



Petróleo criollo al inicio del siglo XXI *Creole Petroleum at the beginning of XXI century*

RAFAEL MAC-QUHAE LA GRECA
macquhae@unimet.edu.ve¹
Universidad Metropolitana

Recibido: 01/10/2012

Aceptado: 06/11/2012

Resumen

Durante la primera década del siglo, el panorama del sector petrolero latinoamericano ha mostrado una dinámica diferente a la que se observó durante el siglo XX. Entre los cambios manifestados llama la atención que Venezuela, país que en el año 1926 se convirtió en el primer país exportador de petróleo del mundo, ha reducido su peso relativo en el mercado petrolero regional, mientras que Brasil y Colombia, países no petroleros, han aumentado significativamente su producción, alcanzando a cubrir su demanda interna y eventualmente incursionando en los mercados internacionales.

En los tres países el sector petrolero se ha organizado alrededor de una Empresa Petrolera Nacional (EPN), lo que es común a la mayoría de los países exportadores de petróleo (Stevens, 2008). Sin embargo, sus políticas han variado de forma notable. En el caso de Brasil y Colombia se aprecia un proceso de apertura a la inversión privada, mientras que en Venezuela se han reducido los espacios de participación para el sector privado.

¹ Sociólogo, UCAB (1976), Abogado USM (2007), Magíster del Instituto de Estudios Superiores de Administración IESA (1986), Master of Arts in Economics, Northeastern University (Boston, 1991), Ph.D. candidate Northeastern University. En la actualidad cursa el Doctorado de Estudios del Desarrollo, CENDES, UCV.



Mientras que en la década de los noventa, los tres países diseñaron e implementaron políticas y formas contractuales con miras a la apertura del sector a la inversión privada, Venezuela, desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos de 2000, eligió un camino divergente. En este instrumento legal se redujeron las formas contractuales a la figura de la empresa mixta, lo que dio lugar a la necesidad de un mayor esfuerzo inversor por parte de la compañía petrolera nacional (PDVSA). Brasil y Colombia han introducido modalidades que estimulen la participación privada, nacional y extranjera, en el sector. El resultado fue una reducción de la producción venezolana, mientras que Brasil y Colombia se han incrementado notablemente.

Palabras clave: Petróleo, políticas públicas, desarrollo, economía política, América Latina.

Abstract

During the first decade of the century, the landscape of Latin American oil industry has shown a different dynamic to that observed during the twentieth century. Among the changes manifested striking that Venezuela, which in 1926 became the first country in the world oil exporter has reduced its relative weight in the regional oil market, while Brazil and Colombia, non-oil countries have increased production significantly, reaching to cover domestic demand and eventually moving into international markets.

In all three countries the oil sector has been organized around a National Oil Company (EPN), which is common to most oil-exporting countries (Stevens, 2008). Nevertheless, their policies have changed dramatically. In the case of Brazil and Colombia can see a process of opening to private investment while in Venezuela, the opportunities open to the private sector have decreased.

While in the nineties, the three countries have designed and implemented policies and contractual forms aimed at opening up the sector to private investment, Venezuela since the approval of the Hydrocarbons Law of 2001, chose a divergent path. In this legal instrument reduced contractual forms to the “empresas mixtas” figure, which resulted in the need for greater investment effort by the national oil company (PDVSA), while Brazil and Colombia have introduced modalities that stimulate private participation in the sector by attracting foreign and domestic interest in such investments. The result was a Venezuelan reduced production while Brazil and Colombia have increased markedly.

Key words: Oil, public policy, development, political economy, Latin America



Una mirada al siglo XXI con el petróleo en mente

Daniel Yerguin (2011) afirma que existe un nuevo mundo petrolero, con nuevos jugadores y nuevas reglas del juego. Uno de los aspectos más relevantes de esa realidad emergente es que la noción de un “*peak oil*” –la hipótesis del agotamiento rápido de la oferta mundial– ha perdido influencia, y todos los escenarios previstos por los analistas coinciden en que el petróleo seguirá siendo un energético de importancia en los próximos cincuenta años. Esta nueva perspectiva ha determinado que el sector petrolero se vuelva más complejo y a la vez más competido.

La competencia por los hidrocarburos es impulsada por la demanda mundial, que se expande constantemente empujando los precios al alza, y por ello creando las condiciones para la explotación de yacimientos de nuevos hidrocarburos. Los crudos pesados, el gas y las “*oil shale*”² son sustitutos muy cercanos de los crudos convencionales para la elaboración de combustibles líquidos que a precios más bajos resultarían muy costosos. La oferta mundial de hidrocarburos se ha ampliado con los yacimientos de estos petróleos alternativos, y se ha diversificado, alejando el momento en que los hidrocarburos serán sustituidos por fuentes alternativas de energía con un menor impacto ambiental.

La nueva geografía de los hidrocarburos está reduciendo la importancia de las reservas de crudos convencionales, controladas por los países exportadores tradicionales. Los avances en la elaboración de gasolina a partir del carbón y los avances en la tecnología para la explotación de las “*oil shale*”, permitieron a Teodoro Barna, subsecretario de Defensa de EUA decir que en unos pocos años “Nosotros podemos ser el próximo Medio Oriente”³ (Soft, 2008: 30). La explotación de estos nuevos yacimientos de hidrocarburos requiere nuevas tecnologías ya disponibles pero muy costosas, por lo que su explotación comercial sólo es posible en el actual escenario de altos precios del petróleo.

