



Las lecciones
para México

Capítulo 2. Las lecciones para México

Capítulo 2. Las lecciones para México

Mensajes principales

¿De quiénes podemos aprender?

- Las experiencias internacionales demuestran que no hay un modelo único para desarrollar eficazmente el sector de hidrocarburos.
- Otros países han diseñado un marco institucional que les permite maximizar el aprovechamiento de sus recursos no renovables, apoyándose en distintos operadores, sin perder la propiedad de su riqueza energética.
- Los diseños institucionales varían en cuanto al nivel de competencia y de apertura a la participación privada en las diferentes etapas de la cadena de valor (*upstream* y *downstream*).
- En la mayoría de los países seleccionados existen entes reguladores independientes de los agentes operadores de la industria.
- Estos operadores ayudan a los Estados a reducir el riesgo asociado con las actividades petroleras y la inversión que requieren hacer para el desarrollo y explotación de sus recursos.
- En general, el grado de competencia en el sector de hidrocarburos depende del riesgo y las necesidades de inversión asociadas a cada contexto geológico.
- México es el único país del mundo en donde una empresa 100% estatal ostenta el monopolio de toda la cadena de valor de los hidrocarburos.

Arabia Saudita

- Cuenta con enormes reservas probadas y yacimientos de bajo o moderado grado de complejidad técnica.
- Tiene mucho petróleo fácil con costos de producción bajos, por lo que tiene sentido que el Estado asuma la totalidad del riesgo.
- El Estado reserva a sus empresas estatales la exploración y producción de hidrocarburos pero permite la inversión privada en el resto de la cadena de valor (refinación y petroquímica).

Cuba

- Al margen de cuestiones ideológicas, el gobierno cubano reconoce que para maximizar el valor de su renta petrolera requiere de la inversión y talento que ofrecen operadores internacionales.
- El Estado se ha asociado con diferentes operadores internacionales de capital público y privado a través de contratos de riesgo.

Brasil

- En la década de los noventa, Petrobras se abrió a la inversión extranjera. Con esta decisión, despegó en términos de producción y valor de mercado.
- El gran descubrimiento de recursos en el Pré-Sal (2006) en Brasil, ha derivado en una serie de políticas que han revertido las prácticas de competencia para el sector.
- Esta decisión ha desatado el debate sobre qué tanto se pone en riesgo, no sólo la sostenibilidad financiera de Petrobras, sino también el desarrollo de otras industrias domésticas.
- En la fase de *downstream* se permite la competencia abierta.

Colombia

- Es un ejemplo de flexibilidad institucional y de un marco regulatorio claro para la atracción de inversión, tanto local como internacional.
- Las decisiones de política energética han llevado al país a convertirse en un exportador neto de crudo.
- El arreglo institucional colombiano ha impulsado la formación de empresas nacionales privadas que se han convertido en una fuente de crecimiento, generación de empleos, desarrollo industrial y recursos para el fisco.

Noruega

- Es un país ejemplar por tener un modelo petrolero vanguardista, sustentable y con visión de largo plazo.
- El modelo regulatorio de Noruega es precursor de diseños institucionales como el brasileño y el colombiano.

- Cuenta con una de las empresas estatales de petróleo más eficientes y reconocidas a nivel global: Statoil, empresa mixta que cotiza en bolsa.
- Destaca también por la visión con la que el Estado invirtió la riqueza de un recurso no renovable en activos para las generaciones futuras a través de un fondo gubernamental para aprovechar los ingresos petroleros.

Canadá

- Es un país privilegiado por su potencial energético. Dispone de las terceras reservas probadas de crudo más grandes del mundo, después de Arabia Saudita y Venezuela.
- El sector petrolero canadiense es de los más abiertos en el mundo. Se caracteriza por la robusta jurisdicción de las provincias sobre sus recursos energéticos y por su integración logística y comercial con EUA.
- Posee 70% de las reservas mundiales de arenas bituminosas. Estos recursos son depósitos saturados de un petróleo muy viscoso, por su forma no se perforan tradicionalmente sino que se excavan como si fuera un mineral.
- Canadá ha sabido diseñar su marco institucional de tal forma que la explotación de sus recursos no convencionales —las arenas bituminosas— sea rentable en el contexto actual.

2.1 Estrategias para explotar la riqueza petrolera

México puede aprender mucho sobre el desarrollo del sector petrolero a nivel internacional. Varios países en el mundo han emprendido diferentes caminos para aprovechar los recursos provenientes de los hidrocarburos. En este capítulo se narran historias de cómo otros Estados han diseñado un marco institucional que maximice el aprovechamiento de sus recursos no renovables, apoyándose en otros operadores pero sin perder la propiedad de su riqueza energética. Los ejemplos seleccionados ayudan a ilustrar la diversidad de arreglos institucionales y el efecto que tienen sobre la capacidad de maximizar el valor de la renta y atraer inversión y talento.

Asimismo, los ejemplos seleccionados ayudan a identificar la diferencia entre el dueño de los recursos (el Estado) y las entidades que los ex-

plotan (operadores). Las experiencias internacionales demuestran que no hay un modelo único para administrar eficientemente al sector. Por ello, el propósito de esta sección es analizar distintas experiencias que proporcionen lecciones valiosas para reformar al sector de hidrocarburos en nuestro país.

Cada estudio de caso se divide en tres secciones: diseño institucional, actividades de *upstream* y actividades de *downstream*. El diseño institucional describe la organización del sector, la presencia de reguladores independientes, la estructura de las empresas petroleras estatales y los instrumentos que sirven para maximizar el valor de la renta petrolera. Las actividades de *upstream* son aquellas de exploración y producción de petróleo y gas, siendo ésta la primera fase de la cadena productiva de hidrocarburos. Como se explicó en el capítulo 1, las actividades de *midstream* se refieren a logística y transporte de crudo, gas sin proceso y refinados, mientras que las actividades de *downstream* son aquellas que continúan la fase productiva, refiriéndose a refinación de crudo y procesamiento de gas natural y comercialización de petrolíferos y petroquímicos. Para efectos prácticos, en este análisis el uso del término *downstream* incluye el *midstream*.

El mayor valor agregado del sector se encuentra en las actividades de *upstream*. Por ello, en cada país se establecen arreglos institucionales capaces de aprovechar al máximo las rentas generadas en dicha fase, sin dejar de lado al resto de la cadena productiva. Para tomar esta decisión, los gobiernos enfrentan dos alternativas: tener un mayor control del sector asumiendo un mayor riesgo y necesidades de inversión, o bien, permitir la entrada de otros jugadores para reducir el riesgo y no tener que asumir las necesidades de inversión. Estas opciones marcan un espectro de posibilidades y, como veremos más adelante, la elección de cada país dependerá de sus propias circunstancias.

Los seis casos de estudio corresponden a Arabia Saudita, Cuba, Brasil, Colombia, Noruega y Canadá. Estos países han reformado sus sectores de hidrocarburos para generar prosperidad, fortalecer las finanzas del erario público e impulsar su desarrollo económico. Los casos se presentan según el nivel de apertura de cada sector, de los casos más restrictivos hasta los más abiertos.

2.2 Arabia Saudita: La abundancia del petróleo fácil

2.2.1 Panorama general

Arabia Saudita posee las segundas reservas probadas de petróleo convencional más grandes¹ (después de Venezuela).² A 2011, las reservas saudí árabes de crudo eran de 265 mil millones de barriles,³ 18% del total mundial y 19 veces las reservas probadas de México.⁴ En reservas de gas natural, Arabia Saudita ocupa el quinto lugar mundial, después de Rusia, Irán, Catar y Estados Unidos.⁵ En cuanto a la producción de crudo, en 2011, Arabia Saudita ocupaba el segundo lugar global,⁶ sólo detrás de Rusia.⁷

Si consideramos los hidrocarburos totales (petróleo crudo, gas natural líquido, condensados, compuestos generados por la refinación y otros líquidos incluyendo biocombustibles), Arabia Saudita ocupa el primer lugar tanto en producción como en exportación, superando ligeramente a EUA y Rusia.⁸

2.2.2 Diseño institucional

Arabia Saudita tiene un modelo de sector de hidrocarburos basado en una empresa monopólica que es 100% estatal, Saudi Aramco. Esta empresa está integrada verticalmente y participa en toda la cadena de valor. Saudi Aramco se creó en 1933 como una empresa privada, a partir

de un consorcio entre el gobierno saudí y una empresa norteamericana. Sin embargo, conforme las reservas y la producción de crudo fueron aumentando, el gobierno saudí fue adquiriendo un porcentaje mayor hasta quedarse con su totalidad en 1980.

El Estado saudí cuenta con dos instituciones clave para ejercer su rectoría sobre el sector de petróleo y gas. La primera es el Consejo Supremo de Petróleo y Minerales. El consejo es responsable de la política del sector, en términos generales, así como de la planeación estratégica de Saudi Aramco. El consejo se compone de miembros de la familia real, ejecutivos de Saudi Aramco y ministros del gobierno. La otra institución es el Ministerio del Petróleo y Recursos Minerales. El ministerio se encarga de la planeación y regulación del sector, incluyendo la industria petroquímica.⁹

Saudi Aramco explota eficazmente las reservas saudíes de crudo sin necesidad de asociarse con otras empresas a través de contratos de producción compartida o de riesgo. De hecho, estos tipos de contratos están prohibidos por la legislación saudí vigente. El Estado extrae la riqueza del subsuelo exclusivamente a través de su empresa estatal. No obstante, el mercado de gas natural empieza a abrirse paulatinamente a la inversión extranjera para la exploración en la zona del Rub al-Jali, así como para la distribución de gas.¹⁰

El sector petrolero domina la economía saudí árabe. En 2011, este sector representó 58% del PIB.¹¹ Por otra parte, las finanzas públicas dependen casi exclusivamente de los ingresos petroleros. Estos significaron el 95% de los ingresos presupuestales totales en 2011.

Por otra parte, las exportaciones de petróleo equivalen a 87% de las exportaciones totales saudí árabes.¹² Esto demuestra que Arabia Saudita no ha logrado diversificar su economía: los sectores manufacturero (sin considerar la refinación de petróleo) y de servicios apenas contribuyen 8% y 34% al PIB, respectivamente.¹³ Es evidente que el sector petrolero fortalece tanto a los ingresos del gobierno saudí como a la economía de ese país.

El régimen fiscal saudí para la extracción de petróleo y gas natural consiste en un impuesto corporativo a una tasa de 85%, comparada con el

1. OPEC (2012). *Share of World Crude Oil Reserves 2011*. Obtenido en: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
2. Sobre este punto existe controversia, pues algunas instituciones y analistas consideran que las reservas probadas de Venezuela han sido sobre-estimadas por el gobierno venezolano. Por ejemplo, la Agencia de Información de Energía de EUA y el *Oil and Gas Journal* consideran que las reservas probadas a 2011 de Venezuela eran de 211 mil millones de barriles, y no 298 mil millones como el gobierno ha reportado. Si se consideran estos números, Arabia Saudita seguiría teniendo las reservas probadas más grandes del mundo.
3. EIA (2013). *Saudi Arabia Overview*. Última actualización: 23-02-2013. Obtenido en: http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Saudi_Arabia/saudi_arabia.pdf
4. Pemex (19-03-2013). Palabras del Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, en *Conmemoración del 75 Aniversario de la Expropiación Petrolera*. Obtenido en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=42&-contentID=28272>
5. EIA (2013). *Op. Cit.*
6. El volumen de producción de crudo de Arabia Saudita fluctúa frecuentemente debido a la revisión de cuotas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y a decisiones internas del gobierno saudí árabe y de la empresa estatal de petróleo, Saudi Aramco. Por lo tanto, y debido a la cercanía entre los niveles de producción de Arabia Saudita y EUA, desde 2012 es común que en algunos meses este último país rebase al primero.
7. En 2011, las reservas probadas reportadas por Venezuela eran de 298 mil millones de barriles de petróleo crudo, superiores a los 265 mil millones de Arabia Saudita. Ver en: OPEC (2012). *Annual Statistical Bulletin 2012. OPEC Members' facts and figures 2011*. Obtenido en: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2012.pdf
8. EIA (2013). *Op. Cit.*

9. *Ibid.*
10. *Ibid.*
11. Saudi Arabian Monetary Agency (2012). *Forty Eight Annual Report: The Latest Economic Developments*. Obtenido en: http://www.sama.gov.sa/sites/samaen/ReportsStatistics/ReportsStatisticsLib/5600_R_Annual_En_48_2013_02_19.pdf
12. Saudi Arabian Monetary Agency, *Op. Cit.*
13. *Ibid.*

gravamen de 20% a otras actividades.¹⁴ La inversión en campos de gas natural implica un impuesto de 35%. Las regalías son variables, sin embargo no existe información sobre el rango de sus tasas (ver tabla 2.1)

Tabla 2.1 Régimen fiscal en el sector de hidrocarburos de Arabia Saudita

| Instrumentos | | Tasa |
|---|---|---|
| Royalties | | Se estipula en el acuerdo inicial y varía de proyecto a proyecto |
| Tasas de impuestos: | General | 20% |
| | Producción de crudo | 85% |
| | Inversión en campos de gas natural | 30% |
| Deducciones de capital e incentivos de inversión | | Tasas de depreciación específica para determinada clase de activos y es posible deducir las pérdidas de un año fiscal |

Fuente: IMCO con base en Ernst and Young (2012). *Global oil and gas tax guide*.

2.2.3 Actividades en *upstream*

La industria petrolera saudí está dominada por Saudi Aramco. Esta firma produce 95% del crudo saudí. El restante 5% lo producen otras empresas estatales.¹⁵ Saudi Aramco es la mayor empresa petrolera del mundo en términos tanto de producción como de reservas.¹⁶ También ocupa el primer lugar mundial en exportación de líquidos de gas natural (LGN), y el octavo lugar en capacidad de refinación.¹⁷ En exploración y producción de petróleo, Saudi Aramco opera como monopolio.

La importancia de Arabia Saudita en el mercado global de hidrocarburos también deriva de su rol como líder *de facto* de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).¹⁸ La OPEP es un cártel de 12 países

14. Tax Foundation (2011). *Treating Royalties to Governments as the Taxes They Are*. Obtenido en: <http://taxfoundation.org/blog/treating-royalties-governments-taxes-they-are>
15. Michigan State University (2011). *Saudi Arabia: Economy. Global Edge*. Obtenido en: <https://globaleedge.msu.edu/countries/saudi-arabia/economy>
16. Saudi Aramco (2013). *At a glance*. Obtenido en: <http://www.saudiaramco.com/en/home/our-company/our-history0.html#our-company%257C%252Fen%252Fhome%252Four-company%252Fat-a-glance.baseajax.html>
17. Saudi Aramco (2012). *Annual Review 2011*. Obtenido en: http://www.saudiaramco.com/content/dam/Publications/Annual%20Review/AnnualReview2012/2012AnnualReview_EN.pdf
18. The Wall Street Journal (13-03-2013). *Energy Journal: OPEC Acknowledges U.S. Oil Threat*. Obtenido en: <http://blogs.wsj.com/marketbeat/2013/03/13/energy-journal-opecknowledges-u-s-oil-threat/>

petroleros¹⁹ que concentra 81% de las reservas probadas globales de petróleo²⁰ y que actualmente produce alrededor de 43% del petróleo mundial.²¹ El liderazgo de Arabia Saudita al interior de la OPEP le permite jugar un rol crucial para equilibrar la oferta y la demanda en el mercado global de hidrocarburos.²²

Al analizar el modelo de Arabia Saudita, es muy importante tener en cuenta que es un caso especial por dos razones. La primera es que tiene enormes reservas probadas de crudo, sólo por debajo de Venezuela. La segunda son las características de las reservas, ya que una parte considerable de ellas corresponde a yacimientos de bajo o moderado grado de complejidad técnica. Un ejemplo es el megayacimiento de Ghawar, el más grande del mundo, con 88 mil millones de barriles de crudo.²³

Esto quiere decir que Arabia Saudita aún tiene mucho petróleo “fácil”, que puede ser extraído a un costo unitario relativamente bajo. Por ejemplo, expertos estiman que el costo de producir un barril de crudo en Arabia Saudita es de entre 2 y 3 dólares, uno de los más bajos del mundo.²⁴ En contraste, el costo de producción de un barril de las arenas bituminosas, o *tar sands*, de Alberta, Canadá es de aproximadamente 60 dólares.²⁵

2.2.4 Actividades en *downstream*

En las actividades relacionadas con refinación y petroquímica la paraestatal saudí está facultada para asociarse con terceros en proyectos específicos. En refinación, Saudi Aramco opera de manera exclusiva cuatro refinерías en Arabia Saudita, que representan el 25% de su capacidad de refinación.²⁶ Otras tres refinерías saudí árabes operan como consorcios (*joint ventures*) que la paraestatal posee y opera de manera conjunta con otras empresas: posee 37.5% de la refinерía saudí de Petro Rabigh y 50% de las refinерías de Samref y Sasref.²⁷ En el extranjero, Saudi Aramco posee una participación (a

19. Estos países son Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Catar, Indonesia, Libia, los Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Nigeria, Ecuador, Gabón y Angola.
20. OPEC (2012). *OPEC Share of World Crude Oil Reserves 2011*. Obtenido en: http://www.opec.org/opece_web/en/data_graphs/330.htm
21. OPEC (2012). *Annual Statistical Bulletin 2012. OPEC Members' facts and figures 2011*. Obtenido en: http://www.opec.org/opece_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2012.pdf
22. Michigan State University (2011). *Op. Cit.*
23. Kemp, John (09-11-2012). *Is Bakken set to rival Ghawar?* Reuters. Obtenido en: <http://www.reuters.com/article/2012/11/09/us-column-kemp-usoil-bakken-idUSBRE8A816H20121109>
24. BBC Business News, (08-11-2011). *The cost of petrol and oil: how it breaks down*. Obtenido en: <http://www.bbc.co.uk/news/business-15462923>
25. BBC Business News, *Op. Cit.*
26. Ras Tanura, Riyadh, Jiddah y Yanbu
27. Saudi Aramco (2012). *Annual Review 2011*. Obtenido en: <http://www.saudiaramco.com/content/dam/Publications/Annual%20Review/AnnualReview2011/AR2011En-1.pdf>

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.2 Producción y consumo de crudo en países caribeños, miles de barriles diarios

| Año | Barbados | | Cuba | | Jamaica | | Trinidad y Tobago | |
|------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|-------------------|---------|
| | Producción | Consumo | Producción | Consumo | Producción | Consumo | Producción | Consumo |
| 2008 | 1.10 | 7.7 | 52.5 | 141.4 | 6.4 | 80.3 | 156.6 | 41.4 |
| 2009 | 0.77 | 9.3 | 48.5 | 169.5 | 6.9 | 58 | 153 | 37.2 |
| 2010 | 1.00 | 8.7 | 53.3 | 163.9 | 2 | 57.6 | 145.4 | 36.7 |
| 2011 | 1.00 | 9 | 55.5 | 184 | 3 | 60 | 138 | 40 |

Fuente: IMCO con información de la EIA.

través de sus filiales) en cuatro refinerías constituidas como consorcios. La capacidad de refinación que Saudi Aramco tiene a través de los consorcios representa el 75% de su capacidad total de refinación.

