coyuntura*. Universidad Católica Andrés Bello.
- Monaldi, F. (2007) “El segundo mejor negocio del mundo: la industria petrolera venezolana”. *Debates IESA*, Vol. XII, N° 1, pp.24-28, Venezuela
- Monaldi, F. (2008) “Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina” in Castilla, M; R. Espinasa; P. Kalil; y O. Manzano, editores. *Hacia la Integración Energética Hemisférica: Retos y Oportunidades*. CAF – BID.
- Palacios, L. (2003). “An update on the reform process in the oil and gas sector in Latin America”. Japan Bank for International Cooperation.
- Sinnott, E., J. Nash y A. De la Torre (2010) *Natural Resources in Latin America and the Caribbean: Beyond Booms and Busts?* World Bank.
- Stevens, P. (2008) “National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle.” *The Journal of World Energy Law and Business* 1(1): 5-30.
- Tissot, R. (2010) “Challenges of Designing an Optimal Petroleum Fiscal Model in Latin America” Inter-American Dialogue Working Paper, October.
- Tordo, S. (2007) *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. World Bank
- Villasmil, R.; F. Monaldi; G. Rios y M. Gonzalez (2007) “The Difficulties of Reforming and Oil based Economy: The Case of Venezuela” en Fanelli, José. *Understanding Market Reforms in Latin America: Similar Reforms, Diverse Constituencies, Varied Results*. Palgrave Macmillan.
- Vivoda, V. (2008) *The Return of the Obsolescing Bargain and the Decline of Big Oil: A Study of Bargaining in the Contemporary Oil Industry*. VDM Verlag.