² Este término se aplica a un grupo de rocas que contienen suficiente material orgánico (querógenos) como para producir petróleo a través de procesos de destilación. También se utilizan los términos pizarra bituminosa, esquisto bituminoso o lutita bituminosa para identificar este conjunto de rocas.

³ “We could be the New Middle East”. Se refiere a Estados Unidos (Traducción libre).

El impacto negativo de la energía proveniente de los hidrocarburos sobre el medio ambiente es una externalidad negativa para la que no se ha encontrado un remedio efectivo hasta la fecha.

Ante este mercado global, tan dinámico y competitivo, se viene observando un proceso de intensas alianzas estratégicas entre las grandes empresas petroleras internacionales (EPI) –BP, ARCO, Exxon, Mobil, Chevron y Texaco– como mecanismo para financiar las cuantiosas inversiones y asegurarse mercados para la colocación de los crudos extraídos. También están apareciendo nuevas formas de relaciones contractuales entre las grandes empresas, algunas otras de menor tamaño y las empresas petroleras nacionales (EPN) de los países exportadores de petróleo.

Esta es la estrategia que han seguido por ejemplo las empresas chinas, las que han globalizado sus operaciones captando capitales en los mercados financieros de EUA y de la Comunidad Europea, y a la vez han ampliado sus operaciones por medio de asociaciones estratégicas con las grandes empresas petroleras internacionales (EPI) para aumentar su control sobre las reservas de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Esta dinámica está llevando a un mercado global por una parte más concentrado pero por la otra más competido, lo que complica el juego del petróleo global (Mommer, 2002).

En este proceso las referencias ideológicas del pasado han perdido vigencia. El rasgo más resaltante del actual mercado petrolero global es la coincidencia de interés entre Estados Unidos y China (Yergin, *The Quest*, 2011:223-225). Ambos países dependen de las importaciones para satisfacer sus necesidades de petróleo, tienen inmensas reservas de carbón y sumados, sus consumos energéticos alcanzan el 35% a nivel mundial.

Cuando todo esto se suma, hay mucho espacio para la cooperación. Dicha colaboración podría mejorar la situación energética y económica de ambos países, y contribuir a la seguridad y bienestar de la comunidad mundial y de ambos países⁴ (Yergin, 2011:224).

⁴ “When all this is added up, there is much room for cooperation. Such collaboration would improve the energy and economic position of both countries. And that, in turn, would contribute to the security and well-being of both countries as well as the global community” (Traducción libre).



El mercado petrolero globalizado se presenta, en estos primeros años de la segunda década del siglo XXI, como un mercado de mayor competencia. La emergencia de los hidrocarburos no convencionales y de nuevas fuentes de energía, como los combustibles verdes, la energía solar y los motores eléctricos, representa un desafío para la hegemonía del petróleo como rey de la energía global. En este panorama han comenzado a explotarse con éxito algunas fuentes de hidrocarburos no convencionales, que gracias a los avances tecnológicos y a los altos precios del petróleo han comenzado a ser procesados para obtener combustibles líquidos que compiten con los derivados de los petróleos convencionales. Por otra parte, esa presencia de una mayor competencia está acompañada de nuevas formas contractuales, de alianzas entre las empresas nacionales y las empresas transnacionales que están generando esquemas de cooperación, donde los acuerdos establecidos al margen del mercado van configurando una nueva economía política del petróleo que requiere de los países productores y de las empresas internacionales una cooperación permanente en la planificación de sus movimientos, con más deseo de cooperar que de rivalizar entre ellos. América Latina no es ajena a esta corriente (Ross, 2012; CAF, 2008; Fontaine, 2003).

La región en el contexto del sector petrolero global en la primera década del siglo XXI

Los cambios en la geopolítica del petróleo se explican tanto por la evolución de los precios como por los avances tecnológicos, las modificaciones en el balance de poder entre los países productores y las empresas privadas foráneas y los nuevos sustitutos del petróleo convencional. En América Latina los cambios en el sector petrolero, iniciados en la década del noventa, fueron la consecuencia directa del proceso que vivió la región a partir de la crisis de la deuda, que se inició en el año 1982 y duró hasta finales de esa década. La combinación de un limitado acceso al crédito internacional y de los altos precios petroleros obligó a los países de la región a realizar un ajuste severo en sus economías. El sector energético, y más particularmente el petrolero, tenía que transformarse.

En términos generales este proceso abarcó tres aspectos (Manzano, 2008; Fontaine, 2003; Mora Contreras, 1999): la flexibilización de los contratos para las actividades petroleras “aguas arriba” (exploración y producción), la apertura de la actividad del sector “aguas abajo” (transporte, refinación y comercialización); y la modernización de las empresas petroleras nacionales, incluyendo la ampliación de los espacios de inversión al capital privado nacional y extranjero en todas las fases. No en todos los países estos aspectos se manifestaron de la misma manera; incluso en el caso de Venezuela no se flexibilizaron los contratos, no se abrió el sector al capital privado ni se modernizó la empresa productora de petróleo (Rodríguez Gallad, 2008).

Los altos precios del petróleo, así como la búsqueda de un suministro seguro por parte de las principales economías del mundo al lado de la emergencia de nuevas naciones en desarrollo con capacidad de competir por el petróleo, impulsaron el precio en el mercado global, favoreciendo el desarrollo de hidrocarburos no convencionales que podrían representar 30% de la oferta energética global para el año 2030, lo que introduce nuevos elementos de competencia en la arquitectura petrolera global.

