



LA ECONOMÍA POLÍTICA DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN AMÉRICA LATINA

Francisco Monaldi

Working Paper nº 9, Julio de 2010



www.plataformademocratica.org

La Economía Política del Petróleo y el Gas en América Latina¹

Francisco Monaldi

I. INTRODUCCIÓN

La década de los noventa fue testigo de un importante incremento en la inversión en el sector de petróleo y gas en Latinoamérica. En la mayoría de los países, la inversión privada aumentó considerablemente luego de las privatizaciones y liberalizaciones del sector. En Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador y Venezuela, la inversión privada petrolera, alguna forma de privatización, o ambas modalidades, generaron importantes incrementos en las reservas y producción petrolera y gasífera.

En la última década, sin embargo, la región experimentó una nueva ola de nacionalizaciones en el sector hidrocarburos, con aumentos de la participación fiscal y el control del estado. Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela, fueron ejemplos de esta tendencia. La creciente alza de los precios internacionales del crudo puso presión sobre sistemas impositivos poco progresivos e imperfectos y sobre Gobiernos que no vieron aumentar la contribución fiscal del petróleo a la par de los precios internacionales. Más aún, en muchos casos, el aumento del precio internacional coincidió con la parte decreciente de los ciclos de inversión, es decir, con situaciones donde las compañías productoras ya habían realizado significativas inversiones en activos inmovilizados y estaban en proceso de recuperarlas. Este conjunto de factores contribuyeron a que varios países de la región experimentasen esta ola de nacionalizaciones y expropiaciones.

Sin embargo, es importante constatar que existe considerable variación en el momento en que se dieron los cambios de política y la dirección que ésta ha tomado. Más aún, en contraste con la tendencia regional antes descrita, en la década pasada, Brasil, Colombia y Perú fortalecieron sus marcos institucionales y los derechos de propiedad bajo los cuales operan las compañías productoras. La evolución divergente de los países puede ser explicada en buena parte por la economía política del sector en cada país, a ello nos abocaremos en este trabajo. Igualmente evaluaremos la posible evolución del sector en la próxima década y sus implicaciones para los países y la región.

¹ Este trabajo se nutre fundamentalmente de la línea de investigación sobre el sector petrolero que he desarrollado junto a mi colega Osmel Manzano (BID e IESA), a quién agradezco profundamente la fructífera colaboración de muchos años. Quisiera agradecer también muy especialmente a Mercedes Briceño por su contribución a la redacción y revisión de este documento y por sus excelentes comentarios y observaciones. Ramón Espinasa, Stephen Haber, Peter Nolan, Luis Pacheco y Luisa Palacios han sido fuente de enriquecedora discusión sobre los temas aquí tratados. Agradezco a Graciela Urdaneta y Sebastián Scrofina su eficiente apoyo en la elaboración de tablas y gráficos. Por los errores remanentes la responsabilidad es, por supuesto, únicamente del autor. Este trabajo es parte del proyecto “Dinámicas geopolíticas globales y el futuro de la democracia en América Latina” desarrollado por Plataforma Democrática, consorcio formado por el Instituto Fernando Henrique Cardoso y el Centro Edelstein de Investigaciones Sociales de Brasil, organizaciones a las cuales agradezco su apoyo y financiamiento.

II. LA ECONOMÍA POLÍTICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA

El análisis de la economía política del sector hidrocarburos 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 deficitario o superavitario en hidrocarburos (importador o exportador neto); 3) las características del marco institucional y contractual, incluyendo el sistema impositivo; y 4) factores económicos, incluyendo la etapa del ciclo de inversión en que se encuentra un país (y su riesgo), el cambio tecnológico, la dependencia de rentas petroleras por parte del fisco y el ciclo de precios; para así arribar a conclusiones sobre su impacto sobre las políticas y el desempeño del sector en los países de la región, entendido éste como la producción y la inversión.

Por supuesto, las tendencias ideológicas en la región también tienen influencia sobre las políticas energéticas 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 petroleras son los factores sectoriales, geográficos, institucionales y económicos mencionados anteriormente.