En petroquímica, Saudi Aramco ha comenzado a asociarse con otras empresas para proyectos específicos. En particular, en 2011 la paraestatal saudí creó un consorcio con la norteamericana Dow Chemical para construir un complejo petroquímico en la ciudad de Jubail. En esa misma ciudad está en construcción, desde 2008, un importante complejo petroquímico y de refinación a través de un consorcio con la firma francesa Total. Saudi Aramco también está desarrollando un complejo petroquímico como parte del consorcio con Sumitomo Chemical, una firma privada japonesa.²⁸ Asimismo, está en negociaciones un posible proyecto con la empresa china Sinopec para construir una refinería en Yanbu.²⁹ Estos proyectos muestran que los *joint-ventures* (o consorcios) son una de las líneas estratégicas de Saudi Aramco para realizar inversiones que amplíen su capacidad petroquímica y de refinación.

2.2.5 Conclusión

El diseño institucional del sector de *upstream* saudí responde tanto a las características geológicas de baja complejidad, como al tamaño de los yacimientos de Arabia Saudita. Éstos le permiten tener costos de producción mucho menores que la mayoría de los países productores de petróleo. Por lo tanto, al controlar los precios a través de la OPEP, extraen y maximizan en mayor medida el valor de la renta petrolera de sus recursos.

El sector de hidrocarburos en Arabia Saudita es similar al de México en varios aspectos: ambos son países productores y exportadores de crudo, y cuentan con empresas paraestatales monopólicas de exploración y producción que no pueden asociarse con terceros en las actividades de *upstream*. Sin embargo, la diferencia fundamental entre los dos países

-en la primera fase de la cadena productiva- es que la nación árabe cuenta con abundantes yacimientos de petróleo fácil, de baja complejidad técnica y bajos costos de producción.

Sin embargo, Saudi Aramco sí puede asociarse con otras empresas en el resto de la cadena de valor (*downstream*), tanto dentro como fuera de Arabia Saudita, mientras que Pemex no puede hacerlo en territorio mexicano. Además, Saudi Aramco ha llevado a cabo una estrategia de internacionalización, pues cuenta con subsidiarias en 16 países.

2.3 Cuba: Su relación con las operadoras petroleras internacionales

2.3.1 Panorama general

Al igual que la mayoría de los países caribeños,³⁰ Cuba es un importador neto de petróleo. La mayor parte de su consumo doméstico se abastece a través de un convenio de cooperación con Venezuela.³¹ No obstante, su posición geopolítica y la manera en que el gobierno ha decidido desarrollar los yacimientos petroleros en su territorio, lo hacen un caso interesante para México.

La isla está localizada en una zona estratégica en la producción de hidrocarburos del continente americano. Cuba y su zona económica exclusiva³² están a las puertas de uno de los mayores consumidores e im-

30. Según la EIA, a excepción de Trinidad y Tobago, el resto de los países caribeños son importadores netos de crudo. Ver más en EIA, (2013) *Caribbean. Analysis Briefs*. Última actualización mayo de 2012. Obtenido en: <http://www.eia.gov/cabs/Caribbean/Full.html>

31. Este convenio, firmado desde 2000, implica que Venezuela envíe 100 mil barriles diarios de crudo y a cambio Cuba provea 50.000 médicos, entrenadores deportivos, técnicos agrícolas y otros profesionales de la isla. A la fecha de elaboración de este documento y en medio del proceso de transición que actualmente atraviesa Venezuela por la muerte de Hugo Chávez, Héctor Capriles, candidato de oposición, ha sugerido el término de dicho convenio. Véase más en: <http://www.eluniversal.com.mx/notas/911072.html>

32. La zona económica exclusiva cubana comprende 112 mil km² del Golfo de México

28. Saudi Aramco (2012). *Op. Cit.*

29. *Ibid.*

portadores de petróleo del mundo (EUA), país que podría convertirse en exportador por sus reservas de lutitas.³³ El Servicio Geológico de EUA (*US Geological Service*) advierte que el potencial de la cuenca norte cubana oscila entre 4.6 y 9.3 mil millones de barriles de crudo y entre 9.8 y 21.8 billones de pies cúbicos de gas natural.³⁴ Además, se estima que 59% de la capacidad de refinación de petróleo del hemisferio está ubicada dentro de las cuencas de Golfo de México y el Mar Caribe.³⁵

2.3.2 Diseño institucional

En el sector de hidrocarburos cubano participan principalmente el Ministerio de Energía y Minas, encargado de dictar la política en materia petrolera, eléctrica y minera, y la empresa estatal CUPET (Unión Cubana del Petróleo).³⁶ La empresa está controlada al 100% por el Estado cubano e integra las actividades petroleras de exploración y producción, refinación, y comercialización.

Para la participación de terceros (empresas operadoras), Cuba cuenta con dos modalidades de esquemas contractuales:³⁷

- a) **Contratos de producción incrementada o producción mejorada:** Asociación de capital para el incremento de la producción en yacimientos existentes. El objetivo de estos contratos es modernizar la tecnología y métodos empleados en los yacimientos descubiertos antes de 1990.
- b) **Contratos de riesgo:** Estos contratos se instrumentan a través de la empresa CUPET. La empresa estatal está autorizada para asociarse con operadoras petroleras internacionales para explorar y explotar hidrocarburos. La operadora extranjera aporta capital, tecnología y *know-how* a cambio del 50% de la producción. Ésta puede ser vendida a CUPET como prioritaria o exportarse.³⁸

En el caso del régimen fiscal, la información disponible sobre los beneficios fiscales que obtiene el Estado cubano vía los contratos de riesgo es muy limitada. Sólo se sabe que el gobierno ha establecido esquemas flexibles para la atracción de inversión. Las ganancias netas anuales de las transacciones realizadas en Cuba tienen un impuesto del 30%. El porcentaje de la producción para recuperación de los costos debe ser negociado con base en el potencial y las características de cada bloque. A diferencia de la mayoría de los países productores de petróleo, en el régimen fiscal cubano no se contempla el pago de regalías (*royalties*), ni bonos de entrada o de asignación.³⁹ De hecho, el Estado cubano establece el mismo esquema fiscal a las compañías petroleras que a las de otros sectores, es decir, no reclama una renta.

2.3.3 Actividades en *upstream*

Pese al embargo económico impuesto a la isla por EUA y la ideología del régimen, desde inicios de la década del 2000 el gobierno cubano decidió abrirse al capital privado internacional. En 2003, la entonces hispano-argentina Repsol YPF⁴⁰ tomó la decisión de explorar en aguas profundas en Cuba.⁴¹ A finales de julio del 2004, el grupo petrolero anunció que el resultado no era favorable. A través del primer pozo exploratorio perforado en el área, con un costo superior a los 25 millones de dólares, sólo se encontró un yacimiento de crudo de baja calidad no comercializable.

Posteriormente, en 2006 el gobierno cubano instrumentó un plan de extracción de petróleo y gas mucho más ambicioso. A partir de este programa, el gobierno empezó a celebrar diversos contratos con operadoras internacionales. Entre las ventajas de apoyarse con terceros están el incremento de actividades exploratorias, el ahorro de recursos al gobierno y la disminución de riesgos.

La asignación de bloques exploratorios a partir de 2005 se dio a través del esquema de contratos de riesgo. De este modo, para fines de exploración petrolera y asignación de bloques, el país se dividió en 43 bloques en la franja Costera Noroccidental, que comprende principalmente las

33. Al respecto ver el capítulo I de este reporte.

34. U.S. Geological Survey, (February 2005). *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the North Cuba Basin, 2004*. Adapted by Congressional Research Services

35. Piñón Cervera, Jorge (2011). *Oportunidades para Cuba en la transformación de hidrocarburos dentro de las cuencas del Caribe y del Golfo de México*. Presentación en el III Congreso Cubano de Petróleo y Gas (Petrogras, 2011), IV Taller Internacional de Geología y Potencial de Petróleo del SE del Golfo de México. Obtenido en: <http://www.cubacienciasdelatierra.com/Memorias2011/III%20Congreso%20Cubano%20de%20Petroleo%20y%20Gas.pdf>

36. CUPET es la entidad estatal cubana que integra las actividades petroleras de prospección, exploración, refinación, comercialización.

37. Joseph Ma. March Poquet (1998). *La inversión extranjera en Cuba: localización por actividades productivas*. En: Joseph Ma. March Poquet y Antoni Sánchez (eds.) (1998). *Transición económica en perspectiva*. Universitat de Valencia, Valencia

38. Ángel De la Vega (junio-2007). La frontera olvidada: México y Cuba en el Golfo. *Energía a Debate*, IV (20), pp. 8-14. Obtenido en: www.energiaadebate.com.mx/Articulos/junio-2007/la_frontera.htm

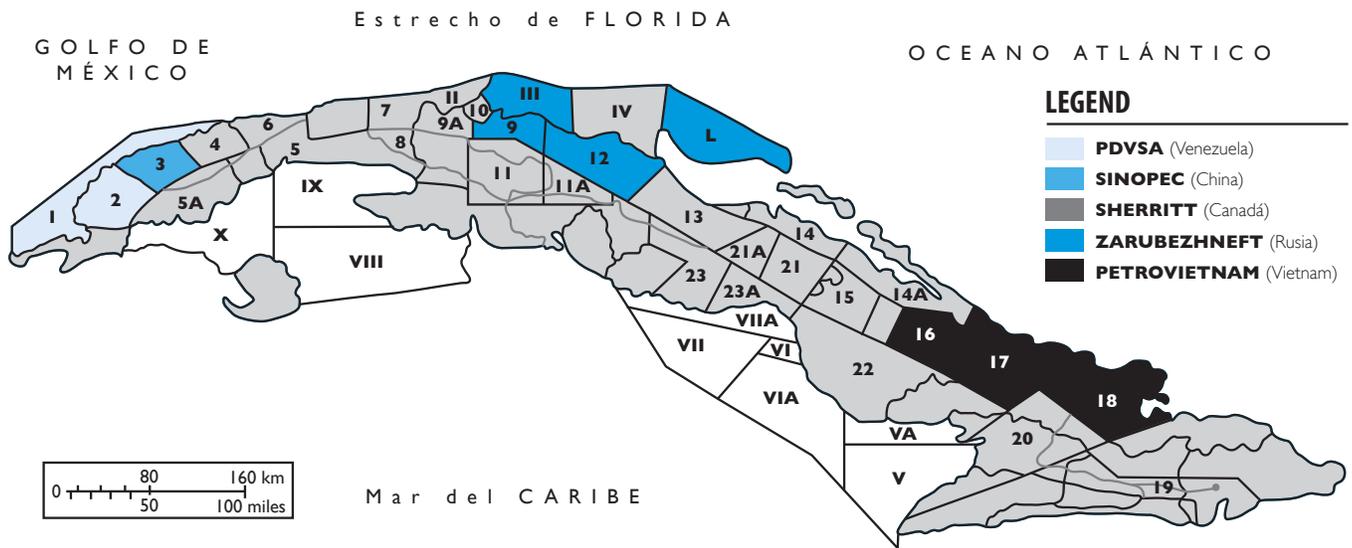
39. Ángel de la Vega, *Op. Cit.*

40. Repsol YPF operó entre 1999 y 2012. Fue una empresa energética global del sector de los hidrocarburos, desarrollando actividades de exploración, producción, refino, marketing y nuevas energías en todo el mundo. Su sede social se encontraba en Madrid, y cotizaba en la Bolsa de Madrid y el Ibex. Tras la nacionalización de YPF por el gobierno argentino, acontecida en mayo de 2012, Repsol continuó su actividad como subsidiaria de la anterior en cotizaciones y operaciones, manteniendo los mismos activos excepto los propios de YPF.

41. Para ello, Repsol YPF contrató una de las mayores plataformas de perforación petrolera del mundo: La plataforma semisumergible Eirik Raude, propiedad de la empresa Noruega Ocean Rig, diseñada para aguas ultraprofundas, y construida en los Estados Unidos, comenzó a perforar a un costo de 195,000 dólares por día.

Capítulo 2. Las lecciones para México

Figura 2.1 Asignación de bloques en la franja costera noroccidental cubana



Fuente: Institute of Americas, Jorge Piñón, 2011 & Nenurkar, Neelesh et al. (2011). *Cuba's Offshore Oil Development: Background and U.S. Policy Considerations*, Congressional Research Service

provincias de La Habana y Matanzas. De los 43 bloques de esta zona, 11 ya fueron asignados (ver Figura 2.1).⁴² A su vez, la zona económica exclusiva se dividió en 59 bloques, de los cuales se han asignado 23. Para finales de 2012, cinco bloques más se encontraban en negociación (ver Figura 2.2).⁴³ Actualmente, cinco empresas extranjeras realizan actividades de exploración en la franja costera noroccidental cubana y diez empresas realizan estas actividades en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México.

En términos de la producción, la información disponible refleja que únicamente la canadiense Sherrit International participa actualmente junto con CUPET en la producción nacional de crudo. En 2010, esta operadora produjo 22% del total nacional, es decir 11.3 mbd, mientras que el resto estuvo en manos de la petrolera cubana, 38.87 mbd. Es decir, pese a las múltiples asignaciones de bloques, la mayoría de ellos se encuentran en etapa exploratoria y de levantamiento de información. Se espera que en los próximos años la información disponible sobre los recursos prospectivos se materialice en operaciones exitosas de extracción de crudo.

42. Dos pertenecen a la venezolana PDVSA, uno a SINOPEC (China), en operación con la estatal cubana CUPET. Otro bloque más está bajo la operación de la canadiense Sherrit International Corporation & Perbeco, cuatro fueron asignados a la rusa Zarubezhneft y tres más a la petrolera estatal Petrovietnam. Ver más en Piñón Cervera, Jorge, (2011). *Op. Cit.* & Nenurkar, Neelesh et al., (2011). *Cuba's Offshore Oil Development: Background and U.S. Policy Considerations*, Congressional Research Service

43. 7 Repsol (España), Statoil (Noruega), y ONGC Videsh Limited (India); 4 Petronas (Malasia) y Gazprom (Rusia); 4 PetroVietnam; 1 Petrobras (Brasil); 4 Petróleos de Venezuela (PDVSA); 1- ONGC Videsh Limited (India); 2- Sonangol (Angola); 5 bloques en negociación: China National Petroleum Company (CNPC- China).

Tabla 2.3 Producción total de crudo en Cuba (2010), según operador

| Operador | Mbd (miles de barriles diarios) | % |
|------------------|---------------------------------|----|
| CUPET | 38.87 | 78 |
| Sherrit (Canadá) | 11.13 | 22 |

Fuente: Sherrit Financial Reports; Oficina Nacional de Estadísticas de Cuba en J.R. Piñón (23-01-2011), *Analyzing Sherrit. The Cuban Economy*.

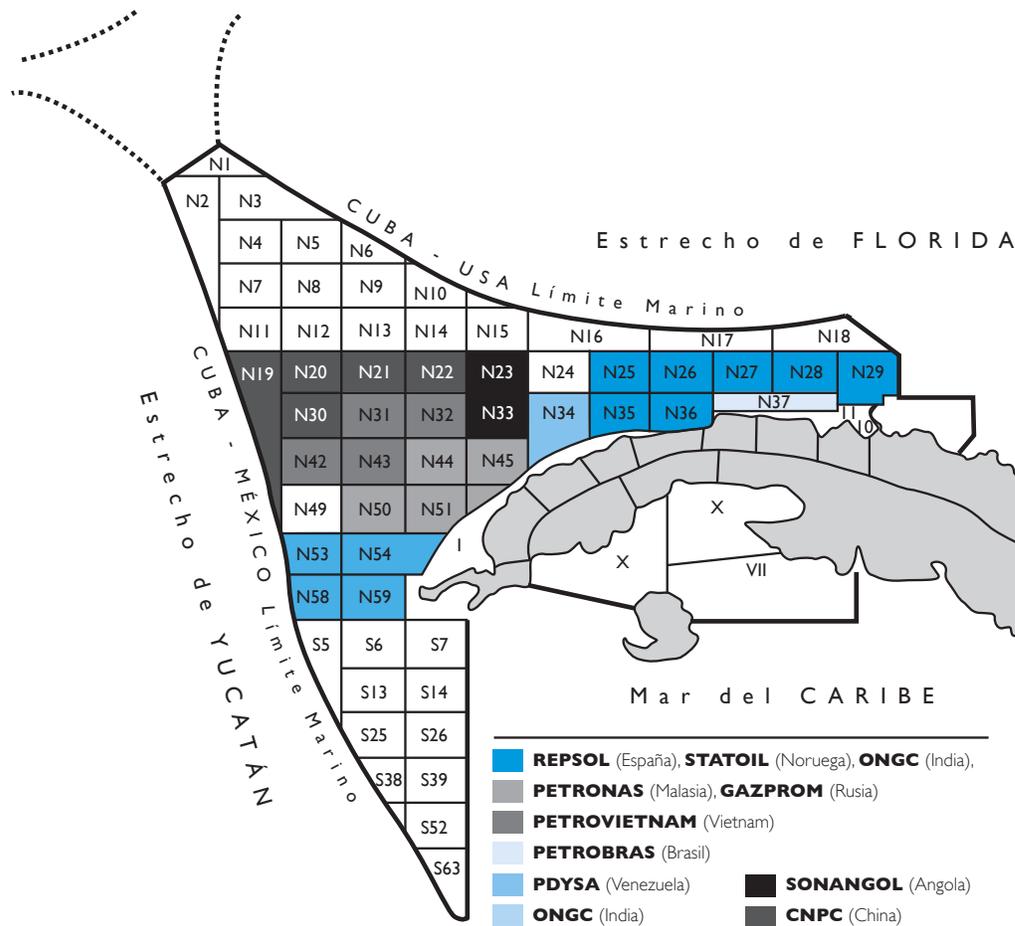
2.3.4 Actividades en downstream

Otra de las alianzas que existen en la isla se ha logrado en términos de refinación. La mayor parte de la producción petrolera de Cuba es crudo pesado, con altos grados de azufre.⁴⁴ Cuba no cuenta con la tecnología para procesar crudo con alto porcentaje de azufre en sus cuatro refinерías.⁴⁵ Las refinерías capaces de procesar este tipo de petróleo son de muy alta tecnología, y pertenecen en su gran mayoría a empresas norteamericanas que no pueden invertir en Cuba.

