

# **The Ecopetrol-PDVSA Joint Projects: Oil Regimes, Energy Security, Eurasian Comparisons**

## **Sumario**

*Introducción, distintos regímenes de explotación, seguridad energética, comparaciones euroasiáticas, conclusiones.*

## **Resumen**

*Este artículo se aproxima a los proyectos conjuntos de Ecopetrol y PDVSA a tres maneras: (a) Compara los regímenes petroleros de Venezuela y Colombia; (b) Analiza el significado de la seguridad energética para EE.UU, China, Venezuela y Colombia; (c) Busca analogías en la experiencia relativa a gasoductos/oleoductos eurasiáticos. Si esta experiencia fuera buen guía, EE.UU desaprobaría un oleoducto desde la Franja del Orinoco hasta la Costa Pacífica colombiana para exportar a China, y su oposición retardaría el proyecto, pero no necesariamente impediría su realización.*

**Palabras claves:** *Régimen de explotación del recurso, seguridad energética, vulnerabilidad, interdependencia.*

## **Abstract**

*This paper approaches the joint projects between Ecopetrol and PDVSA in three ways: (a) It compares the oil regimes of Venezuela and Colombia. (b) It analyses the meaning of energy security for the US, China, Venezuela and Colombia. (c) It looks for analogies in the experience concerning Eurasian pipelines. If this experience is any guide, the U.S would oppose an oil pipeline from the Orinoco Belt to the Colombian Pacific Coast for exports to China, and its opposition would delay the project, but not necessarily prevent it from implementation.*

**Keywords:** *Resource exploitation regime, energy security, vulnerability, interdependence.*

**Artículo:** *Recibido en marzo 15 de 2011; aprobado en abril 27 de 2011*

**Laszlo V. Palotas Kelen.** *Ph.D en Relaciones Internacionales de la Universidad de Economía de Budapest (hoy Corvinus), Profesional en Periodismo Internacional del Instituto de Relaciones Internacionales de Moscú. Investigador del Instituto de Estudios Políticos - Universidad Autónoma de Bucaramanga (Grupo de Instituciones Políticas y Opinión Pública).*

**Correo electrónico:** [lpalotas@unab.edu.co](mailto:lpalotas@unab.edu.co)

**Oscar Vanegas Angarita.** *Candidato a Magíster en Hidrocarburos, Especialista en Gerencia de Hidrocarburos e Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander (UIS). Grupo de Investigación Instituciones Políticas y Opinión Pública, IEP - UNAB*

**Correo electrónico:** [ovanegas40@hotmail.com](mailto:ovanegas40@hotmail.com)

# Proyectos Ecopetrol-PDVSA: Regímenes Petroleros, Seguridad Energética, Paralelos Eurasiáticos<sup>1</sup>

Laszlo V. Palotas Kelen  
Oscar Vanegas Angarita

## Introducción

A fines de 2010, los gobiernos de Juan Manuel Santos y Hugo Chávez reactivaron los proyectos colombo-venezolanos, relativos a producción y transporte de hidrocarburos. Estos proyectos – que crearían interdependencia compleja entre las dos Compañías Petroleras de Estado (CPE), la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) y Petróleos de Venezuela (PDVSA) - son:

- (a) Revertir el flujo en el gasoducto Transguajiro (Ballena-Maracaibo) para transportar gas desde Venezuela a Colombia; extender el gasoducto hasta Panamá (Centroamérica) y Ecuador.
- (b) Construir un oleoducto-poliducto desde la Franja Petrolífera del Orinoco (FPO) hasta la Costa Pacífica en Colombia para exportar a China; dar participación a Ecopetrol en exploración-producción (E&P) en la FPO y en otras dos zonas petroleras de Venezuela (Cuenca Apure-Barinas; campos maduros del Occidente) (Miraflores 2010).

Dichos proyectos despiertan numerosas preguntas:

¿Serán las dos CPE capaces de asociarse a largo plazo? ¿En qué medida las diferencias entre ellas y entre los regímenes petroleros, determinados por los Estados de Colombia y Venezuela, obstaculizarían su posible alianza estratégica?