Características del sector hidrocarburos que afectan su economía política

Para analizar la economía política de los hidrocarburos en Latinoamérica es preciso tomar en cuenta las *características propias del sector* y las implicaciones que éstas tienen sobre la gobernabilidad, instituciones y políticas del sector. Es un sector donde: (1) se generan rentas muy significativas, (2) existen altos costos hundidos (inversiones inmovilizadas), (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 (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 (Manzano y Monaldi, 2008). Estas características tienen implicaciones muy importantes en la evolución del marco institucional del sector, así como en los conflictos contractuales entre gobiernos, compañías y consumidores.

A diferencia de otras industrias, la explotación petrolera y, en menor medida, la explotación gasífera 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 producto marginal. Este tipo de rentas se conocen como “rentas diferenciales”. Las rentas también pueden surgir de restricciones monopolísticas en el acceso a las reservas o de restricciones de producción típicamente enmarcadas en la acción de carteles. En el caso de Latinoamérica y en el mundo, el costo de extracción por barril típicamente varía entre 1US\$ y 20US\$. En el marco de estos precios, el reciente incremento de los precios a niveles por encima de 70US\$ por barril ha generado rentas exorbitantes.

En la teoría, estas rentas pueden ser 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 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 se debe a los arreglos contractuales rígidos y a la falta de progresividad de los sistemas impositivos, en los que por diseño el Estado obtiene un aumento en la recolección de impuestos menos que proporcional al aumento del precio del petróleo. Este hecho hace que ante aumentos importantes del precio internacional del petróleo 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. Una vez que estos activos 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 pequeños) 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 local 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.

Esta lógica aplica incluso en el caso que estemos hablando de compañías petroleras del Estado. 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 del sector hidrocarburos sean consumidos ampliamente por la población, 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 bien en un asunto altamente politizado.

La exploración y producción de petróleo, y en menor medida del gas natural, es particularmente riesgosa porque la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos 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 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. Esto es tan así, que 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. Un ejemplo reciente de estos mecanismos para forzar 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 (Levy y Spiller, 1996; Manzano y Monaldi, 2008).

El riesgo geológico y económico varía significativamente entre los proyectos petroleros y dependiendo del nivel de riesgo y la magnitud de 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, 2010). La existencia de altos riesgos geológicos en la fase de exploración 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. 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 de reservas.

Las empresas estatales suelen posicionarse en etapas y proyectos de menor riesgo. Por ejemplo campos ya desarrollados y maduros en áreas 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, 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 ya que han abierto su capital accionario a inversionistas en el mercado de valores.

La volatilidad de los precios internacionales del petróleo se traduce en una alta volatilidad de las rentas petroleras. Los sistemas impositivos de los países tienen dificultad para capturar toda la renta que se genera en diferentes escenarios de precios, por ende, la volatilidad del precio del petróleo es particularmente problemática. En el caso de países que dependen de sus exportaciones petroleras como 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, los gobiernos de países exportadores de petróleo pueden verse tentados a renegar de sus condiciones contractuales, y en particular exprimir a las petroleras estatales, si los precios del petróleo caen y el gobierno enfrenta una crisis fiscal. Por cierto, es preciso recordar que una crisis fiscal producida por un evento diferente a un shock petrolero también puede hacer que los gobiernos tengan incentivos a renegar de condiciones contractuales acordadas.

Dotación de recursos y excedentes exportables

Las características mencionadas anteriormente son determinantes primordiales del comportamiento de las empresas privadas y estatales y de su desempeño en términos de inversión y producción. De igual forma impactan el comportamiento de los gobiernos de los países productores y de otros actores como los trabajadores, gobiernos, comunidades locales y consumidores. Sin embargo, en el caso de los gobiernos es particularmente importante precisar que sus incentivos se verán influenciados de manera determinante por la dotación de recursos energéticos del país y su condición de *exportador* o *importador* de hidrocarburos.

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, 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 el gas es preciso destacar la distinción entre países excedentarios y países deficitarios en energía.