44. El crudo cubano presenta alto contenido de azufre (3.0 – 5.0 %) y entre 10 –18 °API. La medida de grados API es una medida de cuánto pesa un producto de petróleo en relación al agua. Si el producto de petróleo es más liviano que el agua y flota sobre el agua, su grado API es mayor de 10. Un crudo ligero oscila entre 31.1 y 39° API. Los productos de petróleo que tienen un grado API menor que 10 son más pesados que el agua.

45. Las refinерías se encuentran en Cabaiguán, Cienfuegos, La Habana, y Santiago de Cuba, con una capacidad nominal total de 115 mil barriles por día. Aunque la capacidad real, debido a roturas y falta de piezas, es de unos 60 mil barriles diarios. Ver más en Cereijo Manuel (2004). *Cuba: Crisis energética*. En *Revista Guaracabuya*. Obtenido en: <http://www.amigospais-guaracabuya.org/oagmc237.php>

Figura 2.2 Asignación de bloques en la Zona Económica Exclusiva de Cuba



Fuente: Institute of the Americas, Jorge Piñón, 2011 & Nenurkar, Neelesh et al. (2011). *Cuba's Offshore Oil Development: Background and U.S. Policy Considerations*, Congressional Research Service

Por esta razón, en 2005 se constituyó la empresa PDV-CUPET entre los gobiernos de Cuba y Venezuela, para impulsar la puesta en operación de la Refinería de Cienfuegos. El compromiso fue el procesamiento de 60 mil barriles de crudo proveniente de Venezuela, adicionales a los volúmenes que actualmente reciben. Esta compañía está controlada en 51% por el gobierno cubano y en 49% por el gobierno venezolano.

En el caso de la distribución de gasolina, la empresa CUPET tiene una subsidiaria llamada CUBALUB- Empresa Nacional de Lubricantes encargada de las operaciones de ventas al por menor.

2.3.5 Conclusión

En la política energética, el gobierno cubano actúa con pragmatismo para maximizar el valor de su renta petrolera, lo cual requiere de la inversión y talento que le ofrecen operadores internacionales. El régimen político ha tomado decisiones económicas para satisfacer las necesidades de esta nación caribeña al abrir oportunidades a la inversión privada internacional. La experiencia cubana indica que la visión de su gobierno es muy diferente a la que ha prevalecido en México. La propiedad de los hidrocarburos no está vinculada con la intervención exclusiva del Estado en su exploración y explotación, a través de un monopolio estatal. Por el contrario, Cuba ha dado cabida a diferentes empresas internacionales con capacidad técnica y conocimiento, ha diversificado así el riesgo y busca con ello un mejor aprovechamiento de sus recursos.

2.4 Brasil: La involución

2.4.1 Panorama general

En 2009, Brasil se ubicó como el noveno productor de petróleo a nivel mundial. Su producción ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años, al alcanzar 2 mmbd en 2010. Más aún, se ha reportado que Brasil tiene reservas probadas de aceite por 13.9 mmbd, con lo que es el segundo país con más petróleo en Sudamérica, después de Venezuela.⁴⁶ La mayoría de estas reservas se encuentran en las cuencas costa afuera (*offshore*) de Campos y Santos, situadas en la costa sudeste del país.⁴⁷

A su vez, Brasil tiene una gran dotación de gas natural. Se estima que sus reservas probadas de gas son de 423 mil millones de metros cúbicos.⁴⁸ Sin embargo, la producción de este hidrocarburo ha crecido lentamente por dos razones: la falta de infraestructura para transportar el gas y los bajos precios domésticos que desincentivan su producción.⁴⁹

2.4.2 Diseño institucional

Brasil ha pasado por múltiples procesos de reforma que explican el desarrollo del sector petrolero. La primera de ellas se dio en noviembre de 1995, bajo el mandato del Presidente Cardoso. Con la reforma constitucional (Enmienda No.9 para reformar partes del Artículo 177) se creó un nuevo marco legal para la administración del monopolio estatal en los hidrocarburos. Hasta entonces, la Constitución de 1988 y la Ley 2.004 (1953) le daban a Petrobras los derechos exclusivos de todas las actividades petroleras.

Petrobras (Petróleo Brasileiro) es la empresa estatal de hidrocarburos en Brasil. Ésta se creó en 1953 como un monopolio estatal. Tras la reforma de 1995 se abrió a la inversión extranjera y actualmente es la séptima compañía de energía más grande del mundo, con presencia en 25 países. Es una empresa de energía integrada con actividades en toda la cadena productiva de petróleo y gas, así como en la generación de biocombustibles y otras energías alternativas.

El diseño institucional que se generó a partir de esta primera ola de reformas, estableció diferentes agencias involucradas en las actividades del sector. Por una parte, el Ministerio de Minas y Energía junto con el Consejo Nacional de Política Energética tienen la responsabilidad de

establecer la estrategia y dictar la política energética del país. Por otro lado, resalta la creación de una nueva agencia regulatoria, la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). Esta agencia es la encargada de promover la regulación, la contratación – a través de contratos de concesión - y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles. Además, tiene la atribución de transferir los recursos de los hidrocarburos a empresas privadas y a Petrobras, dependiendo de la actividad específica. Este cambio constitucional inició la etapa moderna de la industria petrolera brasileña.

Bajo este nuevo esquema, Petrobras dejó de ser un monopolio estatal y tuvo que adaptarse rápidamente a la competencia. Como consecuencia de ello, en 1996 Petrobras tuvo que transferir todos los datos no confidenciales (incluyendo datos sísmicos y geofísicos) a la ANP.⁵⁰ La agencia, a su vez, puso la información a disposición del público a través de su banco de datos.

Otro cambio importante fue la apertura de Petrobras a la inversión privada bajo la premisa de que el Estado mantendría la mayoría de los votos en la compañía. En esta privatización parcial,⁵¹ Petrobras puso en el mercado 28.48% de sus acciones con derecho a voto (poco más del 16% del total de acciones de la compañía), recaudando en el mercado doméstico y en bolsas internacionales un monto superior a los 4,000 millones de dólares.⁵²

A partir de su apertura, las decisiones de la empresa recaen en un Consejo de Administración conformado por ministros de Estado y representantes de los accionistas minoritarios. Este órgano es de naturaleza colegiada y autónoma dentro de sus prerrogativas y responsabilidades, en la forma de la ley y del Estatuto Social. El Consejo está compuesto por nueve miembros, elegidos en Asamblea General Ordinaria para un mandato de un año pero con posibilidad de reelección. De los nueve miembros, siete son representantes del accionista controlador, uno es representante de los accionistas minoritarios titulares de acciones ordinarias y otro es representante de los accionistas titulares de acciones preferentes.

46. Swiss Business Hub Brazil (2011). *The Brazilian Oil and Gas Sector*. Obtenido en: www.osec.ch

47. EIA (2012). *Análisis de Brasil*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>

48. Swiss Business Hub Brazil (2011). *Op. Cit.*

49. EIA (2012). *Op Cit.*

50. Agencia Nacional del Petróleo (Septiembre, 2007). *Prospects for investments in the Brazilian oil and gas industry*. The Exploration and Production Databank BDEP. Presentación de la Agencia Nacional del Petróleo. Obtenido en: http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminario_Tecnico_R9/Roadshow_London/Apresentacao_Paulo_Alexandre_BDEP_London.pdf

51. Desde 2000 Petrobras cotiza en la bolsa de Nueva York (NYSE).

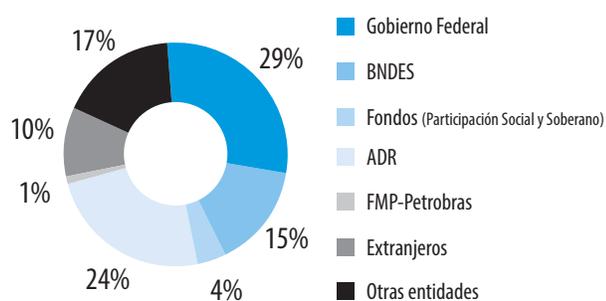
52. Center for Energy Economics, University of Texas at Austin (2006). *Brazil's restructuring of the Oil and Gas Industry, Case Study*. Obtenido en: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/new-era/case_studies/Brazil_Restructuring_of_the_Oil_Gas_Industry.pdf

Tabla 2.4 Organización del sector petrolero en Brasil

| | Organismo | Función |
|-------------------------------------|---|---|
| Dirección y legislación | Cámara de diputados y senado | Tienen el poder de crear leyes de alcance nacional y enmendar la Constitución. |
| Estrategia e instrumentación | Ministerio de Minas y Energía | Propone y ejecuta políticas energéticas y de explotación de uso de los recursos minerales del país. |
| | Consejo Nacional de Política Energética | Define políticas de importación y exportación de hidrocarburos, para garantizar la constancia en el abastecimiento del mercado interno. |
| | Empresa de Investigación Energética | Provee al ministerio de Minas y Energía estudios sobre energía y energía eléctrica, petróleo, gas natural, carbón mineral y fuentes renovables para la planificación del sector energético. |
| Regulación y supervisión | Agencia Nacional del Petróleo | Promueve la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles. |
| | PPSA Presal | Empresa estatal responsable de la gestión de contratos de participación de producción y comercialización de hidrocarburos en el área del Pré-Sal (es un regulador, no operador) |
| | Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables | Otorga licencias de operación con base en criterios de protección al medio ambiente y uso sostenible de recursos naturales. |
| Ejecución estatal | PETROBRAS | Operadora petrolera estatal mixta verticalmente integrada. Opera en los segmentos de explotación y producción, refinación, transporte y comercialización de petróleo y gas, petroquímicos, biocombustibles y sus derivados. |

Fuente: IMCO con información de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil y Petrobras

Gráfica 2.1 Porcentaje de capital social en Petrobras según fondo y accionista



Fuente: Petrobras (2013). *Información de Capital social*. Obtenido en: <http://www.investidorpetrobras.com.br/es/gobernacion/capital-social/> Consulta: 11 de enero de 2013.

La apertura derivó en un nuevo esquema fiscal: en agosto de 1997 se establecieron nuevos instrumentos para canalizar los ingresos del sector petrolero hacia el Estado brasileño.⁵³ El esquema vigente se compone de los ingresos mencionados en la tabla 2.5.

Otro cambio, producto de la reforma de 1995, fue la inclusión de Bras-petro, el brazo internacional de la empresa, a la estructura formal de Petrobras. Los buenos resultados fueron inmediatos. Otras compañías y consorcios internacionales empezaron a invitar a Petrobras a participar en diferentes proyectos alrededor del mundo, ya fuera como operador o como socio no activo. Este tipo de ofrecimientos se dio a cambio de asociaciones, vía concesiones en las prometedoras costas brasileñas.

Si bien, previo a la apertura Petrobras contaba con una fortaleza tecnológica considerable, ésta estaba enfocada únicamente en ciertas áreas. Este nuevo modelo de internacionalización catapultó sus capacidades tecnológicas- principalmente en exploración de aguas profundas- que la llevaron a alcanzar la autosuficiencia petrolera en 2006 y al descubrimiento de los recursos del Pré-Sal, hidrocarburos que se ubican debajo de una extensa capa de sal, a una profundidad de 7,000 m.⁵⁴

53. Ley 9.478, de 6 de agosto de 1997

54. Petrobras, *Operations in the Pre-Salt*. Obtenido en: <http://www.petrobras.com.br/en/energy-and-technology/sources-of-energy/oil/presalt/>

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.5 Régimen fiscal en el sector de hidrocarburos en Brasil

| | |
|--------------------------------|--|
| Ingresos tributarios | <p>ICMS: Impuesto sobre las operaciones relativas a la circulación de mercancías y prestación de servicios de transporte interestatal y comunicación interurbana e intermunicipal. (Estatal)</p> <p>CIDE: Contribución para la intervención en el dominio económico. Grava la importación y comercialización de petróleo y sus derivados, gas natural y sus derivados, y combustibles (precios de los combustibles).</p> <p>Pasep/Cofins: Contribuciones sociales federales diseñadas para el financiamiento de la seguridad social. Para las entidades de derecho público consiste en una recaudación mensual de los ingresos corrientes.</p> <p>Otros: El documento tomado como fuente no especifica los otros impuestos se pagan.</p> <p>Impuesto sobre la Renta: Impuesto pagado respecto a las utilidades que genere la persona moral.</p> |
| Ingresos no tributarios | <p>Bono de asignación: El bono de asignación tendrá su valor mínimo establecido en la convocatoria y será equivalente al pago ofrecido en la propuesta para la obtención de la concesión. Debe ser pagado al momento de la asignación del contrato. La recaudación de bonos de asignación cubre nueve rondas de licitación de bloques exploratorios y dos rondas de licitación de las áreas inactivas de acumulación marginal (Artículo 46 de la Ley 9.478, del 6 de agosto de 1997).</p> <p>Royalties/regalías: Se pagan mensualmente, en moneda nacional, a partir de la fecha de inicio de la producción comercial de cada campo. El monto corresponde a entre 5% y 10% de la producción de petróleo o gas natural (Artículo 47 de la Ley 9.478, 6 de agosto de 1997).</p> <p>Participación especial: En los casos de gran volumen de producción o rentabilidad se tendrá que pagar una participación especial, que será reglamentada por decreto presidencial (Ley 10.261, de 2001). La participación especial varía entre 10% y 40% y será aplicada sobre el ingreso bruto de la producción una vez deducidos las regalías, inversiones de exploración, costos de operación y depreciación de tributos previstos en la legislación en vigor (Artículo 50 de la Ley 9.478, del 6 de agosto de 1997).</p> <p>Pago por ocupación o retención de área: Pago por la ocupación o retención de área, que se hará anualmente, con base en los kilómetros cuadrados o fracciones de área, de acuerdo con el decreto presidencial que lo regule. El valor del pago se incrementará en un porcentaje establecido por la Agencia Nacional del Petróleo, siempre que haya una prórroga para el periodo de exploración (Artículo 51 de la Ley 9.478, del 6 de agosto de 1997).</p> <p>Pago a dueños de la propiedad: En el contrato de concesión también se establecerá un pago a los propietarios de la tierra, que consistirá en un porcentaje variable entre 5% y 1% de la producción de petróleo o gas natural, como lo determine la Agencia Nacional del Petróleo (Artículo 52 de la Ley 9.478, del 6 de agosto de 1997).</p> |

Fuentes: IMCO con información de la Ley 9.478, del 6 de agosto de 1997, del Ministerio de Hacienda de Brasil. Obtenido en: <http://www.receita.fazenda.gov.br>. Ernst and Young (2012). *Global oil and gas tax guide*. Obtenido en: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/2012-global-oil-and-gas-taxguide/\\$FILE/EY_Oil_Gas_Tax_Guide_2012.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/2012-global-oil-and-gas-taxguide/$FILE/EY_Oil_Gas_Tax_Guide_2012.pdf)

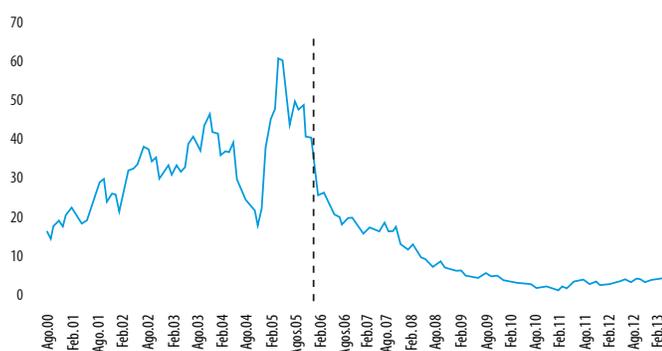
En plena euforia petrolera por los recursos del Pré-Sal, el entonces presidente Luiz Inácio Lula da Silva cambió el modelo que había fortalecido a Petrobras, y en su conjunto a todo el sector petrolero brasileño. En lugar de seguir con un modelo de contratos de concesión, se optó por contratos de producción compartida, con especificaciones de contenido nacional, y con Petrobras al frente de todo el proceso de desarrollo.

En 2010 el gobierno creó una nueva entidad estatal, Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Esta entidad, que no es un operador, posee todos los yacimientos de Pré-Sal, administra los recursos explotados y puede vetar proyectos si no son compatibles con el interés nacional. Con el nuevo régimen, el gobierno impuso que Petrobras fuese parte del consorcio ganador con una participación no menor al 30%.

El gobierno incrementó su posición dentro de Petrobras al pasar de 40% a 48% del capital social. Al ser una empresa pública, Petrobras está sujeta a las reglas de la Comisión de Valores de Brasil (CVM) y de la Bolsa de Valores, Mercaderías y Futuros (BM & F Bovespa). En el extranjero, cumple con las normas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) en EUA, Latibex de la Bolsa de Valores de Madrid, España, la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y la Comisión Nacional de Valores (CNV) en Argentina.

Sin embargo, como resultado de los cambios en las decisiones de la política energética en el régimen de Lula, el valor de las acciones de Petrobras se ha desplomado desde 2006, como se aprecia en la gráfica 2.2.

Gráfica 2.2 Precio de la acción de Petrobras (PBR) en Nasdaq (dólares por acción)



Fuente: IMCO con información de BOVESPA (Bolsa de valores de Sao Paulo) y Yahoo Finance
 Notas: (1) La línea punteada indica el descubrimiento del Pré-Sal (2) Nasdaq solo maneja acciones PBR, que son los ADR que se usaron en la primera emisión en el 2000.

La interferencia gubernamental no sólo se ha limitado a Petrobras, sino a sus socios, proveedores, e incluso a otras áreas de la economía brasileña. En un afán de impulsar el sector de servicios petroleros doméstico, la administración de Lula impuso participaciones obligatorias de la industria nacional en todos los proyectos de Pré-Sal, la cual no estaba preparada para absorber la cantidad y calidad de trabajo requerido.

2.4.3 Actividades en *upstream*

Como se explicó líneas arriba, a finales de la década de los noventa, los derechos de exploración y producción (E&P) en Brasil empezaron a otorgarse por concesiones a través de licitación pública, organizada por la Agencia Nacional del Petróleo, ANP. A Petrobras se le otorgaron los derechos por todos los campos productivos hasta agosto de 1998. Toda área que no se hubiese puesto en producción, declarada no comercial o sin financiamiento suficiente, automáticamente quedaría en la jurisdicción

de la ANP. Este proceso de asignación previo a la participación privada es lo que comúnmente se conoce como la Ronda Cero de Brasil.