La región latinoamericana no escapa a la acción de estos factores, y los países han reaccionado ante su presencia introduciendo importantes cambios en la organización de su sector petrolero. En lo que sigue se compara la experiencia de tres países vecinos –Brasil, Colombia y Venezuela– en lo que se refiere a su sector petróleo.

Propiedad del recurso

Brasil fue una colonia portuguesa que por circunstancias de la política europea devino en imperio en 1822. La continuidad institucional facilitó la consolidación del Estado brasileño, que en 1889 se convirtió en República. Desde sus inicios imperiales la legislación brasileña ha considerado la propiedad pública de los minerales.

Colombia y Venezuela formaron parte del imperio ultramarino español. Se convirtieron en naciones soberanas después de una larga y costosa



guerra de independencia. El primer instrumento jurídico aplicable a los minerales y jugos de la tierra fue el decreto de minas de 1829 firmado por Simón Bolívar, en el que se establece en su artículo 1:

Conforme a las leyes, las minas de cualquiera clase, corresponden a la república, cuyo gobierno las concede en propiedad y posesión a los ciudadanos que las pidan, bajo las condiciones expresadas en las leyes y ordenanzas de minas.

Después de la disolución de la Gran Colombia, la tradición sobre la propiedad soberana de las minas se mantuvo. En Colombia la propiedad correspondía a los departamentos hasta la Constitución Política de 1886 (Art. 202). En esta última se estableció como principio la propiedad del Estado Nacional sobre el subsuelo y, por ende, sobre los recursos naturales no renovables, lo que da origen al pago de regalías por parte de los explotadores de tales recursos. Por su parte en Venezuela la propiedad del Estado Nacional sobre las minas se mantuvo hasta la Constitución de 1864. En este texto, la propiedad fue transferida de la República a los estados⁵. En la Constitución de 1881 se estableció que la administración de los minerales correspondía al Gobierno Nacional, criterio que se mantuvo hasta la Constitución de 1953, donde no se estableció expresamente a quién pertenecen las minas y los yacimientos de hidrocarburos, criterio que se mantuvo en la Constitución de 1961⁶. En la Constitución de 1999 se establece en el artículo 12 que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la República.

Organización industrial

La explotación petrolera comenzó en Colombia y Venezuela bajo el régimen concesional. Al inicio del siglo XX, en Venezuela sólo se otorgaban concesiones a ciudadanos nacionales, quienes luego vendían sus

⁵ Unidad política subnacional correspondiente a los departamentos colombianos.

⁶ Para una excelente síntesis de la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos en Venezuela véase Boscán de Ruesta, 2002, págs. 35-50.

derechos a compañías extranjeras que realizaban las labores de exploración y explotación; mientras que en Colombia se podían otorgar concesiones a personas o empresas extranjeras. En ambos países, el interés del Estado era el fomento de la actividad económica. El ingreso fiscal provenía de las regalías y de otros derechos nacidos de la propiedad soberana sobre el recurso; en este sentido la regalía se puede interpretar como la renta del suelo o pago al propietario del recurso.

En el caso de Brasil, también bajo el régimen de concesión, los primeros yacimientos descubiertos no tuvieron importancia comercial. La primera concesión donde aparece el petróleo fue otorgada al británico Thomas Denny Sargent en 1864 (Asociación Latinoamericana de Integración Petrolera (ALIP), s/f), pero el bajo potencial de los yacimientos no despertó el interés de nacionales ni de extranjeros. Esta situación requirió la temprana intervención del Estado, con la creación, en 1907, del Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil (SGMB) para la exploración petrolera, y en 1917 de la Comisión de Investigación de Carbón y Petróleo del Valle del Amazonas. En 1937 se aprobó una nueva Constitución que estableció que las concesiones para la exploración de las riquezas minerales sólo podrían ser extendidas “a brasileños o empresas constituidas por accionistas brasileños”.

En 1953 se estableció el monopolio legal del Estado para la investigación, explotación, refinado y transporte del petróleo y sus derivados, creándose la empresa Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras– como empresa nacional petrolera para que desarrollara el sector de los hidrocarburos en todo el territorio nacional.

En 1997 se introdujo un importante cambio en la organización industrial del sector petrolero, se estableció la participación privada (limitada) en Petrobras, se garantizó su autonomía funcional y se retomó el régimen de concesiones para atraer capital extranjero, diferenciándose la producción petrolera de la administración (regulación/supervisión del sector) (Cisneros Lavaller, 2007).

La primera concesión importante en Colombia fue otorgada en 1901 y la obtuvo Roberto De Mares en la zona aledaña a Barrancabermeja.



De Mares traspasó la concesión a la “Tropical Oil Company” empresa relacionada a la “Standard Oil of New Jersey”. En 1951 la concesión caducó sin ser renovada y los activos petroleros pasaron al Estado colombiano, en cabeza de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), que había sido creada por el Decreto 030 de 1948 como un organismo autónomo con personalidad jurídica propia.

Hasta ese entonces la exploración y explotación de crudo había estado a cargo exclusivamente de compañías extranjeras, debido a la política estatal y a los altos costos y complejidad técnica inherentes a esta actividad, condiciones que marginaban al sector privado y público nacional, que no contaban con los recursos financieros y técnicos suficientes (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012: 6).

El régimen de concesiones continuó vigente hasta 1975, cuando por medio del Decreto 0743 se estableció que la explotación petrolera se realizaría por medio de contratos de asociación con Ecopetrol.