Los países de la región varían dramáticamente en términos de sus reservas probadas de petróleo y gas (ver tablas anexas). En el caso del petróleo, las reservas de Venezuela son por mucho las más grandes de la región (y entre las tres más grandes del mundo), experimentando un significativo crecimiento en las últimas dos décadas al incorporar a sus reservas probadas los ya descubiertos yacimientos de crudo extra-pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco. México y Brasil le siguen a Venezuela, pero mientras México ajustó drásticamente sus reservas a la baja y hoy en día tiene reservas bastante limitadas en relación con su mercado interno; Brasil ha logrado un significativo aumento en las últimas décadas y

tiene una perspectiva de crecimiento en la próxima década por los descubrimientos de los yacimientos costa afuera del pre-sal. Aún cuando las reservas de Brasil no son tan relevantes cuando se les compara con el consumo interno y la población del país, los recientes descubrimientos pueden hacer de Brasil por primera vez un relevante exportador neto de energía en el futuro. En contraste, México se vislumbra como un importador neto de energía en la próxima década si no logra revertir la declinación de su industria de los hidrocarburos. Ecuador ocupa el cuarto lugar de reservas en la región, habiendo experimentado un crecimiento de sus reservas significativo tanto en términos per cápita como en términos de su consumo doméstico. Colombia y Perú siguen con reservas bastante modestas para su población y mercado interno, y en el resto de la región las reservas petroleras son insignificantes excepto en Guatemala, con la expectativa de que Cuba podría descubrir importantes yacimientos costa afuera.

En cuanto a las reservas de gas, se tiene a Venezuela una vez más ocupando el primer lugar, con niveles muy superiores al resto de la región. Sin embargo, más del 90% del gas que se produce en Venezuela tiene la forma de gas asociado, es decir, que se extrae junto al petróleo como subproducto de la extracción de éste último, y es utilizado en su mayoría para la reinyección de pozos. Bolivia tiene las segundas reservas de gas más grandes de la región, muy por debajo de las venezolanas, pero en contraste con Venezuela, el gas de Bolivia es “gas libre” no asociado a yacimientos de petróleo. Esto va a ser importante puesto que en el caso de Venezuela no ha sido una prioridad exportar el gas mientras que en el caso de Bolivia es crucial monetizar o dar valor al gas a través de su exportación. Por otra parte, las reservas de Bolivia son significativas en relación con su población, mercado interno y el tamaño de su economía. México, Argentina, Brasil y Perú siguen a Bolivia en términos de reservas y en los dos últimos casos han logrado descubrimientos importantes recientes. Sin embargo, en ninguno de estos casos las reservas permiten pensar que serán importantes exportadores netos en la próxima década.

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.

Además del nivel de reservas es muy importante tomar en consideración el nivel de producción y de excedentes exportables de cada país (ver gráficos anexos). Un país es un *exportador neto* (excedentario/superavitario) de petróleo cuando tiene la capacidad de producir petróleo y/o sus productos derivados por encima de su consumo interno total. Los principales determinantes del mercado interno son la población país y el tamaño de su economía (producto interno bruto). De manera que el carácter de exportador va a depender de la relación entre producción de hidrocarburos y el tamaño de la economía.

Por ejemplo, México es un importante productor de petróleo, sin embargo, dado su alto consumo interno es mucho menor su peso como exportador neto. A pesar de tener las terceras reservas de la región su exportación por habitante es mucho menor que la de Ecuador que produce seis veces menos petróleo. Lo mismo pudiera decirse del caso brasileño, donde a pesar de tener recursos energéticos considerables, todavía sigue siendo un país deficitario de energía dados los altos requerimientos de su mercado interno.

Es importante también tomar en cuenta el grado de dependencia que tiene un país de la exportación de sus recursos hidrocarburíferos y de las rentas que estos generan. Países como Bolivia, Ecuador y Venezuela, tiene una gran dependencia de la exportación de hidrocarburos tanto en términos de balance externo (generación de divisas), como en términos de ingresos fiscales. Otros países como México y Colombia tienen exportaciones más diversificadas pero las rentas petroleras son importantes como proporción de los ingresos fiscales. Finalmente, para los países importadores netos de hidrocarburos, como Chile, Uruguay y los de Centroamérica (con la excepción de Guatemala) el peso de la importación de hidrocarburos puede ser muy significativo en sus cuentas externas, sobre todo en tiempos de precios altos.