¿Cómo será el abastecimiento de gas natural de Colombia a mediano plazo, cuando se prevén mayores importaciones por el Transguajiro? ¿Convendría a Colombia depender de futuros suministros venezolanos para cubrir un posible déficit entre su demanda y producción interna?

¿Serviría el eventual acceso de Ecopetrol a E&P en Venezuela para reforzar la seguridad petrolera de Colombia? ¿Serviría el eventual control colombiano sobre el tránsito por el proyectado oleoducto FPO-Pacífico como póliza de seguro para futuras inversiones de Ecopetrol en Venezuela?

¿Qué conclusiones se desprenden de experiencias relativas a oleo/gasoductos extranjeros para los proyectos Ecopetrol-PDVSA? ¿Cómo sería la actitud de Estados Unidos (EE.UU) frente a un oleoducto FPO-Pacífico, cuya realización involucraría a Colombia en la competencia global chino-estadounidense por recursos naturales?

<sup>1</sup>Este artículo introduce la investigación "Proyectos colombo-venezolanos de hidrocarburos: seguridad energética colombiana, contexto político-económico internacional" en el Instituto de Estudios Políticos de la UNAB - Grupo de investigación en Instituciones Políticas y Opinión Pública.

Este artículo procura contestar las anteriores preguntas. Se divide en tres partes:

La primera resume las principales diferencias entre los regímenes de explotación petrolera de Venezuela y Colombia.

La segunda examina: (a) El significado de la seguridad energética para EE.UU, China, Venezuela y Colombia; (b) La posibilidad de un déficit de gas natural en Colombia a mediano plazo; las incertidumbres relativas a futuras importaciones de gas venezolano; otras opciones de abastecimiento; (c) El autoabastecimiento de Colombia en petróleo; el interés de Ecopetrol por acceder a la FPO.

La tercera recoge experiencias en torno a gasoductos-oleoductos eurasiáticos, probablemente interesantes para los proyectos Ecopetrol-PDVSA. Se seleccionan conductos “inter-sistémicos”: los que conectan a distintos regímenes petroleros (económicos, políticos, sociales) o, por lo menos, a disímiles socios.

## 1 Distintos regímenes de explotación

Desde 2003, los regímenes de explotación petrolera de Venezuela y Colombia han divergido marcadamente. Estos regímenes constituyen un dispositivo institucional que articula: (a) las modalidades de acceso a los recursos (derechos de propiedad sobre los recursos); (b) el modelo organizativo (derechos de propiedad pública o privada sobre las empresas productoras); (c) las reglas de competencia (monopolio sobre la producción versus apertura a la competencia) (Locatelli 2010).

Antes de examinar estas divergencias colombo-venezolanas, conviene notar una diferencia fundamental: Venezuela es un gran productor con enormes reservas, que tiene una economía petrolera<sup>2</sup>. Colombia es un productor-exportador mediano; el sector petrolero es importante, pero no determinante en la economía colombiana.<sup>3</sup>

## Venezuela – renacionalización

El gobierno Chávez sometió a PDVSA a su control absoluto (2003-2004), y restringió la inversión extranjera en actividades primarias (básicamente E&P) a participaciones minoritarias en empresas (sociedades) mixtas controladas por la CPE venezolana (2006-2007), desmantelando la “apertura petrolera” de los 90.

La “antigua” PDVSA – creada de las concesionarias nacionalizadas de tres Compañías Petroleras Internacionales (CPI), Exxon, Shell y Mobil en 1976 – se convirtió en “un Estado dentro del Estado” con poder político propio. La CPE venezolana – que en los 80 ya se “internacionalizaba” adquiriendo refinerías en EE.UU y Alemania – mantenía parte de sus ganancias fuera del alcance del gobierno (despilfarrador), trasladando fondos a sus filiales en el exterior mediante precios de cesión interna (Mommer, 2003).