Como resultado de estos cambios regulatorios, otras compañías petroleras nacionales e internacionales empezaron a tener un rol cada vez más relevante. Entre estos operadores se puede listar a Shell, Chevron, BG, Statoil, Repsol, OGX y HRT O&G, entre otras. Cabe destacar que, a pesar de que la inversión extranjera está permitida, en 2010 Petrobras fue responsable de 91.2% de la producción nacional de crudo.⁵⁵

En el caso de los descubrimientos del Pré-Sal en 2010, se estableció un régimen especial basado en contratos de producción compartida. En ellos se establece que Petrobras debe participar como operador en todos los proyectos con al menos el 30%.

Como resultado de la política energética nacionalista y proteccionista del presidente Lula, Petrobras ha tenido que retirarse⁵⁶ de algunos proyectos ambiciosos en el ámbito internacional.⁵⁷ Se ha tenido que concentrar en el desarrollo del Pré-Sal, operar sola y sin compartir el riesgo. Esta decisión del gobierno federal repercutió en las ganancias: el segundo trimestre de 2012 Petrobras reportó pérdidas por 665 millones de dólares. Fue el primer reporte trimestral en números rojos desde 1999.

Las decisiones antes descritas también redujeron las oportunidades para ampliar el conocimiento y la experiencia de Petrobras en otras áreas y tecnologías. El resultado ha sido la baja en la producción de hidrocarburos de esa empresa en los últimos seis años, especialmente de aceite (ver gráfica 2.3).

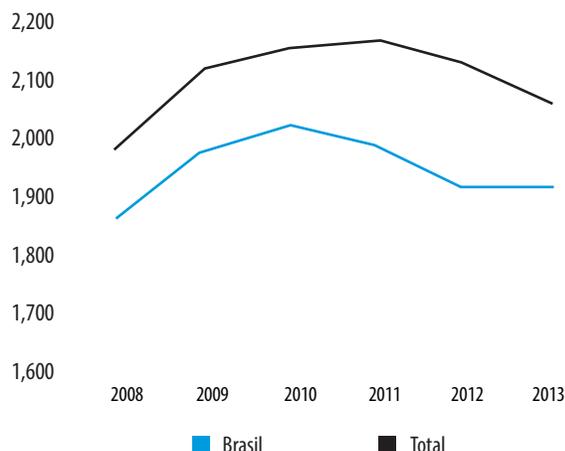
2.4.4 Actividades en *downstream*

Al igual que en las actividades de *upstream*, Petrobras domina las actividades de *downstream* en Brasil. El país cuenta con una capacidad de refinación de 1.9 mmbd dividida en 13 refinерías, de las cuales Petrobras opera 11. Debido a la creciente demanda interna de energéticos, Brasil planea expandir su capacidad de refinación en los próximos años. Destaca la construcción de las plantas Abreu y Lima, planeadas como una asociación estratégica (*joint venture*) con Petróleos de Venezuela (PDVSA), las cuales serán capaces de procesar petróleo pesado.⁵⁸

55. *Ibid.*
 56. The Economist (01-11-2012). *The Perils of Petrobras*. Obtenido en: <http://www.economist.com/news/americas/21566645-how-gra%C3%A7a-foster-plans-get-brazils-oil-giant-back-track-perils-petrobras>
 57. Sólo quedaron activos de bajo riesgo, como el de México, en Burgos.
 58. EIA (2012). *Análisis de Brasil*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>

Capítulo 2. Las lecciones para México

Gráfica 2.3 Producción de aceite (crudo y líquidos de gas) de Petrobras (miles de barriles diarios)



Fuente: Yahoo Finance

Notas: (1) Datos promedio de 2013, hasta Marzo 2013.

La construcción de las nuevas refinerías ha sido una de las decisiones más costosas para el gobierno. Ambas se instalaron en la región noreste de Pernambuco, completamente alejadas de los mercados a los que estaban destinadas a atender. El proyecto original, concebido en 2005 y aprobado en 2009, proyectaba un costo de 5,000 millones de dólares. Este presupuesto se ajustó en 2010 a 12,000 millones de dólares por el aumento en los precios del acero. Hoy, los sobrecostos entre materiales y retraso en la entrega de equipo y maquinaria (en su mayoría producidos o manufacturados en Brasil), superan los 20,000 millones de dólares. Se espera que las dos refinerías entren en operación a mediados de 2014.⁵⁹

Con respecto al transporte de gas, Petrobras opera el sistema doméstico de gas natural. Dicho sistema cuenta con más de 6,400 kilómetros de gasoductos, la mayoría de ellos ubicadas en el sudeste y noreste del país. Hasta 2010, los sistemas no estaban interconectados, entorpeciendo el desarrollo de la producción y el consumo de este hidrocarburo.⁶⁰

En cuanto a la comercialización de combustible, en Brasil existe un mercado competido en el que participan operadores nacionales e internacionales. Las más de 39 mil estaciones de servicio están operadas por empresas como Shell, Chevron, Esso, Alesat y Bandeira Branca.⁶¹

2.4.5 Conclusión

Petrobras ha pasado de ser un ejemplo exitoso para explotar sus recursos a uno menos flexible con resultados económicos y financieros desfavorables. A pesar de que destaca por sus capacidades tecnológicas y de conocimiento, se encuentra en una complicada situación financiera derivada de las decisiones políticas a las que ha estado sujeta. Este caso resulta relevante para México puesto que pone en evidencia cómo políticas proteccionistas pueden limitar el potencial de extracción de un país, disminuyendo no sólo la competitividad del sector sino la de toda la economía.

2.5 Colombia: un modelo de regulación efectiva

2.5.1 Panorama general

Colombia no es una potencia global en materia de hidrocarburos: ocupa la posición 26 en producción de crudo⁶² y la 33 en exportación.⁶³ Sin embargo, de no haber sido por el cambio en la política de hidrocarburos en 2003, hoy Colombia sería un importador neto de petróleo. El cambio institucional clarificó las reglas del juego y creó un marco regulatorio más favorable para atraer inversión y talento al sector. Los resultados se parecen a lo que necesita México: un aumento constante de la actividad de exploración y producción de crudo y gas.

2.5.2 Diseño institucional

En Colombia siempre se ha permitido la participación de operadores privados en todos los eslabones de la cadena de valor (*upstream* y *downstream*). Los recursos minerales son propiedad de la nación y el Estado sólo puede autorizar contratos temporales de explotación. Desde principios del siglo XX se comenzaron a otorgar concesiones en las que el Estado recibía regalías correspondientes al 11% de la producción.⁶⁴ Éstas tenían una duración de 50 años, a partir de los cuales todos los bienes e instalaciones pasaban a ser propiedad nacional. En 1951 se creó la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) para ocuparse de los campos en los que los operadores privados perdían sus concesiones.

A partir de 1969 se sustituyeron las concesiones por contratos de asociación o de producción compartida.⁶⁵ En ellos, Ecopetrol comenzó a tener

59. Leila Coimbra and Jeb Blount (29-08-2012). *UPDATE 2-Petrobras rushes to meet fuel demand as costs soar*. Obtenido en: <http://www.reuters.com/article/2012/08/29/petrobras-refining-idUSL2E8JTB6P20120829>

60. *Ibid.*

61. ANP (2012). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012

62. CIA World Factbook (2010). Obtenido en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2173rank.html>

63. CIA World Factbook (2010). Obtenido en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2176rank.html>

64. Ecopetrol (2011). *Ecopetrol: Energía limpia para el futuro*. Obtenido en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anos/esp/cap10-2.htm>

65. *Ibid.*

un papel más activo. Los operadores eran responsables de los gastos y riesgos de exploración. Ecopetrol participaba con 50% en las inversiones necesarias para la explotación durante 25 años y recibía 50% de la producción después de regalías (cercasas a 20%).⁶⁶

En 1983 se descubrió el yacimiento Caño Limón, considerado el más importante dentro del país de la segunda mitad del siglo XX y que convirtió a Colombia en un país exportador de crudo. Debido a este auge, surgió la percepción de que el país se convertiría en un gran país petrolero como Venezuela, lo que generó presión social y política para renegociar los contratos y aumentar el *government take*.⁶⁷

Para hacer caso a estas presiones, en 1989 el gobierno comenzó a limitar la participación de terceros y a bajar los rendimientos de éstos en los contratos. Con regalías variables a la producción y con un esquema de distribución que resultó en menores rendimientos por producción,⁶⁸ las empresas privadas comenzaron a retirarse de la explotación del subsuelo colombiano. Esto se dio en un momento en el que más de 40% del territorio colombiano estaba ocupado por la guerrilla.

En consecuencia, a partir de la década de los noventa, la actividad exploratoria comenzó a declinar. Colombia pasó de tener 73 pozos explorados en 1988 a únicamente 11 pozos en 1996, siendo este último año el más crítico.⁶⁹ Lo anterior llevó a una reducción del 30% en la producción de petróleo entre 1996 y 2002,⁷⁰ ocasionando que la inversión en el país se redujera también de manera importante. En 2002 se proyectó que este escenario crítico podía ocasionar que el país pasara de ser exportador a importador de crudo en 2007.⁷¹

El sector petrolero necesitaba un esquema que generara más incentivos para los inversionistas nacionales y extranjeros. En 2003 se reestructuró el sector de hidrocarburos colombiano. Se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S.A. fue constituida como una compañía mixta con 88% de sus acciones en propiedad del Estado.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se creó con la finalidad de hacer más competitiva a Ecopetrol. De este modo, Ecopetrol seguiría funcionando como empresa petrolera y las funciones de regulación se traspasarían al interior de la Agencia. Para lograr lo anterior, la ANH adquirió tareas de organismo rector y regulador de la política de hidrocarburos. Entre sus principales funciones se encuentran:⁷²

- Identificar y evaluar el potencial de hidrocarburos en el país (reservas).
- Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento sobre las cuencas sedimentarias de hidrocarburos de Colombia.
- Planear y optimizar el aprovechamiento de los hidrocarburos y generar interés exploratorio y de inversión.
- Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación.
- Asignar las áreas para exploración y explotación.
- Apoyar en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos.
- Recaudar y transferir las regalías y compensaciones monetarias por la explotación de hidrocarburos al Sistema General de Regalías.
- Fijar los volúmenes de producción de petróleo concesionado que los operadores deben vender para la refinación interna, al igual que el precio al que debe ser vendido.

Tras la reestructuración del sector en 2003, Ecopetrol transfirió la facultad de evaluar las reservas del país a la ANH. Además, la agencia actualmente tiene la facultad de poner a disposición de otras empresas operadoras el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias del país. La difusión para fomentar la inversión en exploración se realiza a través del sitio web de la Agencia, utilizando como instrumento el banco de información petrolera.⁷³

Antes de la reestructuración del sector, Ecopetrol desempeñaba la función de juez y parte. Funcionaba como la reguladora del sector y a la vez operaba como empresa petrolera del estado, lo cual dificultaba sus operaciones. El papel de petrolera estatal con la función de financiar las actividades del estado colombiano limitaba su crecimiento puesto que

66. *Ibid.*

67. *Ibid.*

68. Técnicamente el factor R a través del cual se calculaba la distribución entre el socio y Ecopetrol empezó a disminuir. El factor R se basa en un cociente que relaciona los ingresos y los gastos del inversionista. Obtenido en: http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/politicafiscal/NotasFiscales/Boletinesyuntura/BCF%20-%202002%20-%202003_US.PDF

69. Asociación Colombiana del Petróleo, (Diciembre, 2003). *Situación actual y alternativas de reactivación del sector petrolero*. Obtenido en: http://www.acp.com.co/assets/documents/asuntos%20economicos/exploracion%20y%20produccion/situacion_alternativas2003.pdf

70. *Ibid.*

71. *Ibid.*

72. Asociación Nacional de Hidrocarburos, (2011). La ANH, sus funciones. Última actualización 16-11-2011. Obtenido en: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=13>.

73. Ver más en el sitio web de la ANH: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=101>

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.6 Organización del sector petrolero en Colombia

| | Organismo | Función |
|-------------------------------------|--|---|
| Dirección y legislación | Congreso de la República de Colombia | Se encarga de elaborar las leyes y normas para una mejor organización del país. |
| Estrategia e instrumentación | Consejo Nacional de Política Económica y Social | Fija las políticas generales y específicas del país, en particular las del sector de hidrocarburos. |
| | Ministerio de Minas y Energía | Supervisa y dicta las políticas en temas de hidrocarburos. |
| | Departamento Nacional de Planeación | Tiene como obligación diseñar y ejecutar el plan nacional de desarrollo incluyendo las áreas de desarrollo sostenible. |
| | Ministerio de Hacienda | Fija las políticas de impuestos y regalías y las distribuye a la federación y municipios, a través del sistema general de regalías. |
| Regulación y supervisión | Agencia Nacional de Hidrocarburos | Agencia encargada de licitar bloques, cobrar regalías, recopilar datos sísmicos y financiar descubrimientos por parte del gobierno colombiano. |
| | Superintendencia de servicios públicos domiciliarios | Control de las empresas de servicio público como las de distribución del gas natural y gas LP. |
| Ejecución estatal | ECOPETROL | Operadora petrolera estatal mixta verticalmente integrada. Opera en los segmentos de exploración y producción, transporte y logística, refinación y petroquímica, ventas y mercadeo de crudo. |

Fuente: IMCO con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y Ecopetrol.

los excedentes de explotación no los podía reinvertir en su expansión.⁷⁴ Esta condición es muy similar a lo que ocurre actualmente con Pemex.

Actualmente, la empresa está dedicada exclusivamente a las actividades de la industria, y puede asociarse y competir con empresas privadas para la exploración y explotación del recurso. En 2007, Ecopetrol se convirtió en una empresa mixta al colocar a disposición del público inversionista 12% de su capital, a través de ventas de mostrador de acciones a ciudadanos, con un monto limitado. El restante 88% pertenece al Estado, aunque un 8% adicional de las acciones de la empresa están por privatizarse. Las acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia y sus ADRs⁷⁵ están inscritos en las bolsas de valores de Nueva York y Toronto.⁷⁶

Ecopetrol es la única empresa petrolera verticalmente integrada en Colombia. Con esta estructura opera en los siguientes segmentos de la cadena de producción: exploración y producción, transporte y logística, refinación y petroquímica, ventas, y mercadeo de crudo.⁷⁷ La compañía

también cuenta con inversiones en Brasil, EUA y Perú.⁷⁸ Las inversiones en bienes de capital (CAPEX) de más de 80 mil millones de dólares se concentran en la producción (60%), seguido por exploración (25%), refinación (7%), transporte (5%), otros (2%) y biocombustibles (1%).⁷⁹

Otra de las medidas de reestructuración fue que la toma de decisiones de la empresa se separó de la política. A pesar de ser una empresa estatal, ésta cuenta con una Junta Directiva formada por nueve miembros elegidos por la Asamblea General de Accionistas en los términos establecidos en los Estatutos Sociales. Aunque el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Ministro de Minas y Energía, y el Director de Planeación Nacional forman parte de la Junta, ellos no son los únicos encargados de la toma de decisiones.

y producción: Hocol (100%), Savia (50%), Equion (51%), Ecopetrol América (100%), Ecopetrol Perú (100%) y Ecopetrol Brasil (100%); Transporte: ODL (65%), ODC (73%), Oleoducto Bicentenario (56%), Ocesa (73%) y Cenit (100%); Refinería y petroquímica: Reficar (100%) y Propilco (100%); Biocombustibles: Ecodiesel (50%) y Bioenergía (91%) Ecopetrol (2013). *Company Fact Sheet*. Obtenido en: http://www.ecopetrol.com.co/documentos/76916_Fact_sheet_Ecopetrol_New_design_V5.pdf

74. Ecopetrol (2011). *Op. Cit.*

75. American Depositary Receipt Shares, por sus siglas en inglés

76. Ecopetrol (2012). *Accionistas, Bolsa de valores*. Obtenido en: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=542&conID=77349>

77. El grupo corporativo tiene acciones en las siguientes compañías: Exploración

78. *Ibid.*

79. *Ibid.*

La Junta cuenta con un representante de accionistas minoritarios y un representante de los departamentos productores de hidrocarburos, además de otros miembros independientes.⁸⁰ Esta junta directiva es similar al Consejo de Administración de Pemex. Sin embargo, una diferencia clave radica en que en el caso colombiano la Junta y la empresa no son parte del presupuesto, mientras que en México sí. Por otro lado, Colombia tiene representantes de accionistas independientes, cosa que en México tampoco sucede.

En Colombia los recursos provenientes de los recursos petroleros se distribuyen a través del Sistema General de Regalías,⁸¹ que al igual que el sector petrolero, fue reformado en 2011.⁸² Antes de su reestructuración, el sistema regresaba 80% de las regalías a los departamentos productores⁸³ de recursos no renovables y 20% se redistribuía entre los que no participaban en esta actividad. La reforma de 2011 tuvo como fin aumentar la equidad en la distribución de los ingresos, con el objetivo de que para 2015 los departamentos productores sólo reciban directamente 20% de los recursos y el 80% restante se reparta entre todos a través de fondos. Las regalías se reinvierten a través del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Fondo de Desarrollo Regional y el Fondo de Compensación Regional. Además, se designa un monto para ahorro a través del Fondo de Ahorro Pensional Territorial y el Fondo de Ahorro y Estabilización. Por último se invierte hasta 2% de las regalías en cartografía y exploración de yacimientos petroleros.

Con la creación de la ANH también cambió la forma en la que se otorgan los derechos de explotación. Se eliminaron los contratos de asociación y se reemplazaron por dos tipos de contratos de concesión: los contratos de exploración y producción (E&P) y los contratos de evaluación técnica (TEA).