La relación entre Estados y empresas petroleras: incentivos y conflictos

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 del estado en las ganancias (government take)*, 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 deficitario con relación a los que tendrían en un país excedentario de energía (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 un 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 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.²

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 altos beneficios políticos en el futuro para obtener alguna ganancia en el corto plazo. Cuando los políticos tienen altas tasas de

² 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.

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 la renta petrolera 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 gasífero representa una proporción importante de los ingresos fiscales del país. Los gobiernos de países cuya economía depende del petróleo tienen incentivos para no respetar sus acuerdos, sobre todo si se trata de compañías petroleras estatales, cuando los precios del petróleo 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 petrolero, los costos reputacionales se vuelven casi irrelevantes durante una crisis fiscal. Asimismo, una crisis fiscal producida por algún fenómeno diferente a variaciones del precio petrolero o gasífero puede convertir, por la vía de las altas tasas de descuento, a la industria petrolera o gasífera 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 es la emergencia de nuevos actores como las empresas estatales de China e India y, en menor medida, Rusia, Malasia y Vietnam que tienen objetivos políticos de aseguramiento de suministro en sus negociaciones con gobiernos ricos en hidrocarburos. Estas empresas estatales, principalmente las de China, están dispuestas a sustituir a las multinacionales estadounidenses o europeas 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 en países de alto riesgo político y regulatorio.

Los incentivos de los gobiernos dependerán de la medida en que un país es exportador o importador neto de petróleo. Si el país es un exportador neto importante, un asunto clave para anticipar sus incentivos se refiere a si los ingresos petroleros representan una sustancial fuente de ingreso fiscal. Si este fuera el caso, los formuladores de política tendrían fuertes incentivos para maximizar la generación y apropiación de rentas provenientes de la exportación petrolera. En la búsqueda de la maximización de la renta, los gobiernos escogerán entre dos estrategias, enfocarse en la extracción de ingresos fiscales en el corto plazo o tener una estrategia orientada hacia la expansión de la producción a largo plazo, dependiendo de las tasas de descuento de los políticos, el nivel de reservas del país, y las expectativas futuras del mercado (Manzano y Monaldi, 2008).

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 petroleras 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 débiles. Asimismo, debido a que los sistemas impositivos petroleros introducen distorsiones importantes a la explotación de los recursos, la propiedad estatal puede resultar una alternativa menos “distorsionante” de la economía que tener 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 exportadores netos de petróleo tenderán a prevalecer compañías petroleras estatales mientras que en los países importadores netos tendrán presencia importante las empresas privadas.

Como se planteo previamente, las empresas estatales 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 los gobiernos de países exportadores serán más proclives a aceptar la presencia de multinacionales (Nolan, 2010).

Cuando el precio del petróleo aumenta significativamente, la tendencia al *nacionalismo petrolero* y el aumento de impuestos son algo típico de los exportadores netos. En aquellos casos en que los gobiernos están dispuestos a ofrecer a inversionistas extranjeros acceso a sus reservas, 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 dijo antes. Cuando el precio del petróleo aumenta significativamente, los exportadores netos se encuentran en la 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.

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 se extraen de los ciudadanos. 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.

Estos países tienen por tanto fuertes 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 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, el precio del gas doméstico o los productos derivados del petróleo como la gasolina puede ser regulado a un precio máximo por debajo del precio de mercado o pueden ser colocados altos impuestos a las exportaciones existentes.

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. El caso más exagerado en la región es Venezuela que vende los productos en el mercado interno a menos de US\$8 por barril. Mientras que en el caso de los importadores netos estos subsidios suelen ser de menor magnitud o inexistentes. De hecho algunos importadores netos cargan importantes tributos al consumo de gasolina.

Para concluir, los gobiernos de países productores de petróleo y gas tendrán una mejor posición para aumentar la 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).

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.

Sistemas contractuales e impositivos y sus efectos

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 no han sido 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. La razón para este fenómeno es que la mayoría de los esquemas están basados en *regalías*. La regalía es un porcentaje del ingreso bruto que cobra el Estado por la explotación de recursos minerales. Dicho tributo es regresivo y poco efectivo en la captura de renta cuando suben los precios (Manzano y Monaldi, 2008).