La apertura petrolera de los 90 estimuló la participación privada bajo tres figuras contractuales: (a) Convenios operativos (contratos de servicio): petroleras privadas operaban campos en beneficio de PDVSA; (b) Convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas (contratos de asociación) entre CPI y la CVP (Corporación Venezolana de Petróleo, subsidiaria de PDVSA): la CPI asumió el riesgo de exploración (menor en Venezuela), y compartió las ganancias de la producción con la CVP; (c) Convenios (contratos) de asociación estratégica entre PDVSA y CPI para la extracción de crudos pesados/extra-pesados en la FPO, su mejoramiento (conversión primaria en crudos ligeros) y comercialización (Eljuri, Tejera 2008).

Chávez, después de su investidura en 1999, adoptó un modelo petrolero Estado-céntrico, nacionalista<sup>4</sup>. En 2003/2004 – tras el abortado golpe contra él y la huelga liderada por la antigua gerencia – tomó a PDVSA bajo su control directo, materializando su política petrolera a través de la compañía, y utilizándola como instrumento de su política social y exterior (Espinasa 2008). El ministro de Energía y Petróleo asumió también la presidencia de PDVSA (ejerciendo tres funciones

2 Más de un tercio del PIB, más de la mitad de los ingresos públicos y nueve décimas de las exportaciones de Venezuela provienen del sector petrolero. Según comunicado oficial, a fines de 2010, sus reservas probadas ascendieron a 296.500 millones de barriles, y eran las mayores del mundo, si bien una parte creciente consistía en crudos pesados de la FPO, menos rentables y más difíciles de explotar (Menpet 2011).

3 El sector de hidrocarburos aporta un 5% al PIB colombiano; pero este aporte permite cerrar brechas (de ahorro interno, balance externo y fiscal) que limitan el crecimiento de la economía (Puyana 2009).

4 En este modelo, el Estado propietario: (a) considera al recurso petrolero (no renovable) como patrimonio nacional que debe ser utilizado en beneficio de toda la nación (no en beneficio personal); como valor intrínseco (no determinado por el mercado); como un bien geoestratégico; (b) trata de maximizar la apropiación de la renta petrolera (en beneficio del desarrollo nacional) (Wälde 2003, Mares 2010).



en nombre del Estado: único accionista de la CPE, gerente de la CPE, gerente de la industria de hidrocarburos).

La “nueva” PDVSA, que arrancó en 2004, ha financiado (aparte de su negocio medular) a “misiones bolivarianas” y otros programas públicos de desarrollo social-económico (en educación, salud, agricultura, alimentación, infraestructura, electricidad, vivienda) a través de subsidiarias y fondos específicos, facilitando una amplia redistribución de la renta petrolera en beneficio de la población desfavorecida<sup>5</sup>. La CPE venezolana dejó de ser una empresa capitalista; más parecía una estatal de la era soviética, o un departamento ministerial encargado de la extracción de hidrocarburos (Benhassine 2009, 241) con toda la incompetencia-ineficiencia-corrupción del caso.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, en vigor desde 2002, restringió la participación privada en nuevos proyectos de E&P a tales empresas mixtas (EMs) donde el Estado (PDVSA) posee más del 50% (y estipuló la aprobación legislativa de los contratos sobre su constitución)<sup>6</sup>. En 2006, otra ley terminó los convenios operativos, aunque permitió a los antiguos operadores privados permanecer en los proyectos como socios minoritarios de la CVP en EM (Eljuri, Tejera 2008).

En 2007, un decreto-ley hizo obligatoria la conversión de los convenios de asociación estratégica y de los contratos de ganancias compartidas en EM controladas en el 60% por PDVSA. ExxonMobil y ConocoPhillips (más afectadas, pues eran socias mayoritarias y operadoras de sus proyectos) abandonaron sus operaciones venezolanas, recurriendo a arbitraje internacional. Las otras CPI aceptaron la conversión para mantener su presencia en Venezuela, pero limitaban sus inversiones al mínimo aceptable para el gobierno (Mares 2010).

Para las CPI, el gobierno Chávez mantuvo las licitaciones, pero sólo ha logrado adjudicar dos áreas en la FPO de esta forma (a consorcios liderados por Chevron y Repsol, respectivamente). Paralelamente, compañías (mayoritariamente

CPE) de “países amigos” - como Rusia, China, Vietnam - recibieron acceso privilegiado a otros bloques de la FPO sobre la base de acuerdos intergubernamentales. Eso se justificaba con “razones geopolíticas y estratégicas”<sup>7</sup>.