Para los años veinte del siglo pasado ya Venezuela era una potencia petrolera. Como ya se apuntó, la tradición legal dejaba la propiedad del petróleo en manos del Estado, y luego se fomentaba su explotación por medio del régimen de concesiones. La primera ley que contempla un régimen especial para el petróleo se dictó en 1920. Las presiones de los particulares y de las empresas petroleras internacionales condujeron a la modificación sucesiva de esta ley en 1921 y en 1922 (Hernandez González, 2006). Entre las ventajas de esta legislación se puede citar que el sistema de concesiones favorecía la libre entrada de nuevas empresas, lo que permitió un mayor control del país sobre su industria petrolera (McBeth, 1983)⁷. Las disposiciones contenidas en esta legislación, en particular lo que se refiere al régimen de concesiones para la explotación de los hidrocarburos, se mantuvo hasta 1975, cuando se aprobó la Ley de reversión petrolera, que fue el inicio de la industria petrolera nacional en Venezuela.

⁷ Para un análisis de la ley de 1920 y sus modificaciones véase el capítulo 2 de McBeth, 1983.

Durante los años noventa fue introducida una importante innovación organizacional en el sector petrolero venezolano mediante la llamada “política de apertura”, que fue considerada, en su momento, una reforma institucional exitosa por muchos analistas. En esa oportunidad se contemplaron tres tipos de contratos de asociación para el desarrollo de la actividad petrolera:

1. Convenios operativos de recuperación de campos de baja producción, en los que el operador privado asumía todo el riesgo.
2. Asociaciones estratégicas para explotar los crudos pesados de la Faja del Orinoco. Como exigían grandes inversiones, PDVSA era socio minoritario para no generar presiones sobre el flujo de caja de la empresa.
3. Contratos de exploración a riesgo compartido, con participación privada mayoritaria, donde el socio privado asumía todo el riesgo y se compartía el beneficio.

La diversidad de modalidades contractuales favorecía la adaptación a las cambiantes condiciones del mercado petrolero, las que cada día eran más evidentes. En el año 2001 se aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos donde se cambió el esquema de contratación y se uniformó en la figura de las empresas mixtas, donde el Estado será siempre el socio mayoritario. La materialización de este cambio en las condiciones contractuales ocurrió en 2005.

En 2005–2006 se realizó la transferencia forzosa de los convenios operativos firmados en los noventa a la nueva ley. En 2007 se realizó la transferencia forzosa de las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco a empresas mixtas, con control operativo y accionario del Estado (Monaldi, 2008: 174).

Sobre la organización industrial del sector petrolero se puede concluir que inicialmente en Brasil se reservó su explotación a los nacionales, mientras que en Colombia y Venezuela se permitió la presencia de empresas extranjeras. En Brasil se creó un monopolio legal en 1953,



mientras que en Colombia y Venezuela se permitió una competencia limitada hasta que en 1975 se sustituyó el sistema de concesiones por la nacionalización en Venezuela, y por un régimen de contratos de asociación en Colombia.

En los tres países el agente económico principal del sector es una empresa petrolera nacional, pero la organización y apertura del sector industrial es marcadamente diferente. En Colombia, la ley de 1974 sustituyó el régimen de concesiones por otro basado en contratos de asociación, pero su limitado éxito propició un nuevo cambio legislativo. En el año 2004 se reintrodujeron las concesiones para atraer inversión privada hacia el sector, manteniéndose Ecopetrol como una empresa pública que por medio de un régimen moderno de concesiones ofrece los incentivos para que ciudadanos colombianos y extranjeros inviertan en el sector petrolero de ese país⁸.

En Brasil, desde los años noventa se ha propiciado un proceso de apertura al sector privado nacional y extranjero, en una estrategia que parece orientada a incrementar la capacidad de producción petrolera nacional. La dirección seguida en Venezuela es diferente. El sector fue declarado como un monopolio constitucional en 1999 y las formas de contratación fueron reducidas a la constitución de empresas mixtas con mayoría de PDVSA a partir de 2001, siendo este cambio institucional una causa principal del reducido ritmo de inversiones en el país de la región con el mayor potencial petrolero y con la experiencia más extensa como productor y exportador de ese mineral.

Reservas y producción

Durante la década de los cincuenta del siglo pasado muchos economistas sostenían que la principal limitación del proceso de desarrollo de los países era la insuficiencia de capital. La mayoría de los países no desarrollados (PND) tenían abundante mano de obra (Lewis, 1955) que

⁸ Para un análisis de estos cambios legislativos véase Cardona Casis, 2005.



vivía en las zonas rurales, pero no tenían el capital para la construcción de fábricas e infraestructura. En esta situación se pensaba que con las políticas públicas adecuadas era posible atraer capital del extranjero para la construcción de las fábricas, y las oportunidades de empleo motivarían la movilización de la mano de obra a las ciudades, lo que permitiría la industrialización y con ella el desarrollo del país.

En el caso de los países con abundantes recursos naturales, las limitaciones de capital eran más fácilmente superables gracias a su capacidad de exportar materias primas y atraer inversión extranjera (Ross, 1999: 302).

El petróleo tiene un papel fundamental en el proceso de industrialización, porque permite el transporte de las materias primas y los productos terminados. No es una exageración afirmar que el mundo industrial se mueve al son petrolero. Para las economías de Latinoamérica el consumo de petróleo ha sido un componente fundamental de la vida cotidiana, de la industrialización y del crecimiento económico (Fontaine, 2003). Por esta razón la política petrolera ha sido una pieza clave en las estrategias de desarrollo implementadas durante los últimos cuarenta años en los diferentes países del continente.