Los E&P son contratos de seis años prorrogables para exploración, dos años prorrogables para evaluación, y 24 años prorrogables para explotación. El operador es responsable de la producción y dueño de ésta, menos regalías y pagos por uso del subsuelo. Las regalías son escalonadas según la productividad del campo explotado, estimadas en 5% para campos de

hasta 5 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce), hasta 25% en campos mayores de 600 mbdpce. Además, el operador se compromete a pagos adicionales de 30% de los ingresos reales en exceso cuando la producción supere los 5 millones de barriles y el precio del *West Texas Intermediate* (WTI) supere un precio base de referencia.⁸⁴

Tabla 2.7 Ingresos tributarios y no tributarios de los hidrocarburos en Colombia

| Ingresos tributarios | Impuesto sobre la renta Impuesto a la gasolina |
|-------------------------|--|
| Ingresos no tributarios | <p>Dividendos de Ecopetrol: Colombia es dueña del 88% de las acciones de Ecopetrol, los dividendos son los pagos de estas acciones.</p> <p>Regalías: Es el beneficio originado por el derecho sobre la propiedad del recurso natural. Las regalías son escalonadas según la productividad del campo explotado, estimadas en 5% para campos de hasta 5 mbdpce hasta 25% en campos mayores de 600 mbdpce.</p> <p>Derechos económicos de los contratos de la ANH: Son pagos realizados por las compañías petroleras a la ANH para poder ejecutar los contratos de E&P.</p> |

Fuente: IMCO con información de ingresos petroleros de la ANH en Datos, Estados Financieros; Participación estatal en la renta, Asociación Colombiana de Petróleo; Banco de la República de Colombia, Series Estadísticas- Producción, Salarios y Empleo y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Marco Fiscal de Mediano Plazo.

Los TEA tienen como objetivo la evaluación del potencial hidrocarburífero de un área. Estos consisten en un permiso con un máximo de duración de 24 meses, con la posibilidad de obtener un contrato E&P en el área estudiada, al presentar un proyecto exploratorio.⁸⁵

80. Ecopetrol (2012). *Informe de funcionamiento de la junta directiva y sus comités*. Obtenido en: http://www.ecopetrol.com.co/documentos/79805_Informe_de_Funcionamiento_Junta_Directiva_Gesti%C3%B3n_2012.pdf

81. Este sistema está conformado por los recursos provenientes de recursos minerales. Estos recursos no forman parte del presupuesto nacional y se destinan a proyectos de desarrollo económico, social y ambiental. Véase más en: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=10>

82. Departamento Nacional de Planeación, (Abril, 2012). *Sistema General de Regalías*. Obtenido en: http://portalterritorial.gov.co/apc-aa-files/7515a587f-637c2c66d45f01f9c4f315c/Regalias_DNP.pdf

83. Vale la pena aclarar que el estado colombiano es un estado unitario, y sus divisiones territoriales no son estados – son departamentos, nombre que implica que son subdivisiones territoriales del estado colombiano.

84. López, Enrique, et al. (2012). La economía petrolera en Colombia. *Borradores de economía*. Num.692, p.50

85. *Ibid.*, p. 30

Capítulo 2. Las lecciones para México

Desde 2007, la licitación se realiza por medio de rondas en las que se adjudican las áreas a ser explotadas. Éstas tienen como objeto asignar áreas determinadas para la exploración y explotación de los hidrocarburos. Para ello, la ANH selecciona las propuestas más favorables.⁸⁶ Hasta 2010, se habían asignado 188 bloques⁸⁷ a través de estas rondas.⁸⁸

Las rondas ofrecen tres tipos de bloques. Los Tipo 1 (o mini ronda) que son bloques de E&P para cuencas maduras, los Tipo 2 o bloques con prospectiva pero sin mucha información, y los bloques Tipo 3 que cuentan con poca información y mayor riesgo, destinados a contratos TEA.⁸⁹

Tabla 2.8 Resultado de las rondas convocadas por la ANH hasta 2010

| Proceso | Bloques ofertados | Bloques asignados | Área asignada (millones de hectáreas) |
|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------------|
| Ronda Caribe 2007 | 13 | 9 | 2.5 |
| Mini Ronda 2007 | 38 | 12 | 0.25 |
| Crudos pesados | 8 | 8 | 12.7 |
| Ronda Colombia 2008 | 43 | 22 | 4.2 |
| Mini Ronda 2008 | 102 | 42 | 1.9 |
| Ronda Colombia 2010 | 230 | 95 | 10.05 |

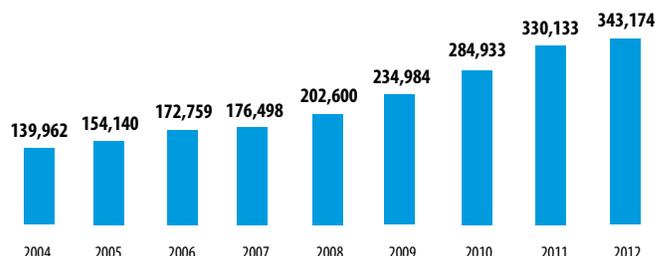
Fuente: Ministerio de Minas y Energía

2.5.3 Actividades en *upstream*

En términos de producción de petróleo, Ecopetrol es la empresa colombiana más importante. Domina la industria nacional con más de

343,174 bpd (barriles promedio día calendario), que representan 36% de la producción.⁹⁰ Su producción de crudo creció más de 240% entre 2004 y 2012.⁹¹

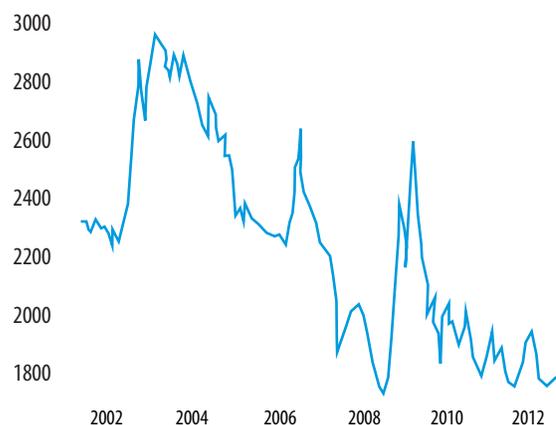
Gráfica 2.4 Producción de crudo. Ecopetrol 2004-2012 bpd.



Fuente: Informe Estadístico Petrolero Ecopetrol

El desarrollo del sector de hidrocarburos en Colombia ha contribuido al buen desempeño de la economía, que creció 1.7% en 2009 (en el contexto de la crisis financiera global), 4% en 2010 y 6% en 2011. Lo anterior a pesar de la importante apreciación del peso colombiano en los últimos años, en buena medida atribuible a la exportación de petróleo (ver gráfica 2.5).

Gráfica 2.5 Tipo de cambio, pesos colombianos por dólar



Fuente: IMCO con base en información de Wolfram Alpha

Por otra parte, el éxito de Ecopetrol se refleja también en los mercados de valores. La gráfica 2.6 muestra los precios de las acciones de Ecopetrol y Petrobras a lo largo del tiempo. En el eje vertical derecho se muestran los porcentajes de incremento en el valor de la acción en el tiempo. En el caso de Ecopetrol, en la oferta pública inicial en la Bolsa de Bogotá

86. Para poder presentar una propuesta los interesados deben de comprar un paquete de información, en caso de obtener el bloque, éstos no deben de pagar una cuota o bono de asignación. Obtenido en: http://www.rondacolombia2012.com/images/Instructivo_Compra_Paquetes_de_informacion_ronda_2012_2.pdf y http://www.rondacolombia2012.com/images/presentaciones/contrato_e_p.pdf

87. Zamora, Armando (Julio, 2010). *Rendición de cuentas. Sector Minero Energético. Agencia Nacional de hidrocarburos*. Obtenido en: <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/OLGA%20BAQUERO/AHN-VILLAVICENCIO.pdf>

88. En diciembre de 2012 concluyó la Ronda Colombia 2012. Según el sitio oficial de la ANH se dictaron 51 resoluciones de adjudicación. Véase más en: <http://www.rondacolombia2012.com/index.php/17-noticia-lanzam>

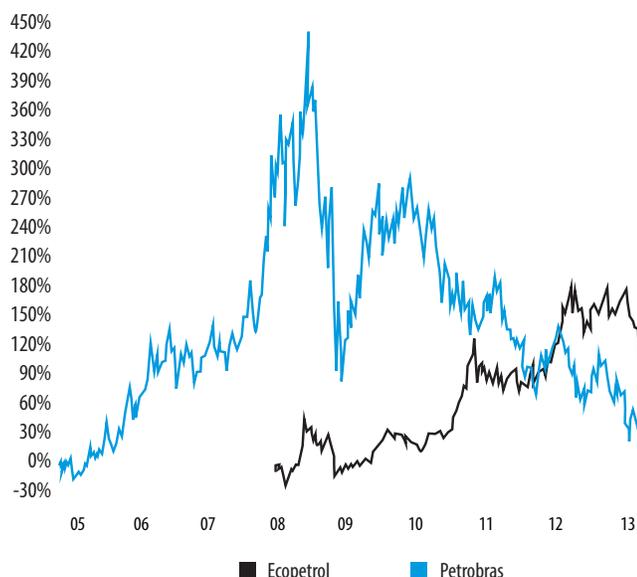
89. ACP hidrocarburos (2012). Edición No. 1. Obtenido en: <http://www.acp.com.co/assets/documents/Asuntos%20Publicos/comunicaciones/Publicaciones/Revisita%20ACP.pdf>

90. Asociación Colombiana del Petróleo (Marzo, 2012). *Informe estadístico petrolero*. Obtenido en: http://www.acp.com.co/index.php?option=com_k2&view=item&id=12:informe-estad%C3%ADstico-petrolero&Itemid=67

91. *Ibid.*

de noviembre de 2007, obtuvo 2,800 millones de dólares. Las acciones subieron más de 100% desde que empezó a cotizar en la bolsa, mientras que las acciones de Petrobras tan sólo han aumentado en 30% desde el 2004, con una tendencia decreciente desde 2010.

Gráfica 2.6 Comparación de comportamiento de las acciones de Ecopetrol (ECOPETROL: CO) y Petrobras (PETR3: BZ). Enero 2004-Abril 2013



Fuente: www.marketwatch.com

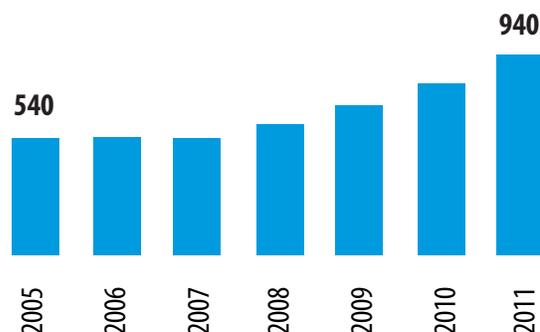
El nuevo modelo ha sido un éxito para Colombia. Entre 2005 y 2011 la producción de crudo aumentó 73%, el número de pozos explorados pasó de 35 a 127 y la actividad de levantamiento sísmico se duplicó en el mismo periodo.⁹² Las reglas claras de juego, la forma de adjudicar los distintos bloques según su tipo y las distintas modalidades de contratos han atraído a empresas de distintos tamaños. Las empresas pequeñas encuentran oportunidades en campos pequeños, que aunque no generan grandes economías de escala, tienen un marco regulatorio y fiscal atractivo para invertir en esa escala.⁹³ Por otra parte, las grandes compañías petroleras se enfocan en campos con mayores prospectivas.⁹⁴

En 2010, 48 compañías participaron en la producción de crudo en Colombia⁹⁵ y cerca de 150 participaron en toda la cadena de valor.⁹⁶ La

92. Asociación Colombiana del Petróleo (Marzo, 2012). *Op. Cit.*
 93. Americas Society and Council of the Americas (Diciembre, 2010). *Colombia's Energy Renaissance*. Obtenido en: <http://www.as-coa.org/sites/default/files/ColombiasEnergyRenaissance.pdf>
 94. *Ibid.*
 95. Asociación Colombiana del Petróleo (Marzo, 2012). *Op. Cit.*
 96. Americas Society and Council of the Americas (Diciembre, 2010). *Op. Cit.*

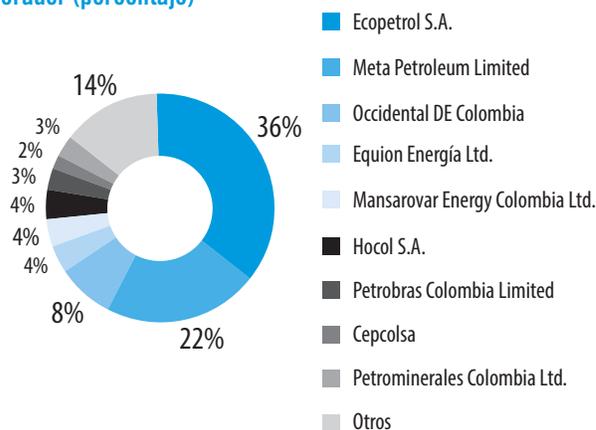
inversión extranjera directa en el sector pasó de 278 millones de dólares en 2004 a 5,083 millones de dólares en 2011.⁹⁷ En este periodo surgieron empresas privadas como Pacific Rubiales y Canacol.⁹⁸ Pacific Rubiales es la compañía petrolera privada más grande de América Latina y la segunda empresa productora de petróleo en Colombia⁹⁹ con 22% de la producción total.¹⁰⁰ También tiene operaciones en Perú y Guatemala.

Gráfica 2.7 Producción total de crudo en Colombia, 2005-2011* (miles de barriles diarios)



Fuente: EIA. *Incluye líquidos del gas

Gráfica 2.8 Distribución de la producción total de crudo 2011, según operador (porcentaje)



Fuente: IMCO con base en Ecopetrol (2011). Informe Estadístico Petrolero

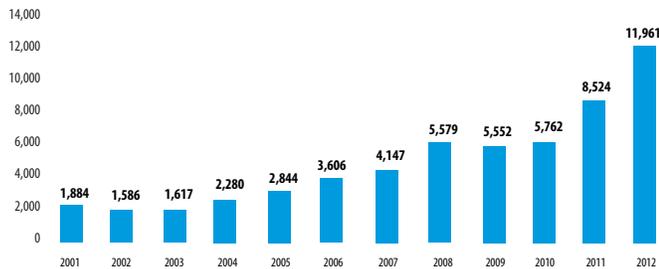
A pesar de no ser uno de los países más atractivos en reservas petroleras, el sector de hidrocarburos colombiano se ha convertido en uno de los más dinámicos de la región. Esto se refleja en tasas de crecimiento

97. Asociación Colombiana del Petróleo (Marzo, 2012). *Op. Cit.*
 98. Americas Society and Council of the Americas, (Diciembre, 2010). *Op. Cit.*
 99. Bajo el nombre de Meta Petroleum Limited y Pacific Stratus Limited
 100. Asociación Colombiana del Petróleo (Marzo, 2012). *Op. Cit.*

Capítulo 2. Las lecciones para México

anuales mayores a 15% desde el 2008,¹⁰¹ y en los mayores ingresos fiscales petroleros. Según cifras oficiales, los ingresos petroleros del sector representaron 2.56% del PIB y 16.72% de los ingresos del gobierno en 2011. Ello implica un crecimiento de 260% desde 2004, año posterior al cambio en la política energética.¹⁰²

Gráfica 2.9 Ingresos petroleros en Colombia (miles de millones de dólares)



Fuente: IMCO. La información de ingresos petroleros se obtuvo de la: Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH en Datos, Estados Financieros; Participación estatal en la renta, Asociación Colombiana de Petróleo; Banco de la República de Colombia, Series Estadísticas- Producción, Salarios y Empleo y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Marco Fiscal de Mediano Plazo.

Nota: El tipo de cambio es a dólares constantes de 2005 con base en Banco de la República de Colombia, Series Estadísticas- Tasas de cambio.

Este dinamismo se refleja también en la Bolsa de Valores de Bogotá. De 89 empresas colombianas registradas en abril de 2013, 14 provienen del sector de hidrocarburos, 50% están calificadas con una liquidez alta¹⁰³ y la mitad restante con una liquidez baja.¹⁰⁴ Asimismo, desde 2010 seis empresas energéticas estadounidenses también cotizan en la Bolsa Colombiana: Anadarko Petroleum Corporation, Chevron Corporation, ExxonMobil Corporation, Gran Tierra Energy Inc., Murphy Oil Corporation y Schlumberger NV.¹⁰⁵

Por otra parte, el papel de la ANH como regulador que determina reglas claras que aplican por igual a todas las compañías, ha sido un deto-

nante tanto de la inversión, como de la exploración y de la producción. Ecopetrol continúa siendo la empresa líder en el país y se ha fortalecido a consecuencia de los cambios en el sector. Las regalías provenientes del sector han aumentado constantemente desde su reestructuración (entre 2004 y 2011 aumentaron 219% en términos reales).¹⁰⁶ Las actividades de exploración que actualmente se realizan permitirán que Colombia continúe siendo un país exportador de crudo y autosuficiente en energía.

2.5.4 Actividades en *downstream*

En este segmento de la cadena participan operadores públicos y privados especializados. En el caso de transporte, Colombia tiene seis oleoductos¹⁰⁷ que llevan la producción de crudo hacia las refinерías para consumo interno y cuatro de ellos están conectados a terminales de exportación hacia el Caribe.¹⁰⁸ En diciembre de 2010, Ecopetrol anunció la asociación con un consorcio internacional para desarrollar el Oleoducto Bicentenario. El consorcio está formado por siete compañías productoras de crudo: Ecopetrol S.A., Pacific Rubiales Energy, Petrominerales Colombia Ltd., Hocol S.A., Canacol Energy S.A., Vetra Exploración y Producción S.A.S, y Grupo C&C Energy (Barbados) Ltd. Este proyecto se inició debido al aumento en la producción de crudo del país con la expectativa de aumentar, en una primera fase, la capacidad de transporte de crudo en 600,000 bd.¹⁰⁹

La refinación y sus actividades relacionadas están bajo el control estatal a través de Ecopetrol. Los precios de los refinados son regulados por el Ministerio de Minas,¹¹⁰ mientras que la ANH regula el precio al cual se debe de vender el crudo de concesión destinado a la refinación para uso dentro del país.¹¹¹ El código de petróleos da prioridad al abastecimiento del mercado interno de refinados y una vez cumplido este requisito los productores pueden exportar.¹¹² Los principales refinados obtenidos en Colombia son gasolinas, derivados medios y combustóleo (fuel-oil). De acuerdo con la EIA, en 2012 Colombia registró una capacidad de refina-

101. Cabrales, Orlando (Marzo, 2012). *La política petrolera gubernamental*.
102. Cálculo IMCO con información de: Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH en Datos, Estados Financieros; Participación estatal en la renta, Asociación Colombiana de Petróleo; Banco de la República de Colombia, Series Estadísticas- Producción, Salarios y Empleo y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Marco Fiscal de Mediano Plazo.
103. Canacol Energy LTD, Ecopetrol S.A., Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Isagen S.A. E.S.P., Petrominerales LTD, Pacific Rubiales Energy Corp
104. Biomax biocombustibles S.A., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Gas Natural S.A. E.S.P., Proenergía Internacional S.A., Promigas S.A. E.S.P., Sociedad de Inversiones de Energía
105. INFOVALMER (2013). *Boletín Informativo de acciones*. Valoración a 30 de abril de 2013. Entidad vigilada por la superintendencia fiscal de Colombia. Información proporcionada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

106. Cabrales, Orlando, *Op. Cit.*
107. Estos ductos son: Orensa, Caño Limón – Coveñas, Oleoducto del Alto Magdalena (OAM), Oleoducto de Colombia (ODC), Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL), Oleoducto Transandino. Información obtenida de Memorando de Información. Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011. Obtenido en: http://www.bicentenario.com.co/single.php?id_int_single=18&idsingle=2
108. EIA (2013). *Ficha de análisis Colombia*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CO>
109. Proyecto Oleoducto Bicentenario Petróleo por Colombia. Obtenido en: http://www.bicentenario.com.co/index.php?idsingle=13&id_int_single=0
110. Ministerio de Minas (2013). Obtenido en: <http://www.minminas.gov.co/mme/>
111. Asociación Nacional de Hidrocarburos (2013). Obtenido en: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=13>
112. López, Enrique, *et al.*, (2012). La economía petrolera en Colombia. *Borradores de economía*. Num.692, p.51 y 52

ción de 290,850 a través de las cinco refinerías en manos de Ecopetrol.¹¹³ La planta de Cartagena anteriormente pertenecía a la operadora Glencore International. Sin embargo, en 2009 Ecopetrol compró el 100% de la refinería, con lo cual hoy controla totalmente esta fase de la cadena. La decisión de Ecopetrol se debió a que Glencore no pudo conseguir financiamiento para la ampliación de la refinería, debido a la crisis económica del 2008, la caída de los precios internacionales del crudo y la baja calificación crediticia de la propia Glencore. Por ello, Ecopetrol tomó en sus manos el proyecto.¹¹⁴

2.5.5 Conclusión

Colombia tiene sin duda un modelo de sector de hidrocarburos flexible, dinámico y que está diseñado para permitirle al Estado maximizar el valor de la renta petrolera, mayoritariamente en el *upstream*. En los últimos años se han logrado ver los resultados de este arreglo institucional. La decisión de política energética de invitar a múltiples empresas a participar y poner el capital en manos de ciudadanos e inversionistas, se ha traducido en un esquema muy virtuoso de crecimiento de reservas, producción y capacidades tecnológicas.