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.

Las inversiones que exitosamente se atrajeron en muchos países de América Latina en los años noventa, con marcos contractuales e impositivos atractivos a los precios de la época, inferiores a US\$20 por barril; dejaron de ser razonables a niveles altos de precios como los existentes en la última década de entre US\$40 y US\$100 por barril. La renegociación forzosa de contratos y las nacionalizaciones de los últimos años fueron entonces en parte respuestas a la inflexibilidad de los regímenes contractuales e impositivos.

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 y algunos tienen tasas variables de impuesto que varían de acuerdo con parámetros de rentabilidad. Pero en general, los esquemas de la región son poco progresivos, es decir no son buenos capturando rentas cuando los precios suben. Pero, ¿por qué no son más progresivos los esquemas fiscales? (Manzano y Monaldi, 2008 y 2010).

Hay varias razones por las cuales los gobiernos han tendido a crear esquemas poco progresivos. Los esquemas progresivos son más complejos, requieren una burocracia más sofisticada, con mayores costos de monitoreo y se prestan más a manipulaciones por parte de los operadores para evadir los impuestos o incurrir en costos innecesarios. La simplicidad y la garantía de recolección son grandes ventajas de los esquemas tradicionales basados en regalías. La otra gran ventaja de los esquemas poco progresivos es que estabilizan los ingresos fiscales, porque si bien no capturan la renta en picos de precio son también inflexibles en las bajas de precio, garantizando al Estado una participación aún a niveles de precio reducidos. Como la mayoría de nuestros países suelen ser poco eficientes en el

manejo de la volatilidad de los ingresos fiscales petroleros, prefieren esquemas que generen ingresos más estables. La poca efectividad de los fondos de estabilización y otros mecanismos de estabilización de ingresos minerales en la región, con la excepción de Chile, han promovido esta tendencia.

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 del petróleo y sus efectos sobre la economía y gobernabilidad

Aquellos países como Venezuela y Bolivia, y en menor medida Ecuador y México, así como en algún periodo Colombia; que dependen de las exportaciones y los ingresos fiscales de los hidrocarburos, 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 han tenido menor crecimiento en el promedio de las últimas cuatro décadas que sus pares no dependientes. 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.

III. LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS EN AMÉRICA LATINA: CASOS DE ESTUDIO

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 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.

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. 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 las 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 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 sea el factor determinante en la definición de la oportunidad en que los gobiernos pueden renegar de sus compromisos adquiridos. Finalmente, cambios en los impuestos y contratos petroleros han ocurrido 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, aún en presencia de instituciones muy sólidas.

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. Los periodos de renegociación de contratos han coincidido con el fin de ciclos de inversión exitoso, y las nacionalizaciones han ocurrido durante periodos de auge del precio de petróleo. 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. 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 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 utilizada 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.³ 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

³ 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.

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 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. Se han hecho propuestas de reestatización 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.

IV. LA GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN LA REGIÓN

Latinoamérica constituye después del Golfo Pérsico y junto a la ex-Unión Soviética la región más abundante en hidrocarburos del planeta. Sin embargo, más del 80% de las reservas de petróleo de la región están concentradas en Venezuela, que es único jugador regional con verdadero peso mundial en la geopolítica de los hidrocarburos. En las próximas décadas, hasta tanto el petróleo sea un recurso de alto valor, lo que ocurra en Venezuela seguirá siendo relevante para el mercado petrolero mundial.

Para tener una idea de la abundancia de recursos de Venezuela basta con mencionar que con sus reservas probadas puede cubrir su consumo interno actual por más de 750 años. Por supuesto, no basta con una dotación abundante de recursos, es necesario hacer las inversiones necesarias para transformar dicha dotación en producción y Venezuela posee actualmente una desventaja institucional para acometer el desarrollo de sus abundantes reservas. Es muy probable que, debido a adelantos tecnológicos, el petróleo deje de ser un recurso valioso, mucho antes que Venezuela este cerca de agotar sus reservas de crudo extra-pesado. En el camino, durante los auges petroleros, los gobiernos venezolanos probablemente seguirán usando los recursos petroleros para tener una influencia en la región superior a la que le confiere el tamaño de su economía, población y poderío militar, pero la volatilidad del ingreso petrolero y la pobre calidad institucional del país hacen poco probable que esta influencia deje una huella duradera en las políticas de la región.