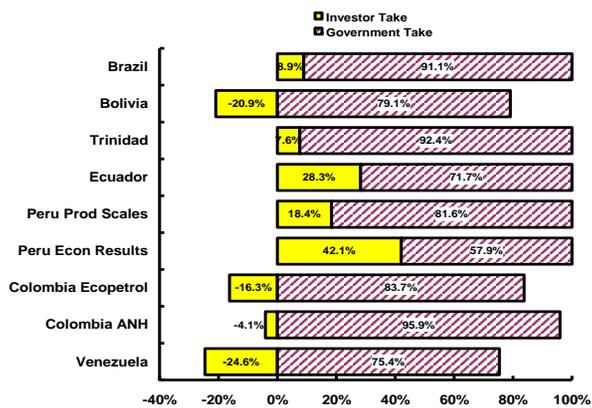
ANEXO: TABLAS Y GRÁFICOS

CAMBIOS EN EL PEG: 2002 A 2007

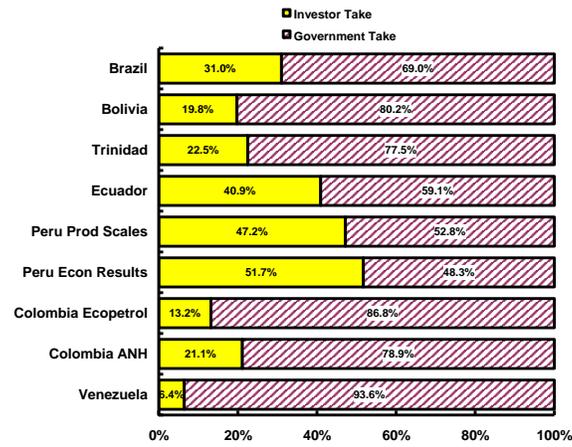


FUENTE: CERA

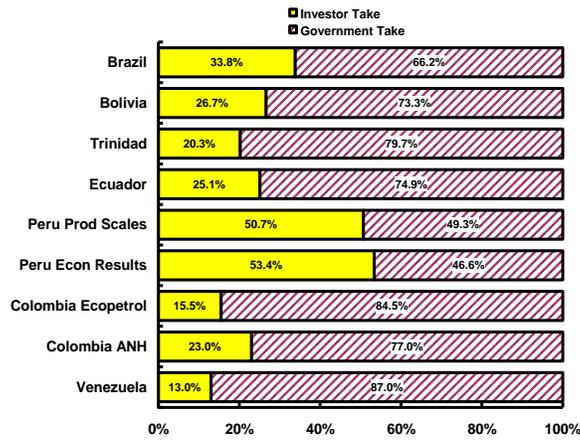
PEG A \$25



### PEG A \$55



### PEG A \$80



FUENTE. CERA

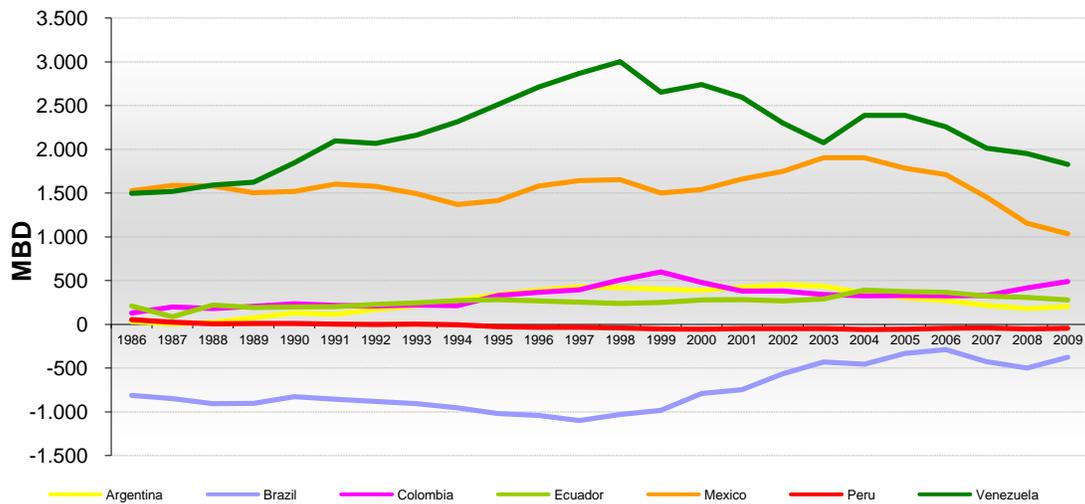
Reservas Probadas de Petróleo (miles de millones de barriles) 2009			
	1989	1999	2009
Argentina	2,2	3,1	2,5
Bolivia	0	0	0
Brasil	2,8	8,2	12,9
Colombia	2,0	2,3	1,4
Ecuador	1,4	4,4	6,5
México	52,0	21,5	11,7
Perú	0,8	0,9	1,1
Venezuela	59,0	76,8	172,3
<b>Total</b>	<b>120,2</b>	<b>117,2</b>	<b>208,4</b>

Reservas Probadas de Gas Natural (billones de metros cúbicos) 2009			
	1989	1999	2009
Argentina	0,67	0,73	0,37
Bolivia	0,12	0,52	0,71
Brasil	0,11	0,23	0,36
Colombia	0,11	0,19	0,12
Ecuador	0,0	0,0	0,0
México	2,06	0,86	0,48
Perú	0,34	0,25	0,32
Venezuela	2,99	4,15	5,67
<b>Total</b>	<b>6,4</b>	<b>6,9</b>	<b>8,0</b>

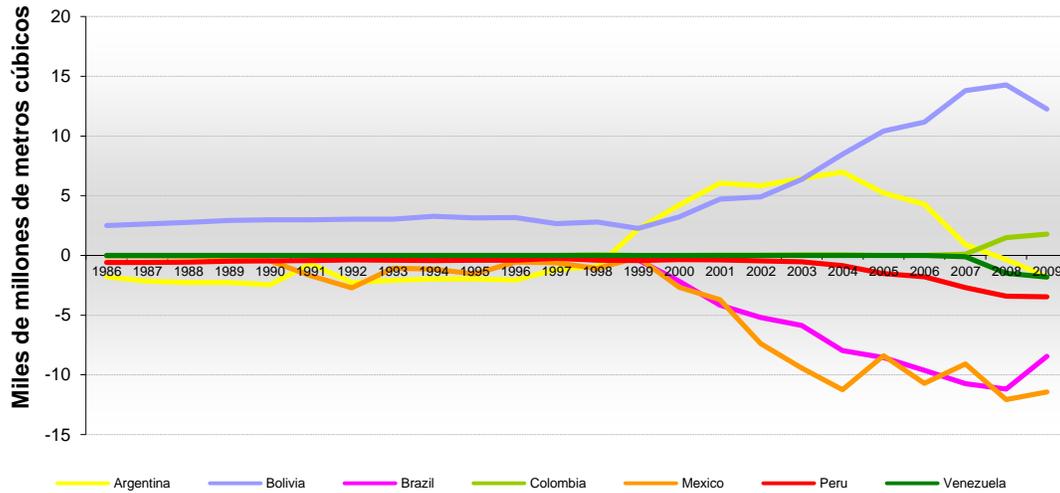
Exportaciones (Importaciones) netas de petróleo por mil habitantes 2009 (barriles diarios)	
Argentina	5
Brasil	-1,9
Colombia	10,8
Ecuador	20,4
México	9,6
Perú	-1,5
Venezuela	64,4