2.6 Noruega: Un modelo eficiente de gestión del sector

2.6.1 Panorama general

El sector petrolero noruego surgió a finales de la década de los cincuenta. La estrategia inicial del gobierno para desarrollar este sector consistió en beneficiarse de la experiencia y tecnología de compañías extranjeras. Para ello se creó un marco legal y económico capaz de regular y limitar dichas participaciones a fin de facilitar la transferencia de tecnología y el desarrollo de las capacidades locales.¹¹⁵ Es decir, sin negar la participación de otros operadores que desarrollaran y explotaran los yacimientos, el Estado fue adquiriendo tecnología y forjando capital humano través de su operador, Statoil.

Statoil ASA es una compañía de energía internacional con operaciones en más de 40 países. Fue creada en 1972, privatizada parcialmente en 2001 y fusionada con la división de petróleo y gas de Norsk Hydro en 2007. Es una de las comercializadoras netas de crudo más grandes del mundo. También es la segunda mayor empresa exportadora de gas en

Europa. Actualmente, el Estado es el accionista mayoritario con 67% de las acciones.¹¹⁶

2.6.2 Diseño institucional

El modelo noruego se puede resumir como “la fusión de mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector petrolero respecto a lo que podría obtenerse por la sola venta de gas y petróleo”.¹¹⁷ Parte del éxito de este modelo se debe a la definición clara de objetivos que determinan la organización del sector. Desde un principio, el objetivo principal del modelo ha sido maximizar el valor de la renta petrolera para fortalecer el sistema de pensiones noruego. Otros objetivos específicos son: incrementar las reservas de yacimientos de petróleo y gas, proteger al medio ambiente, aumentar la inversión para investigación y desarrollo y optimizar la recuperación de hidrocarburos de las reservas en explotación. Algunos mecanismos para lograr estos objetivos son controlar los costos y mejorar la coordinación entre concesionarios (operadores).¹¹⁸

Para cumplir con estos objetivos, la organización del sector petrolero está dividida en tres áreas. Éstas son:

- Autoridades políticas y gubernamentales (parlamento y ministerios de gobierno)
- Entidades técnicas y de supervisión (directorados, agencias reguladoras)
- Empresas petroleras –operadores– (nacionales y extranjeras).¹¹⁹

El Parlamento define el marco regulatorio que rige las actividades petroleras. El gobierno, a través de los diferentes ministerios, ejerce las políticas del sector (ver tabla 2.9). Todas las actividades petroleras, desde la adjudicación de las licencias hasta el desmantelamiento de los campos, están sujetas a aprobaciones oficiales y permisos.¹²⁰

113. EIA (2013). *Op. Cit.*

114. Portafolio, (30-08-2012). *Ampliación de Reficar se encareció por planta de propileno*. Obtenido en: <http://www.portafolio.co/negocios/ampliacion-reficar-se-encarecio-planta-propileno>

115. Estrada, Javier H. (2007). El Modelo Petrolero Noruego y sus Beneficios. *Economía Informa*. Núm. 347, Julio-Agosto. p. 87

116. Statoil (2011). Reporte anual 2011. Obtenido en: <http://www.statoil.com/annual-report2011/en/thisisstatoil/pages/thisisstatoil.aspx>

117. Estrada, Javier H. (2007). *Op. Cit.*

118. IMCO con base en información del Directorado Noruego de Petróleo y el Ministerio de Energía y Petróleo

119. Estrada, Javier H. (2007). *Op. Cit.* p.92

120. MPE, DPN (2011). *Op. Cit.* p.16-19

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.9 Organización del sector petrolero en Noruega

| | Organismo | Función |
|----------------------|---|---|
| Legislación | Parlamento | Define el marco regulatorio que rige las actividades petroleras en Noruega. |
| | Ministerio de Petróleo (MPE) | Maneja los recursos petroleros de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Parlamento. |
| Instrumentadores | Directorado Noruego de Petróleo | Como asesor del MPE, propone medidas para maximizar la extracción de las reservas y se encarga de la asignación de bloques. |
| | Ministerio de Finanzas | Recolecta y administra los impuestos y tarifas que surgen de actividades petroleras. |
| | Ministerio del Medio Ambiente (MMA) | Implementa regulaciones para la preservación del medio ambiente. |
| | Ministerio del Pesca y Asuntos Costeros | Implementa medidas de contingencia en caso de derrames de aceite. |
| | Ministerio del Trabajo e Inclusión Social | Implementa regulaciones en materia de salud, seguridad y medio ambiente. |
| | Autoridad de la Seguridad Petrolera | Verifica el cumplimiento de regulaciones en materia de seguridad, medio ambiente laboral y medidas de contingencia necesarias en el sector petrolero. |
| Supervisores | Autoridad Noruega de Control Pesquero | Asegura el cumplimiento de la Ley de Control de la Contaminación y Asesora al MMA. |
| | Administración Costera Noruega | Vigila que el Estado se encuentre preparado para actuar en casos agudos de contaminación. |
| | Petoro AS Costera Noruega | Empresa 100% estatal por medio de la cual se realizan las inversiones del gobierno noruego. |
| Ejecutores estatales | Statoil ASA | Operador petrolero estatal mixto verticalmente integrado, desempeña actividades de upstream y downstream en Noruega y en otros países. |
| | Gassco ASA | Empresa 100 % estatal encargada de operar eficientemente el transporte de gas. |

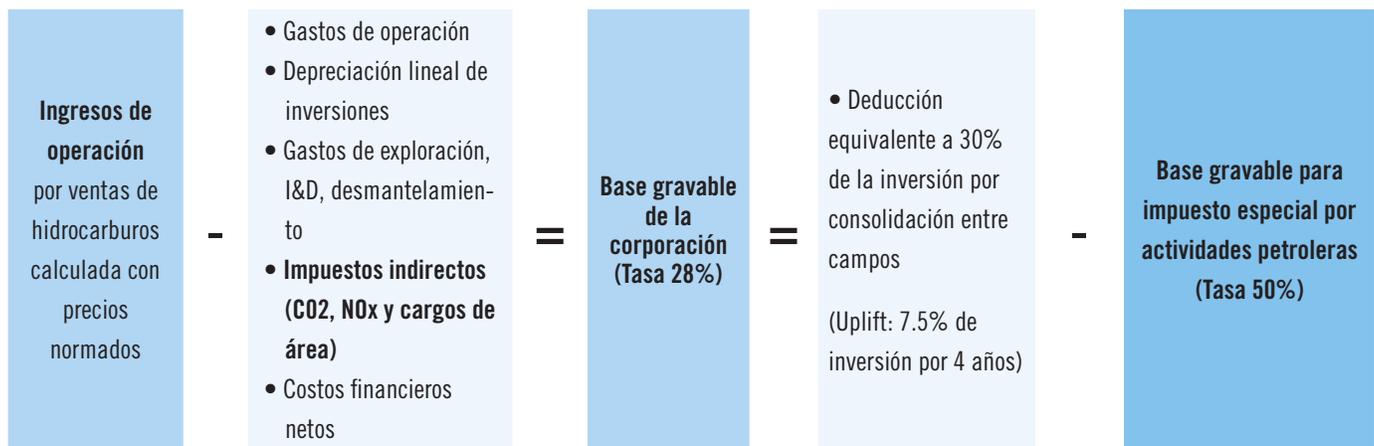
Fuente: IMCO con información del DNP y del Ministerio del Petróleo

El Directorado Noruego de Petróleo (DNP) es una agencia gubernamental independiente y especializada que asesora al Ministerio de Petróleo y Energía. Su objetivo es plantear medidas para maximizar el valor económico de las actividades petroleras. Esto lo hace a través de criterios para garantizar la gestión prudente y segura de los recursos no renovables. La prevención de accidentes y el cuidado al medio ambiente son funciones centrales de esta agencia. Además, para lograr sus objetivos, la agencia se encarga de recolectar información sobre la Plataforma Continental

Noruega (PCN). Asimismo, junto con otros organismos, da seguimiento exhaustivo a las actividades petroleras.¹²¹ El diseño del DNP es un modelo exitoso de agencia regulatoria y ha servido como precursor del modelo brasileño y más recientemente del modelo colombiano.

121. Directorado Noruego de Petróleo (2011). Obtenido en: <http://www.npd.no/en/About-us/>

Figura 2.3 Cálculo de impuestos petroleros



Fuente: Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega

Nota: Los precios normados los fija el Consejo de Precios de Petróleo y sirve para estimar los ingresos de los operadores únicamente con fines fiscales. La mayoría del petróleo que se produce en la PCN se vende entre compañías filiales, lo que podría reducir el precio de venta del producto. En estos casos, los precios normados buscan reflejar a qué precio se hubiera vendido el petróleo si éste se hubiera vendido entre compañías independientes.

Además de Statoil, Noruega cuenta con dos empresas paraestatales del sector: Gassco y Petoro AS. Petoro AS es la entidad financiera por medio de la cual el gobierno noruego invierte en el sector y cuida los intereses financieros del Estado. Ésta administra el Interés Financiero Directo del Estado (SDFI por sus siglas en inglés). El SDFI es una especie de fondo estatal con el que se invierte en campos de petróleo y gas, ductos e instalaciones en tierra. Como cualquier otro inversionista, el Estado cubre parte de la inversión y de los costos para recibir a cambio una porción del ingreso de las licencias de producción.

La Ley de Hidrocarburos (Petroleum Act) establece que el Estado es el dueño de los recursos en el subsuelo de la PCN. Por esta razón sólo el Estado tiene el poder de otorgar licencias de exploración y producción.¹²² Las licencias de exploración no son exclusivas, y varios operadores las pueden adquirir en aquellas zonas donde no se han asignado licencias de producción. Las licencias de este tipo se otorgan para recabar información geográfica, química, física y técnica. Por el contrario, las licencias de producción son exclusivas y comprenden desde la exploración hasta el plan de desmantelamiento al término de las operaciones.

En Noruega, las actividades petroleras generan ingresos fiscales muy significativos. En primer lugar, las compañías pagan un impuesto ordinario sobre las utilidades del 28%, igual al que se cobra a cualquier otra

corporación.¹²³ En segundo lugar, el gobierno cobra un impuesto especial adicional de 50%, debido a las rentas extraordinarias que recibe normalmente este sector. En tercer lugar, se cobran impuestos ambientales por emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nítrico (NO_x), así como un cargo por área. Esta última cuota se fija con el propósito de que el operador no ocupe un bloque si no tiene la intención de explorarlo y explotarlo, con lo que se busca aumentar la actividad en las zonas concesionadas¹²⁴ (ver Figura 2.3).

Los ingresos petroleros que recibe el Estado se componen del dividendo de Statoil, los ingresos del SDFI, y los ingresos tributarios y no tributarios que pagan las empresas extranjeras¹²⁵ (ver tabla 2.10).

122. Estrada, Javier H. (2003). *Efectos de la regulación en exploración y explotación de petróleo sobre el desarrollo del sector de hidrocarburos en Noruega, Brasil y Alberta, Canadá, y sobre sus empresas petroleras estatales. Perspectivas para Pemex en caso de regulaciones similares en México*. México, D.F.

123. Sin ser específico, el DNP hace referencia a que el sistema impositivo petrolero se basa en las regulaciones noruegas de impuestos ordinarios a corporaciones más el impuesto especial por rentas excesivas del sector. Véase más en: <http://www.npd.no/en/publications/facts/facts-2010/chapter-3/>

124. *Ibid.* p.19-20

125. *Ibid.* p.24

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.10 Ingresos tributarios y no tributarios de los hidrocarburos en Noruega

| | |
|---------------------------------------|--|
| <p>Ingresos tributarios</p> | <p>Impuesto ordinario: La tasa de este impuesto es del 28% sobre las utilidades. El sistema tributario del petróleo está conformado por las reglas ordinarias de los impuestos corporativos, que se especifican en la Ley de Impuestos de Petróleo (Ley 35 del 13 de junio de 1975) relacionada con los impuestos a los depósitos de petróleo submarinos.</p> <p>Impuesto especial: La tasa es del 50%. Además del impuesto ordinario y debido a la alta rentabilidad económica de la explotación de hidrocarburos, existe un impuesto especial sobre las utilidades con el propósito de que los beneficios de esta industria se administren por el Estado. Este impuesto se cobra una vez que se descuenta de la deducción equivalente a 30% de la inversión por consolidación.</p> <p>Impuestos Ambientales: Por emisiones de dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno.</p> |
| <p>Ingresos no tributarios</p> | <p>Regalías: Es el beneficio originado por el derecho sobre la propiedad del recurso natural.</p> <p>Renta: Es una cuota por área (típicamente por km²) que el operador paga al Estado anualmente. El propósito es que el operador no ocupe un bloque si no tiene la intención de explorarlo y explotarlo.</p> <p>Interés Directo Financiero del Estado (en inglés State's Direct Financial Interest, SDFI). Es un sistema a través del cual el Estado es propietario de una parte de los campos de petróleo y gas, ductos e instalaciones terrestres. El Estado cubre parte de los costos y gastos de inversión, a cambio de una porción del ingreso que genere la licencia de producción.</p> <p>Dividendos: El estado noruego es dueño de 67% de las acciones de Statoil. Por este hecho, el Estado recibe utilidades o dividendos como accionista.</p> |

Fuente: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy/ Norwegian Petroleum Directorate, 2012, *The Norwegian Petroleum Sector, Facts 2012*

En total, en 2010 los ingresos fiscales generados por el sector de hidrocarburos representaron 10.3% del PIB del país (ver gráfica 2.10) y 19% de los ingresos del gobierno general noruego.¹²⁶ De estos ingresos, los dividendos directos de Statoil pagados al Estado (como accionista de la empresa) fueron de 12.8 mil millones de coronas, es decir, 2.1 mil millones de dólares, y 4.7% de los ingresos petroleros totales.¹²⁷

La visión intergeneracional del modelo noruego se materializa a través del Fondo Global de Pensiones Gubernamentales (originalmente llamado Fondo Noruego del Petróleo). En él se invierten los ingresos de las actividades petroleras con el fin de no alterar las finanzas públicas, preservar la competitividad del tipo de cambio y garantizar beneficios para las generaciones futuras. El fondo se creó en 1990 y lo opera el banco central (Norges Bank). Al cierre de 2012, el fondo valía 3.8 billones de coronas

noruegas,¹²⁸ es decir, más de 655 mil millones de dólares,¹²⁹ cifra equivalente a 1.15% del PIB global.¹³⁰

La operación del fondo sigue reglas muy estrictas. La más importante, desde 2001, dicta que el gobierno sólo puede gastar alrededor del 4% del rendimiento del fondo. El capital del fondo está diversificado, aproximadamente 60% en acciones de mercados internacionales, 35-40% en bonos soberanos y corporativos y un máximo de 5% en bienes raíces. Las inversiones se hacen en más de 70 países, a excepción de Noruega, para no afectar la competitividad de las exportaciones a través de la apreciación de la moneda. La mayoría de las inversiones se realizan en Europa y Norteamérica, además de algunos mercados emergentes.¹³¹

126. IMCO con base en OCDE, 2012, Obtenido en: <http://stats.oecd.org/Index.aspx?QueryId=40568> y Norwegian Ministry of Petroleum and Energy/Norwegian Petroleum Directorate, (2012). *The Norwegian Petroleum Sector, Facts 2012*. Obtenido en: <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2011/>

127. En 2012 Statoil pagó 137.2 miles de millones de coronas como impuestos, es decir, 22,698.33 millones de dólares (considerando el tipo de cambio 6.0444982 a 2012) Obtenido en: <http://stats.oecd.org/Index.aspx?QueryId=40568>. Ver reporte financiero en Statoil, Annual Report on Form 20-F 2012. Obtenido en: <http://www.statoil.com/Annual>

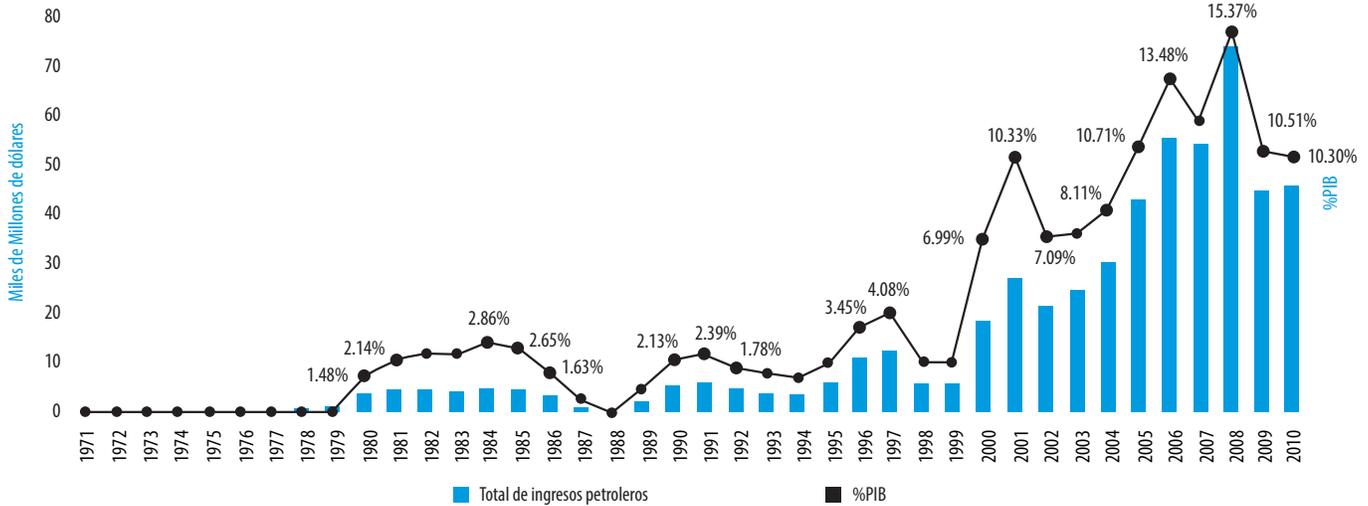
128. Norges Bank Investment Management (2012). *Fondo Global de Pensiones Gubernamentales, Reporte anual 2012*. Obtenido en: <http://www.nbim.no/Global/Reports/2012/Annual%20report/Annual%20report%2012.pdf>

129. *Ibid.* Para la conversión a dólares se usó un tipo de cambio anual de 5.8210 coronas noruegas por dólar, reportada para 2012 por Norges Bank en: <http://www.norges-bank.no/en/price-stability/exchange-rates/>

130. Suponiendo un PIB global de 5.66×10^{13} dólares a finales de 2012. Cálculos IMCO con datos de WolframAlpha y el FMI. Con cifras parciales a marzo de 2013 el valor del fondo se registró en 4.04 billones de coronas, es decir 146% del PIB noruego y 1.25% del PIB mundial.