En 1973, año del primer aumento importante de los precios del petróleo a escala mundial, Venezuela era el único gran productor latinoamericano. Contaba con 60% de las reservas petroleras probadas de la región y producía alrededor de 75% del petróleo. México y Argentina eran considerados medianos productores, cada país contaba con 10% de las reservas probadas de la región, y las producciones respectivas eran de 12,5% y 10% (Fontaine, 2003). Otros productores pequeños de la región eran Ecuador (6,5%), Brasil (3%) y Colombia (3%).

Durante la década de los ochenta las reservas probadas en la región aumentaron en un 60%, al pasar de 74.200 a 120.300 millones de barriles. El descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo se concentró en tres países: Brasil, Colombia y Venezuela. En el primero de ellos, las reservas probadas pasaron de 1.320 a 2.770 millones de barriles; para Colombia el incremento fue de 550 a 1.820 millones de barriles; y en el



caso de Venezuela las reservas pasaron de 20.000 a 60.000 millones de barriles (Fontaine, 2003), lo que ratificó su posición de hegemonía petrolera en la región.

El incremento de las reservas probadas en Brasil y Colombia fue acompañado de un importante esfuerzo productivo durante el período señalado. Colombia aumentó su producción de 131.000 a 438.000 b/d, mientras que Brasil pasó de 171.000 a 630.000 b/d. En Venezuela la producción se mantuvo estancada alrededor de 3.000.100 b/d.

De la evidencia presentada en los párrafos anteriores se puede inferir una importante conclusión: la situación petrolera de la región fue cambiando progresivamente entre 1973 y 1990. Mientras la producción petrolera venezolana se estancaba, Colombia y Brasil, países sin ventajas comparativas aparentes en el sector petrolero, comenzaron a mostrar un dinamismo creciente, quizás en la búsqueda de su suficiencia petrolera, mientras que en Venezuela el sector enfrentaba algunas limitaciones para su expansión.

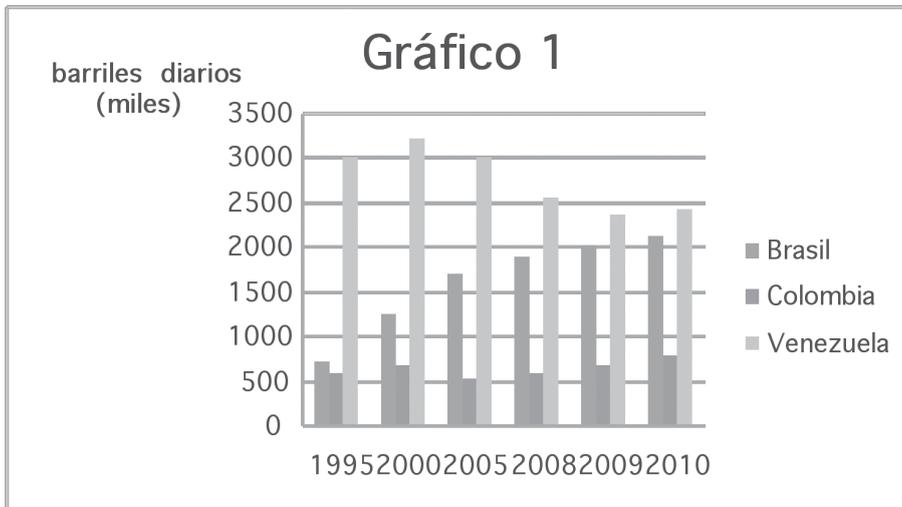
La conclusión apuntada coincide con el análisis que hace Ramón Espinaza (2008), experto petrolero venezolano. Al inicio del presente siglo Venezuela concentraba el 77% de las reservas de América del Sur y 49% de las del hemisferio occidental, mientras que solamente producía 15% del crudo extraído en dicho hemisferio. En su opinión, dada la base de reservas que posee Venezuela, el país podría multiplicar por cinco la producción sin mayores inconvenientes (Espinaza, 2008:48). Esta situación contrasta con Colombia, país donde el aumento de producción de finales del siglo XX no fue acompañado de una expansión de las reservas. Por esa razón el gobierno estimuló una intensa campaña de exploración entre 2008 y 2011, cuyo resultado fue un incremento de 63% en las reservas probadas de petróleo⁹.

Brasil viene realizando un importante esfuerzo en exploración, lo que le ha permitido aumentar su producción, reducir sus importaciones e

⁹ De acuerdo con Espinaza (2008, pág. 48) las reservas de Colombia bajaron de 3.000 millones de barriles a 1.500 millones de barriles, y de acuerdo con Ecopetrol se ubicaban a finales de 2011 en 1.800 mmb.

incrementar notablemente sus reservas probadas, ello con tal éxito que en 2007 el país alcanzó la autosuficiencia en petróleo (Isbell & Steinberg, 2008:119).

Como se aprecia en el gráfico 1, durante el período 1995-2010 la producción en Brasil aumentó de 724 mil barriles diarios (b/d), a 2.137 mil b/d, en Colombia de 587 mil b/d a 789 mil b/d, mientras que en Venezuela se contrajo de 3.018 mil b/d a 2.438 mil b/d, lo que es paradójico en un mundo sediento de petróleo como el actual.



Fuente: CEPAL, diferentes años.

Incentivos y participación privada

El investigador de la Universidad de los Andes, Mora Contreras (1999), al analizar la situación petrolera latinoamericana a finales del siglo XX apuntaba que las principales características del sector en la región eran las siguientes:

1. Como la industria petrolera en el resto del mundo, se le podía caracterizar como aleatoria en su fase de exploración e intensiva en capital en su fase de producción.