Reservas Probadas de Petróleo / Consumo interno anual Años de consumo interno 2009	
Argentina	14,6
Brasil	14,6
Colombia	19,2
Ecuador	82,5
México	16,5
Perú	16,3
Venezuela	775,5

### Petróleo: Exportador Neto (+) Importador neto (-)

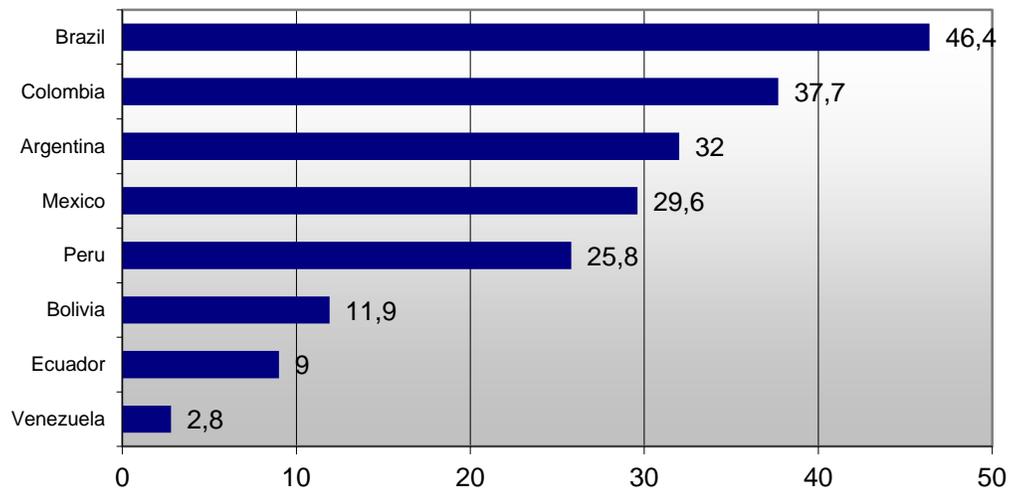


### Gas Natural: Exportador Neto (+) Importador neto (-)



Fuente: BP Statistical Review of Energy y Cálculos propios

### Estado de Derecho (Rango Percentil) 2008



Fuente: Banco Mundial

Reservas y Producción de Otros Minerales en América Latina

		Brasil	Chile	Colombia	México	Perú	Venezuela
<b>Bauxita</b>	tmdt P	25.000	-	-	-	-	5.900
	%PM	<b>12,20%</b>	-	-	-	-	2,88%
	tmdt R	1.900.000	-	-	-	-	320.000
	%RM	7,04%	-	-	-	-	1,19%
<b>Cobre</b>	tmt P	-	5.600	-	270	1.220	-
	%PM	-	<b>35,67%</b>	-	1,72%	<b>7,77%</b>	-
	tmt R	-	160.000	-	38.000	60.000	-
	%RM	-	29,09%	-	6,91%	10,91%	-
<b>Oro</b>	mt P	40	42	-	41	175	-
	%PM	1,72%	1,80%	-	1,76%	<b>7,51%</b>	-
	mt R	2.000	2.000	-	1.400	1.400	-
	%RM	4,26%	4,26%	-	2,98%	2,98%	-
<b>Hierro</b>	mmt R	390	-	-	12	-	20
	%PM	<b>17,73%</b>	-	-	0,55%	-	0,91%
	mmt R	8.900	-	-	400	-	2.400
	%RM	12,19%	-	-	0,55%	-	3,29%
<b>Níquel</b>	mt P	75.600	-	74.900	-	-	20.000
	%RM	4,70%	-	4,65%	-	-	1,24%
	mt R	4.500.000	-	1.400.000	-	-	560.000
	%RM	6,43%	-	2,00%	-	-	0,80%
<b>Plata</b>	mt P	-	-	-	3.000	3.600	-
	%PM	-	-	-	<b>14,35%</b>	<b>17,22%</b>	-
	mt R	-	-	-	37.000	36.000	-
	%RM	-	-	-	13,70%	13,33%	-

tmdt =miles de toneladas métricas secas

mt = toneladas métricas

tmt= miles de toneladas métricas

mmt= millones de toneladas métricas

P = Producción

PM = Producción Mundial

R = Reservas

RM= Reservas Mundiales

Fuente: US Geological Survey