131. Norges Bank Investment Management (2013). *Government Pension Fund Global – Holdings*. Obtenido en: <http://www.nbim.no/en/Investments/holdings-/>

Gráfica 2.10 Ingresos petroleros en Noruega como porcentaje del PIB (miles de millones de dólares)



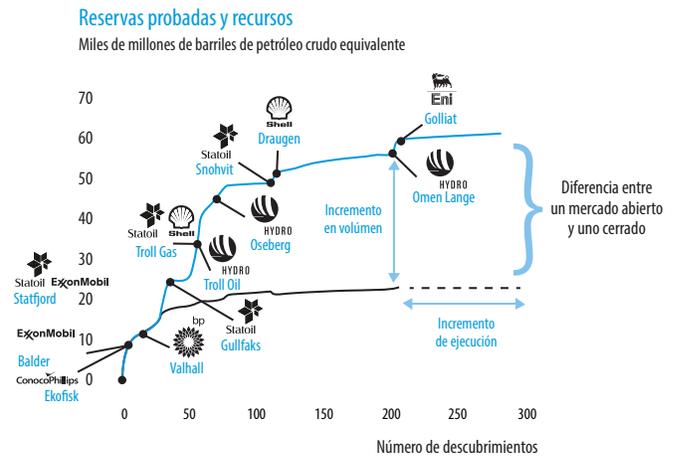
Fuente: IMCO con base en OCDE, (2012) Obtenido en: <http://stats.oecd.org/Index.aspx?QueryId=40568> y en Norwegian Ministry of Petroleum and Energy/Norwegian Petroleum Directorate (2012). The Norwegian Petroleum Sector, Facts 2012. Obtenido en: <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2011/>

Aunque desde 2006 el fondo cambió de nombre a Fondo Global de Pensiones Gubernamentales, éste no se ha usado para hacer frente al gasto en el rubro de jubilaciones. De acuerdo con el Norges Bank, no se ha tomado una decisión sobre cuándo empezará a cubrir el gasto en pensiones. Sin embargo, ante el envejecimiento de la población, el fondo es un instrumento que tiene el gobierno para poder hacer frente al incremento esperado en el gasto de pensiones en el futuro.¹³²

2.6.3 Actividades en *upstream*

La apertura, a través de la llegada de inversiones y la entrada de nuevos jugadores en la década de los 70, ayudó a acelerar el crecimiento del sector. En la gráfica 2.11, la línea azul muestra que con la participación de varios operadores las reservas probadas y los recursos aumentaron. Al compararlo con la línea roja, que muestra lo que hubiera logrado Statoil en ausencia de competencia, es claro que la diversidad de operadores permitió acelerar la incorporación de más reservas y recursos.

Gráfica 2.11 Incremento acumulado de reservas y recursos contra descubrimientos*



Fuente: Wood McKenzie en *The Norwegian Energy Model*, Helge Hove Haldorsen, VP Strategy Statoil, presentación en la Embajada Noruega en la Ciudad de México, 22 de junio de 2012.

Nota: (*) Reservas probadas y recursos desde la apertura en 1972

Desde las primeras rondas de licitación, el Estado noruego sometió a concurso un número limitado de bloques, dando preferencia a aquellos con mayor probabilidad de contar con yacimientos. Por esto, los primeros campos fueron de magnitudes significativas. A la fecha, estos campos ya son maduros y su producción ha decrecido. De 2005 a 2011 la producción de crudo de Noruega disminuyó 33%, pasando de 2,978 mbd a 2,007 mbd.¹³³

132. Norges Bank Investment Management (2011). *Government Pension Fund Global*. Obtenido en: <http://www.nbim.no/en/About-us/Government-Pension-Fund-Global/>

133. Según información de la EIA e incluye líquidos del gas. Obtenido en: www.eiagov

Capítulo 2. Las lecciones para México

En consecuencia, la producción de petróleo y gas está repartida en un mayor número de campos más pequeños.¹³⁴

En 2009, Noruega se ubicó como el segundo exportador y el quinto productor de gas natural, mientras que en 2010 fue el séptimo exportador de petróleo. El sector petrolero representa cerca de 21% del total del valor agregado generado en el país, siendo la mayor industria nacional.¹³⁵ Esta cifra duplica el valor agregado que representa esta industria en México, el cual es menor al 10%.¹³⁶

2.6.4 Actividades de *downstream*

Al igual que la exploración y producción de hidrocarburos, las actividades de *downstream* están abiertas a la participación privada y extranjera. El Estado noruego se encarga de la operación de los oleoductos y las terminales petroleras al interior del país. Sin embargo, el oleoducto internacional que conecta los campos noruegos con Gran Bretaña es operado por ConocoPhillips en *joint venture* con Statoil.

Gassled es un *joint venture* de los dueños del sistema de transporte de gas ligado a la PCN. Gassled es operada a través de Gassco AS, una empresa 100% estatal responsable de coordinar y administrar los flujos de gas que pasan por los ductos del sistema hasta las terminales.¹³⁷ Todos los operadores (concesionarios) venden su propio gas pero Gassco es la herramienta del Estado para verificar que el transporte de gas se haga eficientemente.¹³⁸

De acuerdo con la EIA, Noruega tiene una capacidad de refinación de 319 mil bd. El país cuenta con dos grandes refinerías: Slagen, operada por ExxonMobil y Mongstad, operada por Statoil. Los mercados de productos refinados funcionan sin intervención de ninguna agencia del Estado, a diferencia de los países revisados anteriormente en los que se fijan y regulan los precios de estos productos.

2.6.5 Conclusión

El modelo noruego ha sido único desde su creación y fue el precursor de los modelos exitosos adoptados en países como Brasil y Colombia. Varios aspectos hacen del sector de hidrocarburos noruego una referencia obligada para países como México. En primer lugar, el modelo noruego tiene el objetivo primordial de maximizar el valor de la renta petrolera en beneficio de la sociedad actual y futura. Esta visión intergeneracional también incluye medidas de protección al medio ambiente. Este objetivo, a su vez, se basa en consideraciones específicas muy claras que están relacionadas con responsabilidades interministeriales que favorecen su cumplimiento.

En segundo lugar, el Fondo Global de Pensiones Gubernamentales, con sus estrictas reglas de operación, se ha convertido en un instrumento estratégico para maximizar el valor de la renta petrolera y garantizar que tenga una lógica intergeneracional. Además, la estructura del *downstream* y su funcionamiento permite que los mercados de productos refinados sean eficientes.

México podría beneficiarse de incorporar elementos fundamentales del modelo institucional noruego como son:

1. Maximizar el valor de la renta petrolera en beneficio de la sociedad actual y futura a través de un órgano regulador fuerte e independiente, una NOC sólida que compite con otros operadores por la atracción de inversión y talento. El diseño institucional y el marco regulatorio sin duda han permitido lograr estos resultados.
2. Creación de un fondo soberano que opera con una lógica intergeneracional dissociado claramente de los procesos políticos.
3. Un mercado eficiente de productos refinados donde los precios se fijan libremente sin intervención gubernamental.

2.7 Canadá: un mercado abierto en auge

2.7.1 Panorama general

El sector de hidrocarburos canadiense es uno de los más abiertos en el mundo. Las provincias tienen jurisdicción total sobre sus recursos energéticos y dictan su propia estrategia de integración logística y comercial con EUA.

Canadá es un país privilegiado en cuanto a potencial energético. Dispone de las terceras reservas probadas de crudo más grandes del mundo,

134. MPE, DPN (2011). *The Norwegian Petroleum Sector 2011, Facts*. p. 12. Obtenido en: <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2011/>

135. MPE, DPN (2011). *Op. Cit.* p.22

136. INEGI (2013). *Banco de Información Económica - Cuentas Nacionales*. Cifras a 2011.

137. El equivalente de Gassco en México sería Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). La diferencia es que dentro de PGPB se encuentran dos direcciones: Ductos y Gas Natural. Ductos es estrictamente transporte – similar a GASSCO- pero Gas Natural es la dueña del gas natural transportado por Ductos. Esto ha derivado en subsidios cruzados entre subsidiarias, lo cual ha inhibido la participación de terceros en la comercialización y en transporte.

138. MPE, DPN (2011). *Op. Cit.*

después de Arabia Saudita y Venezuela. Actualmente, Canadá es el sexto productor de petróleo a nivel mundial, con una producción de 3,592 mbd.¹³⁹ Canadá posee además 70% de las reservas mundiales de arenas bituminosas (depósitos saturados de un petróleo muy viscoso que por su forma no se perfora tradicionalmente sino que se excava como si fuera un mineral).¹⁴⁰

La producción de crudo ha crecido consistentemente desde 1999.¹⁴¹ Canadá ha logrado reemplazar la caída en la producción de los campos tradicionales con los recursos obtenidos en las arenas bituminosas y en la producción en campos marítimos. Canadá es exportador neto de crudo y lo seguirá siendo durante décadas, por el vasto potencial de las arenas bituminosas y una demanda nacional relativamente modesta (la población del país es de sólo 35 millones de personas, menos de un tercio de la de México).¹⁴² Actualmente, 60% del petróleo canadiense nacional es exportado, en su mayoría a EUA.

Canadá es el mayor proveedor tanto de crudo como de gas natural de EUA: en el 2012 las importaciones de crudo y gas canadiense representaron 28% y 90%, respectivamente, del total de las importaciones estadounidenses de estos recursos, mientras que las importaciones mexicanas de crudo representan únicamente el 9%.¹⁴³

2.7.2 Diseño institucional

Las provincias canadienses son las encargadas de regular la explotación de los recursos dentro de su territorio. La provincia de Alberta genera 75% de la producción de hidrocarburos. Prácticamente todas las reservas de arenas bituminosas se encuentran dentro de sus límites geográficos.

En Alberta, los recursos no renovables son administrados por el Ministerio de Energía de Alberta, que es la entidad que otorga los permisos de extracción. También administra y monitorea la eficiencia fiscal y el sistema de regalías. Asimismo, promueve la inversión en el sector, la eficiencia energética y la conservación ambiental dentro de la provincia. Además, para complementar el trabajo del Ministerio, cuenta con la Junta de Conservación de Recursos Energéticos, un tribunal creado para regular dichos recursos y asegurar que los acuerdos sean de interés público.¹⁴⁴

139. CIA (2012). *CIA World Factbook*. Obtenido en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2241rank.html?countryName=Canada&countryCode=ca®ionCode=noa&rank=7#ca>

140. World Energy Resources (2010). *Survey of Energy Resources*. Obtenido en: <http://www.worldenergy.org/publications/2010/survey-of-energy-resources-2010>

141. IEA (2010). *Oil and Gas Security: Canada*. Obtenido en: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada_2010.pdf

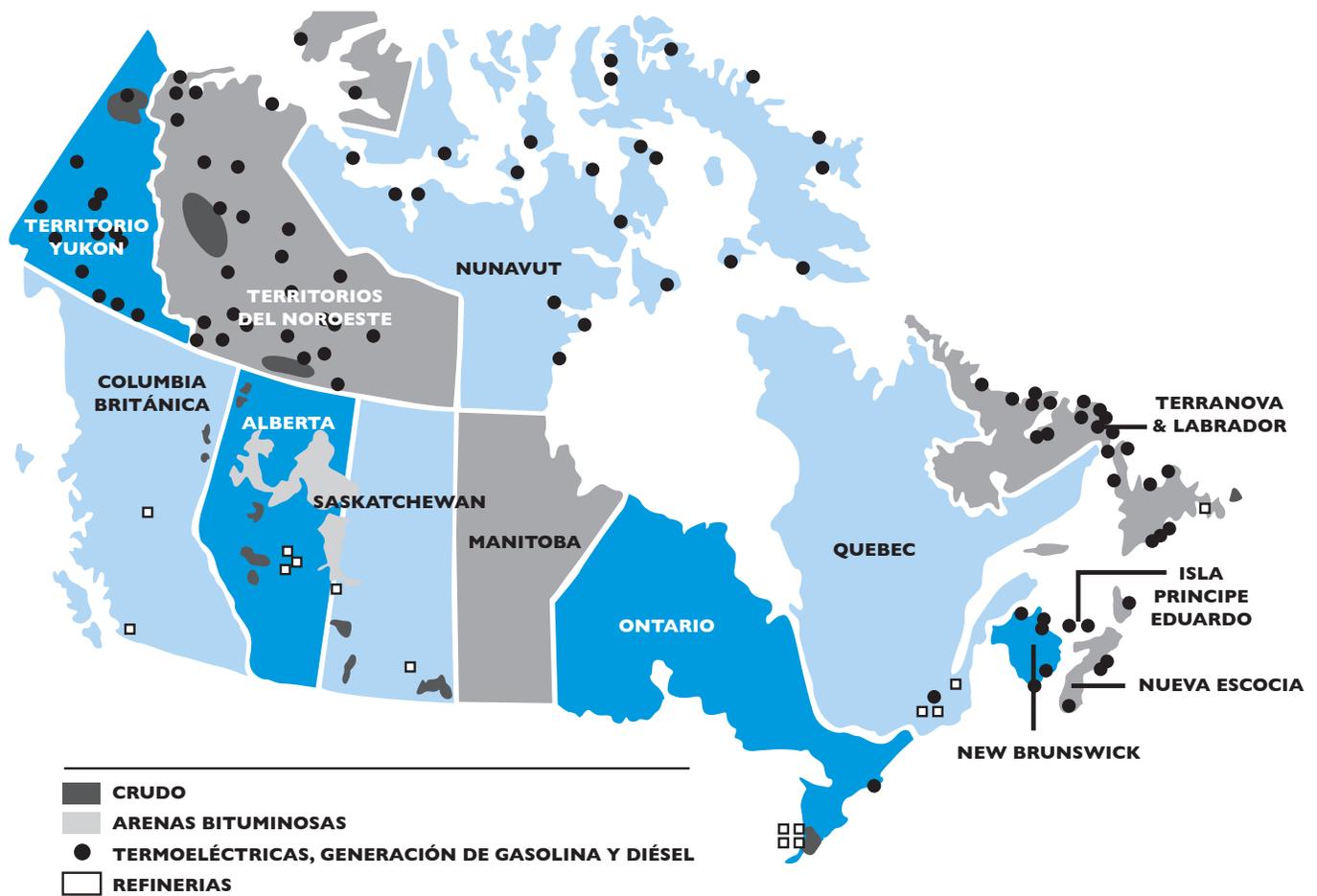
142. *Ibid.*

143. EIA. Obtenido en: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_a2_nus_ep00_im0_mbb1_m.htm

144. Obtenido en: <http://www.ercb.ca/about-us/who-we-are>

Capítulo 2. Las lecciones para México

Figura 2.4 Ubicación de los recursos petrolíferos en Canadá. 2010.



Fuente: Canadian Centre for Energy.

Las compañías petroleras –los operadores– pagan impuestos a los gobiernos en los tres niveles: federal, provincial y municipal. Sin embargo, las regalías se pagan solamente a nivel provincial.

En 1997, Alberta diseñó un esquema de regalías para incentivar la inversión en arenas bituminosas, que son fáciles de localizar pero que resultan mucho más caras de explotar que un yacimiento de petróleo convencional.¹⁴⁵ El esquema se reformó nuevamente en 2009 para atraer inversión en exploración y desarrollo de métodos alternativos de recuperación de petróleo, eliminando los programas especiales para fuentes no convencionales.¹⁴⁶ Las regalías toman en cuenta los costos y riesgos de cada tipo de producción para atraer mayores volúmenes de inversión.¹⁴⁷ En 2011, las regalías provenientes de las arenas bituminosas representaron más del 50% de los ingresos totales por regalías. A continuación se presenta una tabla que muestra el sistema fiscal en la provincia.