2. El sector requería un cambio institucional para responder a los retos de la globalización económica. Las políticas públicas y la organización industrial del sector petrolero deberían diseñarse para enfrentar la mayor competencia económica que el proceso de globalización impone a las economías nacionales.
3. La inversión privada, extranjera o nacional, debería asumir un papel fundamental en el proceso de adecuación por dos razones: la primera es que la expansión de la capacidad de producción requería inversiones muy altas, y la segunda es que la innovación tecnológica es cada día más importante para la operación eficiente de las empresas petroleras.

Oliver Williamson (2010, 2003, 1986) afirma que los sectores industriales se pueden organizar de tres formas diferentes, a partir de dos características básicas. La primera de ellas es la frecuencia con que se realizan los intercambios económicos en el sector y de éste con el resto de la economía. La segunda es el grado de especificidad de las instalaciones, los equipos y demás bienes de capital con que operan las empresas. Al combinar ambas, la estructura que gobierna a cada sector industrial se puede clasificar como un mercado, una jerarquía o como una forma híbrida que presenta aspectos relevantes de cada una de las anteriores.

En el caso que nos ocupa, Colombia y Brasil han emergido como nuevos participantes en el juego petrolero regional, introduciendo elementos de mercado en su sector petrolero, mientras que Venezuela, un participante experimentado, ha reforzado los elementos de jerarquía, reduciendo notablemente la competencia y los mecanismos de mercado en las relaciones económicas en el sector petrolero y de éste con el resto de la economía nacional. Este cambio en los principios de la organización industrial ha sido acompañado de un incremento en la producción petrolera de los dos primeros países, mientras que en el caso de Venezuela ha mermado significativamente, reduciendo al mismo tiempo la cantidad de barriles exportados en un mercado mundial que se ha ido expandiendo continuamente.

Como se señaló líneas arriba, durante la década de los noventa la política petrolera fue la de apertura al capital privado, en consistencia con las características apuntadas por Mora Contreras. Al analizar el desempeño del sector petrolero venezolano durante ese periodo, Francisco Monaldi (2008: 171-173) resalta que esa política atrajo cuantiosas inversiones, necesarias para la expansión de la industria venezolana. La estrategia básica fue la de incrementar la producción y a la vez reducir la inversión directa de PDVSA, para lo que se diseñaron incentivos orientados a la inversión privada, utilizándose las tres modalidades de contratos que se refirieron con anterioridad.

La orientación de la política del sector cambió en el año 2001 con la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos, que unificó los diferentes tipos de contratos y los sustituyó por la figura de las empresas mixtas, en las que PDVSA sería el socio mayoritario. La migración de los convenios operativos a las nuevas empresas se realizó en el 2006, y la de las asociaciones estratégicas en el año 2007. En este proceso los incentivos para la participación del capital privado se redujeron sensiblemente.

Lo afirmado en el párrafo anterior se constata en la Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Petroleras en las Actividades Primarias previstas en el Decreto N° 1.150 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos¹⁰, donde se señala que los denominados convenios operativos son contrarios a los intereses del Estado venezolano.

Artículo 1. Esta Ley tiene por objeto regularizar la participación privada en las actividades primarias previstas en el artículo 9 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, cuyo ejercicio ha sido desnaturalizado por los Convenios Operativos surgidos de la llamada apertura petrolera, al punto de violar los intereses superiores del Estado y los elementos básicos de la soberanía.

En el siguiente artículo de la ley se declaran extinguidos de pleno derecho los mencionados convenios operativos a partir de su publicación en *Gaceta*; y en el artículo 3 se señala que las empresas privadas sólo

¹⁰ Asamblea Nacional, *Gaceta Oficial* del 18 de abril de 2006.



podrán participar en la actividad petrolera como accionistas minoritarios en una empresa mixta, en la que el Estado controlará por lo menos 60% de las acciones.

La evolución de los incentivos en Colombia ha seguido un rumbo diferente. Desde 1999 se han mejorado las condiciones para las compañías petroleras privadas. Las reformas introducidas han flexibilizado las formas de contratación y estimulado la reactivación de la actividad exploratoria. Monaldi (2008) anota que esta iniciativa permitió concretar 60 contratos de asociación en lo que va de siglo. Para ilustrar los cambios introducidos en la legislación petrolera de ese país, se apuntan algunas de las modificaciones introducidas en el régimen contractual de la actividad petrolera:

- i. Autorizar empresas privadas que compitan con Ecopetrol.
- ii. Autorizar la operación de empresas extranjeras en Colombia.
- iii. Incentivar la participación privada en la exploración mediante concesiones fiscales.
- iv. Ampliar la duración de las concesiones de exploración y explotación petrolera.

El sector petrolero es intensivo en capital y presenta importantes economías de escala que le imprimen suprema importancia a la tecnología de punta. Estos rasgos configuran una industria que genera pocos puestos de trabajo y un gran excedente económico, lo que debe ser tomado en cuenta a la hora de diseñar la arquitectura institucional del sector.

Autores como Hurwicz (1973), Myerson (1982) y Masky (2009) señalan que los agentes económicos realizan sus transacciones dentro de un espacio social demarcado por dos restricciones: la restricción de recursos, que incluye el acceso a medios de financiamiento de la actividad económica; y la restricción de los incentivos institucionales, que premian o castigan determinadas conductas. La literatura que trata los asuntos relacionados con la segunda restricción se denomina *mechanism design theory*. Este enfoque teórico se propone el estudio de los mecanismos



de coordinación, contenidos en las reglas e instituciones que gobiernan las actividades económicas, así como las motivaciones que inciden en el proceso de toma de decisiones de los agentes económicos.