Aún en los escenarios más optimistas de incorporación de reservas en Brasil, éstas serían solo una fracción de las de Venezuela, aunque de un crudo de mayor calidad y más amplio mercado. Brasil puede adquirir cierta importancia como actor en el negocio de los hidrocarburos, pero dada la magnitud de su creciente mercado interno, es improbable que sea un gran exportador de crudo por largo tiempo y por lo tanto su influencia en el mercado petrolero no será determinante en el largo plazo. Para tener una idea, las actuales reservas probadas de Brasil alcanzan para 15 años del consumo interno actual, por debajo de Ecuador México, Colombia e incluso Perú (ver Tabla IV). La incorporación de nuevas reservas probablemente incremente este indicador considerablemente pero aún muy por debajo de los grandes exportadores de la OPEP.

Los demás países de la región serán jugadores menores en el mercado petrolero mundial. México podría volver a ser un jugador clave si logra revertir la decadencia de su industria petrolera, pero su tendencia actual es a dejar de ser un exportador de importancia e incluso podría terminar siendo importador. Es probable que logren significativos descubrimientos costa afuera, si logra destrabar el marco político-institucional inhibitorio de la inversión privada y estatal. Colombia tiene potencial geológico por estar vinculada a la misma provincia petrolera de Venezuela y tener áreas relativamente inexploradas. Finalmente, si Cuba hace importantes descubrimientos costa afuera en la zona del Golfo de México, esto podría tener repercusiones geopolíticas interesantes.

El gas natural está aún lejos de tener la importancia económica y geopolítica del petróleo y si bien para la geopolítica del Cono Sur del continente el mercado del gas constituye un elemento importante, difícilmente tenga repercusiones globales. Brasil posiblemente logre

eventualmente autoabastecerse de gas y Bolivia tendrá que pensar en desarrollar otros mercados como el de Chile, si logran resolver o congelar sus disputas territoriales, o buscar la manera de exportar vía un terminal de gas natural licuado, GNL.

Cabe mencionar también que una tendencia geopolítica relevante constituye el rol que las empresas estatales petroleras de Asia están jugando en la región. En particular las empresas estatales de China han entrado agresivamente a invertir (o a ofrecer financiamiento) en Venezuela, Ecuador, Argentina y en menor medida en otros países de la región como Bolivia y Brasil. Las estatales de India, Malasia, Vietnam, Taiwán y Japón están siguiendo en mucha menor escala el ejemplo chino. Latinoamérica entonces se ha convertido en un escenario más de la lucha por garantizar el suministro de materias primas de las economías asiáticas de rápida industrialización y como se ha demostrado en África en ciertos casos han desplazado exitosamente a las grandes multinacionales del petróleo de Europa y Estados Unidos.

V. COMENTARIOS FINALES

Este trabajo ha tenido como objetivo entender los determinantes de economía política de la evolución de la industria de los hidrocarburos en la región latinoamericana, así como en menor detalle, las implicaciones de esta industria sobre la economía, instituciones, políticas y geopolítica de los países de la región. Latinoamérica es una región muy abundante en recursos energéticos, 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 que Brasil se convierta en un país superavitario dados los importantes descubrimientos de reservas recientes.

En la década de los noventa la mayoría de los países productores de la región abrieron sus sectores petrolero y gasífero, 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, con aumentos en la participación del Estado en las ganancias, renegociación forzosa de contratos y nacionalizaciones. Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela, son ejemplos de esta tendencia. Sin embargo, Brasil, 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.

La naturaleza del sector petrolero 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. Esto es especialmente cierto cuando los regímenes impositivos y contractuales no son progresivos, por lo que los Estados no se benefician proporcionalmente de los auges de precio. Estas variables explican en buena parte el retorno del nacionalismo petrolero a la región, sobre todo en los exportadores netos que habían culminado un ciclo de inversión exitosa.