145. Alberta Energy, Price Waterhouse Coopers (2009). *Alberta's Royalty System: Jurisdictional Comparison*. Obtenido en: http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/Royalty_Jurisdiction.pdf

146. *Ibid.*

147. *Ibid.*

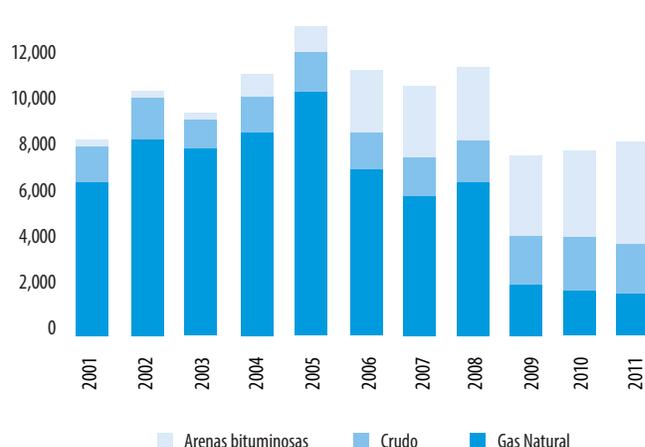
Tabla 2.11 Sistema fiscal para la producción de hidrocarburos en Alberta.

| Gravamen | Etapa de la producción | Descripción |
|---|---|--|
| Tarifa de entrada | Al momento de adquirir los derechos sobre el recurso | Para adquirir derechos sobre el recurso, las empresas deben participar en una subasta competitiva. Se otorgan derechos anuales (por hectárea) al mayor postor. |
| Tarifas de renta de la tierra | Preproducción y producción | Tarifa fija por hectárea de tierra arrendada. |
| Regalías | Producción | Los retornos se multiplican por la tasa de regalía correspondiente al nivel de producción |
| Impuesto sobre la renta a sociedades | Producción, una vez que se cuenta con ingresos tasables | Se pagan al gobierno federal y provincial. |
| Impuesto de propiedad mineral | Producción para compañías en tierras libres | Aplica para los desarrollo en territorios libres (no provincias) |
| Impuesto de propiedad municipal | Preproducción y producción | Impuesto basado en el valor de la tierra |

Fuente: Alberta Energy.

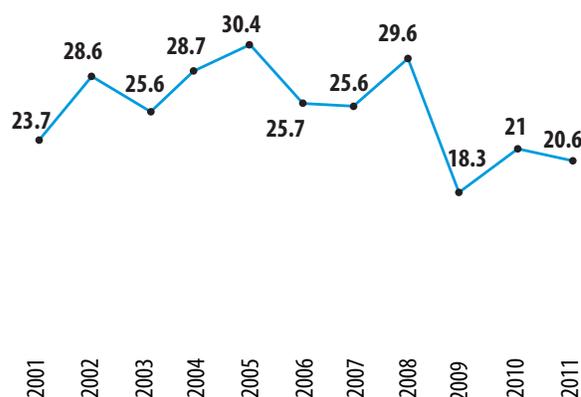
Como se puede ver en la gráfica 2.12, en años recientes las arenas bituminosas se han convertido en la principal fuente de ingresos por regalías en Alberta. En una década, su contribución pasó de ser marginal a representar casi 60% del total de regalías.

Gráfica 2.12 Regalías en Alberta según el tipo de hidrocarburo (millones de dólares)



Fuente: Alberta Energy.

Gráfica 2.13 Regalías como porcentaje de los ingresos totales de la provincia de Alberta



Fuente: Alberta Energy.

Al igual que en el esquema de regalías, las estructuras contractuales y los esquemas de asignación de bloques los define cada provincia. En Alberta se realizan ofertas públicas multianuales para arrendar tierras delimitadas.¹⁴⁸ También se puede aplicar para obtener un permiso de exploración, con duración de cinco años, que en caso de resultar exitoso puede convertirse en contrato de arrendamiento.¹⁴⁹ Existe otra modalidad para adquirir contratos y permisos sobre la tierra a través de compras

148. Los interesados realizan una propuesta de forma electrónica y la tierra es arrendada al mayor postor. La oferta debe incluir las tarifas de entrada y las tarifas de uso de la tierra. Los contratos son otorgados por 15 años con posibilidad de extensión. Fuente: Alberta Energy (2009). *Alberta Oil Tenure Guideline*. Obtenido en: http://www.energy.alberta.ca/OilSands/pdfs/GDE_OST_2009_Ch3.pdf

149. *Ibid.*

Capítulo 2. Las lecciones para México

directas de derechos que aplican para pequeños pedazos de tierra en los que no se tiene que participar en la oferta pública ya mencionada.¹⁵⁰

La política energética de Canadá se define por la división de poder entre las provincias y el gobierno federal. Las provincias son dueñas de todos los recursos naturales dentro de sus límites geográficos, y por lo tanto son responsables de su conservación, desarrollo y administración.

El gobierno federal se encarga de los asuntos relacionados con el comercio internacional, la relación entre provincias, los recursos ubicados en tierras federales y las tierras del norte, la producción en campos marítimos, y de políticas de interés nacional.

Otro factor que define la política canadiense es su orientación de mercado. Canadá no cuenta con ninguna empresa estatal en el sector. Para participar en el sector, las empresas operadoras deben cumplir con una de las siguientes condiciones: estar constituidas en Canadá, que 50% de la compañía pertenezca a un individuo o empresa canadiense, o que las acciones se ubiquen en alguna bolsa de valores canadiense, donde los ciudadanos puedan participar en el financiamiento o la propiedad de la empresa.¹⁵¹

Actualmente más de 100 empresas operadoras participan en el sector.¹⁵² Las más importantes, en cuanto a ingresos brutos y producción, son Suncor Energy (con 472,721 bd), Canadian Natural Resources Limited (con 389,053 bd), Imperial Oil Limited (con 255,000 bd), Talisman Energy (con 178,000 bd) y Husky Energy (con 211,300 bd). Cada una registró ventas superiores a 7 mil millones de dólares canadienses en 2011 (aproximadamente misma cantidad en dólares americanos).¹⁵³

2.7.3 Actividades en *upstream*

La extracción y producción de hidrocarburos se han convertido en un imán de inversión –local y extranjera– en Canadá, siendo éste el sector que más inversión recibe. Tan sólo en 2011 se registraron flujos de inversión directa por 51 mil millones de dólares. En los últimos diez años, el desarrollo de las arenas bituminosas en Alberta ha atraído el interés de inversionistas, y los flujos de capital han crecido a la par de la producción. En 2011 Canadá producía 3 mmbd, de los cuales poco más de la mitad provenía de las arenas bituminosas. Sin embargo, se espera que

para 2025 la producción proveniente de las arenas bituminosas sea de 4.2 mmbd, y que para 2030 supere los 5 millones.¹⁵⁴

Tabla 2.12 Proyección de producción de crudo (millones de barriles diarios)

| | 2011 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|
| Este de Canadá | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 |
| Convencional | 1.1 | 1.3 | 1.3 | 1.2 | 1.1 |
| Arenas bituminosas | 1.6 | 2.3 | 3.2 | 4.2 | 5 |
| Total | 3 | 3.8 | 4.7 | 5.6 | 6.3 |

Fuente: Canadian Association of Petroleum Producers

Entre los países con mayor potencial de hidrocarburos, Canadá es, junto con EUA, quien cuenta con el sector más abierto. Se estima que sólo el 20% de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran totalmente abiertas a la inversión del sector privado. Pero de esas reservas abiertas a la inversión privada, 55% pertenecen a las arenas bituminosas canadienses.¹⁵⁵ En otras palabras, Canadá posee las mayores reservas de crudo accesibles a empresas operadoras privadas de todo el mundo.

2.7.4 Actividades en *downstream*

De igual forma que en las actividades de *upstream*, el sector de refinación, transporte y petroquímica pertenece a empresas privadas. El sector de refinación ha reducido su capacidad en las últimas décadas. En 1970, Canadá contaba con 40 refinерías. Para 2007 solamente operaban 19, con una capacidad de refinación cercana a 1,948 mbd¹⁵⁶ (ver la discusión sobre rentabilidad de las actividades de *downstream* y *midstream* en el capítulo 1).

Canadá cuenta con un pujante sector de transporte y distribución de hidrocarburos que opera los ductos que transportan el crudo a EUA, y es el principal proveedor de crudo y gas natural a ese país. El 97% de las exportaciones de crudo canadiense se dirigen a EUA, principalmente a través de cuatro ductos privados: Keystone, Enbridge, Express y Trans Mountain. Con excepción del Trans-Mountain, que se dirige a la costa canadiense (para exportar vía marítima),¹⁵⁷ los ductos conectan Alberta con los EUA.

150. *Ibid.*

151. Obtenido en: http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/C.R.C.,_c._1518/page-13.html

152. PWC (2012) *Pipelines, politics and price*. Obtenido en: http://www.pwc.com/en_CA/ca/energy-utilities/publications/pwc-canadian-report-2012-05-31-en.pdf

153. *Ibid.*

154. Obtenido en: <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=209546&DT=NTV>

155. Obtenido en: <http://www.oilsandstoday.ca/EnergyEconEnviron/Pages/EnergySecurity.aspx>

156. Obtenido en: <http://www.nrca.gc.ca/energy/sources/infrastructure/1607>

157. Obtenido en: <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=209479>

Para atender las proyecciones de producción proveniente de las arenas bituminosas, en mayo del 2012, la empresa TransCanada le propuso al gobierno estadounidense construir un ducto llamado Keystone XL. Con 1,897 kilómetros de longitud, y un diámetro de 36 pulgadas, este ducto conectaría Hardisty, Alberta con Steele City, Nebraska, donde se conectaría con otros ductos para llevar crudo hasta el golfo de México.¹⁵⁸ El costo del proyecto es de más de 5 mil millones de dólares, considerado el mayor proyecto de infraestructura actualmente en EUA. El ducto tendrá capacidad para transportar 830,000 barriles al día a las refinerías del centro de EUA y del golfo de México.¹⁵⁹ Con el proyecto se podría reducir en 40% la dependencia americana del petróleo venezolano y del Medio Oriente.¹⁶⁰ Además del Keystone XL, se espera la construcción de dos nuevos ductos para transportar el crudo proveniente de las arenas bituminosas: Northern Getaway (2019) que va de Alberta a la costa oeste canadiense para exportar vía marítima a Asia, y la expansión de TMX (2017) dentro de Estados Unidos.¹⁶¹ El downstream en Canadá promueve la creación no sólo de un sistema de transporte y distribución de hidrocarburos eficiente sino un mercado eficiente de productos refinados en beneficio de la economía canadiense.

2.7.5 Conclusión

De los países incluidos en este estudio, Canadá es el que tiene el sector de hidrocarburos más abierto. El nivel de apertura del marco institucional canadiense responde a sus características geológicas, al objetivo de maximizar el valor de la renta petrolera y la creación de mercados eficientes de hidrocarburos y productos derivados de éstos. En un contexto político muy distinto al mexicano, Canadá diseñó un marco institucional capaz de atraer inversión, talento y tecnología que genera recursos que llegan a los diferentes niveles de gobierno.

Lecciones para México, conclusiones generales

Los casos descritos en este capítulo muestran cómo otros países han diseñado distintos marcos institucionales que les permiten maximizar el aprovechamiento de sus recursos no renovables (ver tabla 2.14). A través de dichos marcos, estos países han logrado cumplir con objetivos como la maximización del valor de la renta petrolera, garantizar la seguridad energética y la creación de mercados eficientes de hidrocarburos y

productos refinados. Destaca el caso de Noruega, que ha logrado estos objetivos con una lógica intergeneracional. El común denominador ha sido el establecimiento de regímenes fiscales flexibles para atraer inversión y talento, así como diseños regulatorios para evitar la intervención de la lógica política en el sector de hidrocarburos, principalmente en Canadá, Noruega y Colombia.

La mayoría de los países analizados han convertido a su sector de hidrocarburos en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico que fortalece su competitividad. Lograr el objetivo de seguridad energética y una mayor competitividad de los países, depende de si el marco institucional promueve la creación tanto de mercados eficientes para productos refinados como de sistemas completos de transporte y distribución de hidrocarburos.

El mecanismo más comúnmente utilizado para cumplir con los objetivos anteriores es la participación de operadores privados. Éstos le ayudan a los Estados a reducir el riesgo asociado con las actividades petroleras y la inversión que requieren hacer para el desarrollo y explotación de sus recursos. El grado de competencia en el sector de hidrocarburos, en general, depende del riesgo y las necesidades de inversión asociados a cada contexto geológico. Únicamente en países como Arabia Saudita, que cuenta con grandes yacimientos de fácil extracción, tiene sentido que el Estado asuma la mayor parte del riesgo.

A excepción de Canadá, en todos los países estudiados la Nación es la dueña de los hidrocarburos. En contraste, en ninguno (excepto México) la empresa estatal es la única con la facultad de explorar, extraer y procesar estos hidrocarburos. Los países seleccionados con empresas nacionales, NOC, tienen esquemas en los que éstas conviven con operadores privados. En estos casos las NOC se han beneficiado y fortalecido de la convivencia en términos de capacidad operativa y tecnológica. Es decir, sin debilitar a sus empresas estatales, los países han permitido la participación de distintos operadores para la explotación de sus recursos.

Por otra parte, a excepción de Cuba, las empresas estatales aquí referidas (Saudi Aramco, Petrobras, Statoil y Ecopetrol) se caracterizan por participar en proyectos más allá de las fronteras de sus territorios nacionales. Estos operadores estatales han emprendido proyectos de exploración y producción en EUA y Canadá, una de las regiones más dinámicas del mundo en los últimos años (ver tabla 2.13).

158. Al momento de escribir este reporte, junio de 2013, la Casa Blanca aún no otorgaba el permiso de construcción del oleoducto de Keystone.

159. Obtenido en: <http://keystone-xl.com/about/the-project/>

160. Canadian Energy Research Institute (2012). *Pacific Access: Overview of Transportation Options*. Obtenido en: http://www.ceri.ca/images/stories/2012-02-07_Pacific_Access_Overview_of_Transportation_Options.pdf

161. *Ibid.*

Capítulo 2. Las lecciones para México

Tabla 2.13 Compañías estatales de hidrocarburos y países en donde desarrollan actividades de exploración y producción

| Compañía | País | E&P Internacional |
|------------------------------------|----------------|--|
| Statoil ¹⁶² | Noruega | Argelia, Angola, Azerbaiyán, Australia, Brasil, Canadá, Cuba, Islas Feroe, Groenlandia, India, Indonesia, Irán, Irlanda, Libia, Mozambique, Nigeria, Rusia, Surinam, Tanzania, Turquía, Reino Unido, Estados Unidos, Venezuela. |
| Petrobras ¹⁶³ | Brasil | Estados Unidos, Colombia, Venezuela, Perú, Bolivia, Uruguay, Portugal, Turquía, Libia, Benín, Nigeria, Gabón, Angola, Tanzania, Namibia |
| Ecopetrol ¹⁶⁴ | Colombia | Perú, Brasil, Estados Unidos |
| Saudi Aramco ¹⁶⁵ | Arabia Saudita | Tiene subsidiarias en: Estados Unidos, Holanda, Italia, Reino Unido, India, China, Japón, Corea del Sur y Singapur para las áreas de: ventas y marketing, refinación y químicos, distribución, exploración y producción, joint ventures en gas (upstream), materiales y servicios. |

Fuente: IMCO con información de los sitios web de cada empresa

En el IMCO creemos que la dirección correcta para México es transitar hacia un esquema más congruente con las características de sus reservas y con el contexto internacional en el que compite por inversión y talento. La lección es clara: el país necesita un cambio de visión y nuevas reglas que permitan explotar y aprovechar el potencial de hidrocarburos en beneficio de las generaciones presentes y futuras de mexicanos. La competencia y la flexibilidad en el diseño institucional del sector de hidrocarburos son elementos esenciales para convertir al sector de hidrocarburos en un motor de la competitividad del país.

Tabla 2.14 Resumen comparativo de países seleccionados

| Características del sector | Categorías | Arabia Saudita | Cuba | Brasil | Colombia | Noruega | Canadá | México | |
|----------------------------|---|--|---------------------------|--------------------------------|---|---|---|--------|----------------------------------|
| Aspectos generales | Reservas probadas (miles de millones de bpce) | Número | 265 | 0.124 | 14 | 1.9 | 5.3 | 174 | 10.2 |
| | Producción diaria de crudo (millones de b/d) | Número | 9.8 | 0.055 | 2.8 | 0.923 | 2 | 3.7 | 2.6 |
| | ¿Empresa estatal (NOC)? | Sí, No | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | No | Sí |
| | Nombre de NOC | Nombre | Saudi Aramco | Cupet | Petrobras | Ecopetrol | Statoil | N/A | Pemex |
| Upstream | ¿Operadores distintos a NOC pueden participar de forma independiente en upstream a través de concesiones? | Sí, No | No | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | No |
| | ¿NOC puede asociarse con terceros en upstream? | Sí, No | No | Sí | Sí | Sí | Sí | N/A | No |
| | Tipo de contratos que NOC puede suscribir con otras empresas en upstream | Producción compartida, Riesgo, Servicios | Contrato de servicio puro | Contratos de Riesgo, Servicios | Contratos de Producción Compartida, Servicios | Contratos de Producción Compartida, Servicios | Contratos de Producción Compartida, Servicios | N/A | Contrato de servicio puro |
| | ¿NOC tiene operaciones internacionales en upstream? | Sí, No | Sí | No | Sí | Sí | Sí | N/A | No |
| Downstream | ¿NOC puede asociarse con terceros en downstream? | Sí, No | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | N/A | No |
| | ¿Participación privada o extranjera en refinación y petroquímica? | Sí, No | Sí | Sólo en refinación | Sí | Sí | Sí | Sí | Sólo en Petroquímica |
| | ¿Competencia en mercado de combustibles? (múltiples empresas y precios liberalizados) | | No | No | Sí | Sí | Sí | Sí | No |
| | ¿NOC tiene operaciones internacionales en downstream? | Sí, No | Sí | No | Sí | No | Sí | N/A | Sí (Deer Park Houston con Shell) |
| Inversión privada en NOC | ¿NOC tiene participación privada? | Sí, No | No | No | Sí | Sí | Sí | N/A | No |
| | Porcentaje de acciones de NOC en manos de inversionistas distintos al Estado | % | 0% | 0% | 44%* | 10% | 33% | N/A | 0% |
| Inversión fiscal | Mercados financieros donde NOC coloca acciones | Países | Ninguno | Ninguno | Sao Paulo, Madrid, Buenos Aires, Nueva York | Bogotá, Nueva York, Toronto | Oslo, Nueva York | N/A | Ninguno |
| | ¿Régimen fiscal flexible (tasas diferenciadas por proyecto)? | Sí, No | No | No | Sí | Sí | Sí | Sí | No |

Fuente: IMCO con información de la EIA, (2013). Analysis Briefs. Obtenido en: www.eia.gov

Nota: NOC = Empresa estatal del petróleo (National Oil Company)

* - Acciones con derecho a voto