Para estos autores un buen mecanismo institucional se basa en el principio de revelación, cuyo enunciado indica que si existen los incentivos adecuados, todas las personas estarán dispuestas a comunicar la información completa sobre sus recursos, capacidades, gustos y preferencias. Si todos los participantes en el juego económico tienen acceso a la información completa, el resultado económico será el mejor (posible) para cada agente económico y para el conjunto de la sociedad (Hurwicz, 2008; Myerson, 1982).

En el caso particular de esta investigación los mecanismos institucionales que interesan son los que contienen los incentivos fiscales (políticos) y económicos que impulsan/inhiben a los agentes económicos a invertir en el sector petrolero y a demandar sus productos, así como las restricciones para que determinados sectores de la sociedad participen en las diferentes fases del proceso de extracción, transporte, refinación y comercialización de los derivados del petróleo. En Brasil y Colombia se está incentivando a los particulares para que inviertan en petróleo, en Venezuela se están levantando barreras más altas para impedir que los particulares inviertan en el sector petrolero.

La reducción de las formas de contratación petrolera a la figura de la empresa mixta, con participación mayoritaria del Estado, trajo como consecuencia la obligación para el Estado de convertirse en el principal inversionista en los proyectos petroleros, lo que puede devenir en un obstáculo para el desarrollo de industria petrolera. Este ha sido el caso en las empresas de la Faja del Orinoco. Para ilustrar la afirmación anterior vale referir el caso de empresa mixta Petrojunín, constituida por PDVSA y la empresa italiana ENI¹¹. La Asamblea Nacional autorizó la formación de esta empresa el 14 de octubre de 2010, con la finalidad de explotar los recursos petroleros del área Junín de la Faja Petrolera del Orinoco,

¹¹ Siglas con que se identifica a la empresa italiana denominada Empresa Nacional Italiana.



en el sector denominado bloque 5, con una extensión de 423,30 km² y que se encuentra ubicado entre los estados Guárico y Anzoátegui. En este caso se estableció que el capital accionario se repartiría de la siguiente manera: 60% para PDVSA y 40% par ENI.

Rubén Figuera, director ejecutivo para los nuevos desarrollos de la Faja Petrolífera del Orinoco, declaró a los periodistas que PDVSA recibió un préstamo “entre socios” para cubrir el 60% de la inversión, que debe aportar a dicho proyecto (*Diario La Verdad.com*, 2012). El monto del préstamo asciende a 1.760 millones de dólares estadounidenses. De acuerdo con la prensa, el alto ejecutivo petrolero afirmó que el objetivo de la operación era “cubrir la participación de PDVSA en el desarrollo de la infraestructura asociada a la producción temprana de la empresa mixta Petrojunín”.

Con este caso se esclarecen las dificultades operativas que surgen de las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos de Venezuela aprobada en el año 2001. Como las empresas mixtas deben constituirse con mayoría accionaria de PDVSA, las inversiones están limitadas por las disponibilidades de caja de dicha empresa. En este caso, el contrato de empresa mixta fue enmendado para permitir que el socio italiano cubra la totalidad de la inversión, una parte como aporte de capital y otra parte como préstamo al socio principal, en consecuencia la empresa venezolana tiene que pagar el préstamo más los intereses correspondientes. Sin producir petróleo la ENI ya está ganando dinero, mientras que el socio mayoritario del proyecto está aumento sus deudas.

Conclusiones

El artículo comenzó por afirmar que existe un nuevo mundo petrolero en el que la competencia entre los jugadores es mayor porque han surgido nuevas fuentes de suministro. En esta dinámica, las políticas para estimular la inversión y el comportamiento competitivo adquieren mayor relevancia para el desarrollo del sector petrolero de cada país. En este contexto, los países latinoamericanos reformaron su sector petrolero, en



los años noventa del siglo pasado, para atraer la inversión y la tecnología necesarias para impulsar la expansión del mismo.

Al comparar la evolución del sector petrolero en Brasil, Colombia y Venezuela a lo largo de la primera década del presente siglo se aprecia que siguen caminos divergentes. En los dos primeros países se está impulsando una apertura que ha incidido en la captación de importantes inversiones y en la ampliación de su capacidad de producción, mientras que en el caso de Venezuela se han levantado barreras legales para impedir la participación privada en el sector, siendo el resultado más notable un estancamiento de la producción, a pesar de los altos precios del petróleo. Este resultado es más relevante al considerar que Venezuela posee las mayores reservas de los tres países y tiene la mayor experiencia como productor y exportador de petróleo.

En cuanto a la propiedad del recurso, en los tres países los yacimientos de petróleo y otros hidrocarburos pertenecen a la República respectiva. En cuanto a la organización del sector, en los tres países se ha ordenado alrededor de una empresa petrolera nacional (EPN). Las diferencias se notan en materia de incentivos y formas de contratación. Mientras que en los años noventa los tres países diseñaron e implementaron políticas y formas contractuales orientadas a la apertura del sector a la inversión privada, Venezuela, a partir de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos del año 2001, escogió un camino divergente. A partir de esa fecha se redujeron las posibles formas contractuales a la figura de empresa mixta con mayoría accionaria de PDVSA. En Brasil y Colombia se continuó promoviendo la apertura del sector, con lo que se han introducido modalidades que estimulan la participación privada, atrayendo a nacionales y extranjeros interesados en invertir en petróleo. Para el período analizado en Brasil y Colombia han incentivado la inversión y ampliado su producción de petróleo, mientras que en Venezuela la producción se ha estancado y las exportaciones se han reducido.