La dinámica puede ser muy diferente en países importadores o con expectativas de transformarse en importadores netos. En este tipo de países, la prioridad es atraer inversiones para así incrementar las reservas y la producción. Esto explica porque Brasil, Colombia y Perú en lugar de expropiar de manera oportunista a los inversionistas, han tratado de fortalecer sus marcos institucionales y ofrecer condiciones favorables a la inversión. Brasil ante la expectativa de convertirse en un exportador ha estado teniendo un cambio de perspectiva que puede traducirse en cambios de políticas en una dirección de maximizar rentas en lugar de promover la producción. Sin embargo, hasta ahora las presiones en esa dirección no han llevado a cambios radicales de política y han sido manejadas razonablemente.

Los hidrocarburos parecen tener por lo menos un par de décadas más de gran y quizás creciente importancia geopolítica, por lo que países como Venezuela seguirán teniendo un rol destacado en dicho escenario. Sin embargo, eventualmente el petróleo irá perdiendo su importancia relativa a medida que los cambios tecnológicos lo desplacen por otras energías más limpias y/o más renovables. Por lo tanto, los países dependientes de energías fósiles como Bolivia, Ecuador y Venezuela con las debilidades institucionales que son el legado de dicha dependencia, estarán en posiciones muy desventajosas para el desarrollo en comparación con sus vecinos más diversificados.

BIBLIOGRAFÍA

Campodónico, H. (2004). “Reforma e inversión de la industria de hidrocarburos de América Latina”. *Cuadernos 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.

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.

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.

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.