Bibliografía

- ASAMBLEA NACIONAL (18 de abril de 2006). *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaceta Oficial (38419)*. Caracas.
- ASOCIACIÓN LATINOAMERICANA DE INTEGRACIÓN PETROLERA (ALIP). (s/f). *Breve historia de la industria petrolera en Brasil*. Recuperado el 2012 de julio de 27, de www/alip.org
- BOSCÁN DE RUESTA, I. (2002). *La actividad petrolera y la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Caracas: Fudena.
- CARDONA CASIS, C. (2005). *Consideraciones en torno a la naturaleza jurídica del nuevo contrato para explorar y explotar petróleo en Colombia*. Tesis de grado, Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ciencias Jurídicas, Bogotá.
- CISNEROS LAVALLER, A. (2007). "Contexto Industrial Energético en dos naciones: Las políticas petroleras de Brasil y Venezuela". En J.M. Cadenas (Ed.), *La matriz energética suramericana: el rol de Venezuela y Brasil* (pp. 43-60). Universidad Central de Venezuela.
- DIARIO LA VERDAD (5 de septiembre de 2012). "Pdvsas acuerda préstamo con empresa italiana". Recuperado el 19 de septiembre de 2012, de www.laverdad.com/.../10556-pdvsas-acuerda-prestamo-con-empresa-i.
- ESPINAZA, R. (2008). "Integración energética hemisférica: contribución potencial de los países de la región andina". En L.M. Castilla, R. Espinasa, P. Kalil, & O. Manzano (Edits.), *Hacia la integración energética hemisférica: Retos y amenazas* (págs. 9-66). Caracas: BID/CAF.
- FONTAINE, G. (2003). *Geopolítica del petróleo en América Latina*. Recuperado el 12 de octubre de 2011, de Ecuador Debate: <http://www.dlh.lahora.com.ec/paginas/debate/paginas/debate711.htm>
- HERNÁNDEZ GONZÁLEZ, J.I. (2006). *Derecho administrativo y regulación económica*. Caracas: Editorial Jurídica venezolana.
- HURWICZ, L. (1960). "Mathematical Methods in the Social Sciences". En K. A. ARROW (Ed.). *Optimality and informational efficiency in resource allocation processes*. Stanford University Press.
- HURWICZ, L. (2008). "But Who Will Guard the Guardians?". *American Economic Review*, 98:3, 98 (3), 577-585.



- ISBELL, P. & STEINBERG, F. (mayo-junio de 2008). *El nuevo escenario energético en América Latina*. Información Comercial Española (ICE) (842), 111-123. Madrid, España: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- KARL, T.L. (1997). *The Paradox of Plenty*. University of California.
- LEWIS, A. (1955). *Teoría del Desarrollo Económico* (ed.). México, Fondo de Cultura Económica.
- LÓPEZ, E.; MONTES, E.; GARAVITO, A. & COLLAZOS, M.M. (2012). *La economía petrolera en Colombia. Borradores de Economía* (692), 106. (B. d. República, Ed.), Bogotá, Colombia.
- MANZANO, O. & MONALDI, F. (2008). *The Political Economy of Oil Production in Latin America* (versión final), Asociación Latinoamericana de Economía.
- MASKIN, E. (2009). "Diseño de mecanismos: cómo implementar objetivos sociales". *Revista de Economía Política de Buenos Aires*, 3 y 4, 9-19.
- MCBETH, B. (1983). *Juan Vicente Gomez and the Oil Companies*. Londres, Cambridge University Press.
- MOMMER, B. (2002). *Petróleo global y Estado nacional*. Comala.
- MONALDI, F. (2008). "Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina". En L.M. Castilla, R. Espinasa, P. Kalil, & O. Manzano (Edits.), *Hacia la integración energética hemisférica: Retos y amenazas* (págs. 115-178). Caracas: BID/CAF.
- MONETA, C.J. (1984). "El factor energético (hidrocarburos) en las relaciones internacionales de América Latina. *Revista de Estudios Internacionales*", 17 (65), 131-159.
- MYERSON, R. B. (1982). "Optimal coordination mechanism in generalized Principal-Agent problems". *Journal of Mathematical Economics*, 10 (1), 67-81.
- MYERSON, R. B. (2008). "Perspectives on Mechanism Design in Economic Theory". *American Economic Review*, 98 (3), 586-603.
- RODRÍGUEZ GALLAD, I. (2008). *Bajo el signo del Petróleo*. Caracas: Rayuela.
- ROSS, M. (1999). "The Political Economy of Resource Curse". *World Politics* (51), 297-322.
- SERBIA, J.M. (2007). *Diseño, muestreo y análisis en la investigación cualitativa*. Holográfica, 7 (2), 123-146.
- SOFT, S. (2008). *Corbonomics*. Diamont Press.



- STEVENS, P. (2008). "National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle". *Journal of World Energy Law & Business*, 1 (1), 5-30.
- WILLIAMSON, O.E. (2003). "Examining economic organization through the lens of contract". *Industrial and Corporate Change*, 12 (4), 917-942.
- WILLIAMSON, O.E. (2010). "Transaction Cost Economics: The Natural Progression". *American Economic Review* (100), 673-690.
- WILLIAMSON, O. (1986). *Las Instituciones Económicas del Capitalismo*. Fondo de Cultura Económica.
- YERGIN, D. (1991). *The Prize*. Simon & Schuster.
- YERGIN, D. (2011). *The Quest*. The Penguin Press.