ANEXOS. TABLAS Y GRÁFICOS**TABLA I**

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
Total	120,2	117,2	208,4

TABLA II

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
Total	6,4	6,9	8,0

TABLA III

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

TABLA IV

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

GRÁFICO 1

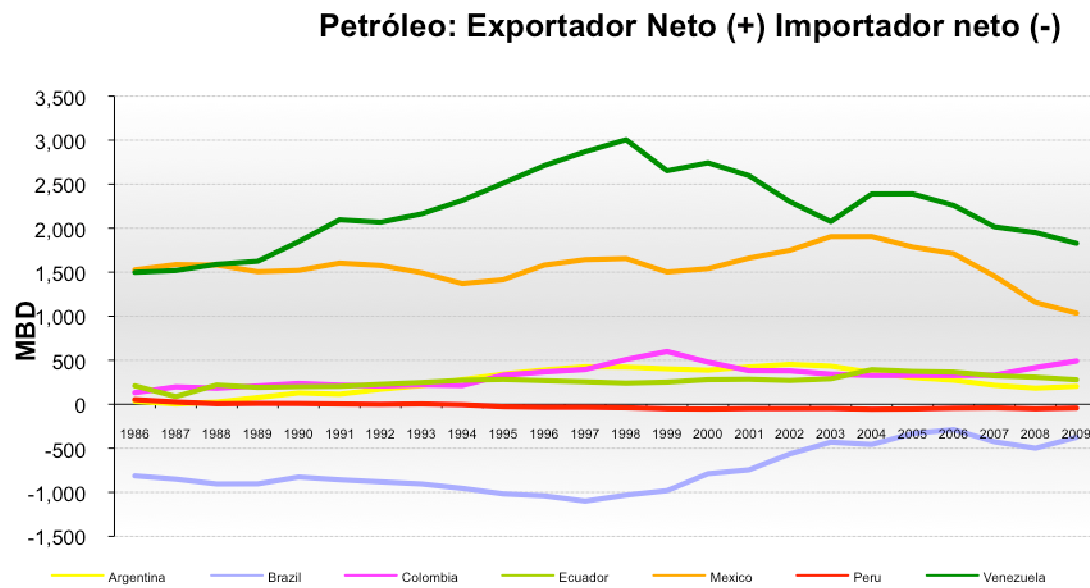
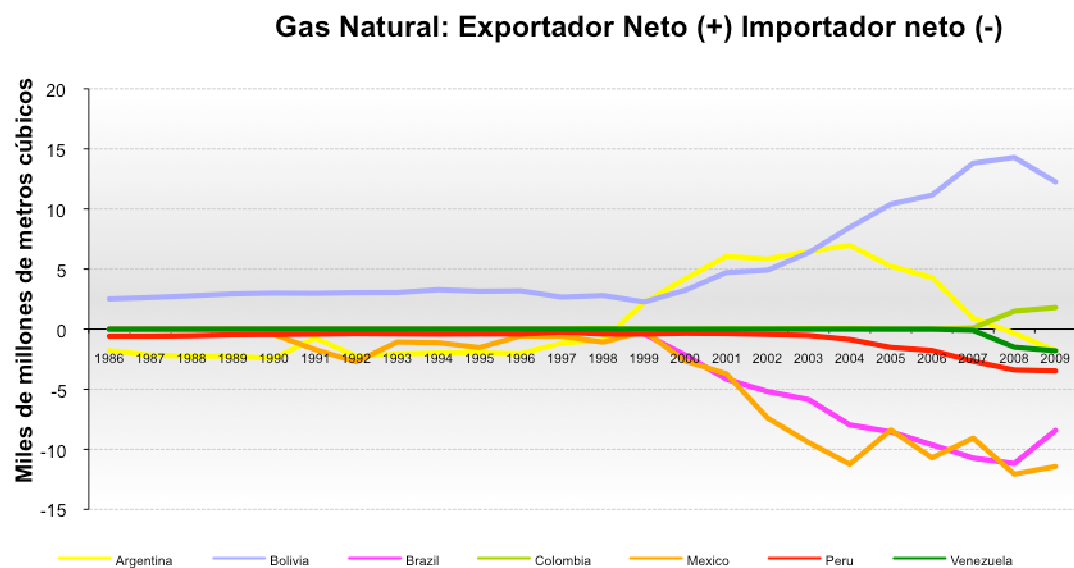
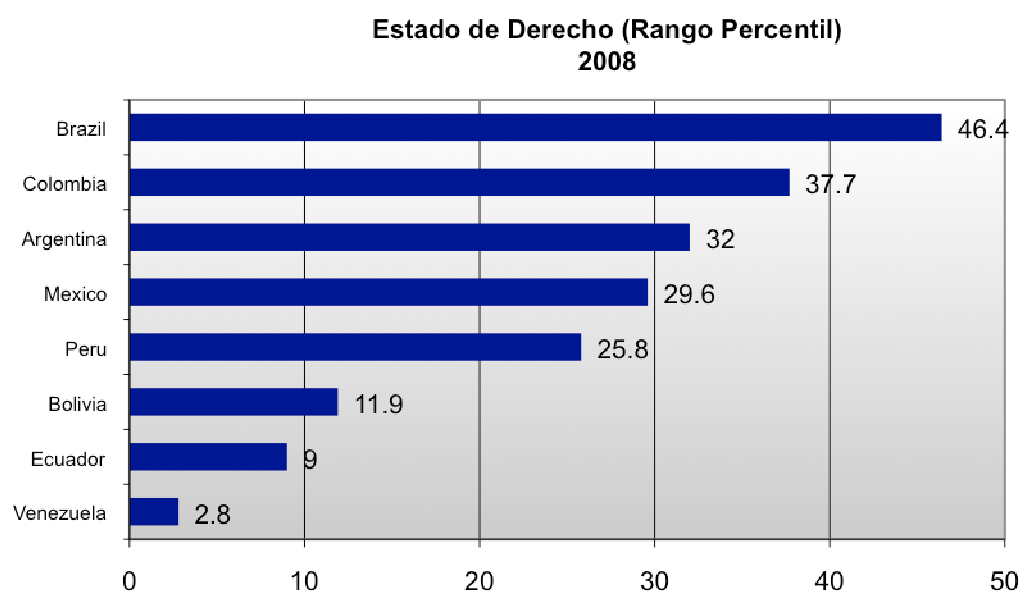


GRÁFICO 2



Fuente de todas las tablas y los gráficos anteriores: BP Statistical Review of Energy y Cálculos propios

GRÁFICO 3



Fuente: Banco Mundial