Las EM en la FPO se han comprometido a montar mejoradores en 3-4 años para la conversión del crudo extra-pesado extraído, y podrán comercializar su petróleo mejorado (mezcla y productos) directamente en mercados internacionales. A diferencia de las CPI, gran parte de las petroleras “amigas” carecían de tecnología apropiada y capacidad gerencial-financiera para explotar-mejorar crudos pesados/extra-pesados (Coronel 2011)<sup>8</sup>.

### Colombia – liberalización

El gobierno Uribe (2002-2010) reintrodujo la concesión abolida en 1969, sacrificó fiscalidad, y mejoró la seguridad de las petroleras (instalaciones y personal) para reactivar exploración, producción y exportación, atrayendo inversión directa extranjera (IDE).

Las concesiones habían sido abolidas por la Ley 20 de 1969, que nacionalizó los recursos minerales. Sin embargo, el nacionalismo en Colombia - a diferencia de Venezuela - nunca ha sido determinante en el diseño de la política petrolera. La presencia de las CPI aguas arriba se mantuvo a pesar de la reversión de las concesiones y la creación de Ecopetrol en 1951. La Ley 20 autorizó a Ecopetrol a negociar asociaciones con las CPI (BP, Shell, Occidental) (Puyana 2009).

Sin embargo, los contratos de asociación, obligatorios desde los 70, requerían a las CPI a asumir los costos de exploración (en una provincia petrolera de elevado riesgo geológico): Ecopetrol sólo entraba en la fase de desarrollo de los proyectos exitosos (Echeverry et ál. 2009). La mayoría de estos contratos terminó, pues no se encontró crudo en cantidad comercial. Entre 1977 y 1984, Colombia era importador neto de petróleo (en 1980, tuvo que importar hasta el 20% de su consumo) (Puyana 2009).

5 La determinación teórica de la estructura de precio del recurso petrolero puede ser representada por la ecuación  $P = C + y + rm + rdi$ , donde:  $P$  es el precio de equilibrio del recurso petrolero en un mercado imperfecto;  $C$  es el costo medio calculado a partir del costo marginal de producción del crudo;  $y$  es la renta de escasez (Hotelling), atribuida al carácter agotable y no renovable del recurso;  $rm$  es la renta de monopolio, proporcionada por la limitada competencia;  $rdi$  es la renta diferencial (Ricardo), emanada de la ventaja productiva de unas unidades (yacimientos) sobre otras (Benhassine 2009).

6 Estos contratos fijan condiciones básicas: plazo máximo de 25 años, prorrogable por otros 15; descripción del área de actividades; obligación de mantener la tierra, las instalaciones y los equipos utilizados para entregarlos al Estado al vencimiento del contrato; decisión final de disputas en tribunales venezolanos).

7 Ver por ejemplo el acuerdo legislativo que aprobó la constitución de la EM entre la CVP y un consorcio de petroleras rusas (Acuerdo ruso 2010).

8 Compañías de Cuba, Angola, Irán, Turquía, Uruguay también fueron invitadas.

El descubrimiento de Caño Limón permitió recuperar la capacidad exportadora en 1985. Otros dos importantes hallazgos - Cusiana y Cupiagua - permitieron expandir la producción-exportación rápidamente. Sin embargo, la producción - tras culminar en 1999 en más de 800 mil barriles diarios (BD) - recayó a 550 mil BD para 2004 (Viscidi 2010).

Según Puyana (2009), una razón (de la caída de IDE en exploración) era la política petrolera “oportunista” (el gobierno cambiaba los términos contractuales a su favor, cuando las condiciones parecían propicias). Otra razón era la deteriorada seguridad (explosiones de oleoductos, extorsión, secuestros) que hizo las operaciones petroleras (a menudo en zonas remotas con limitada presencia del Estado) más costosas y peligrosas (Viscidi 2010).

El gobierno Uribe sensiblemente debilitó a la guerrilla con ayuda militar de EEUU, y desmovilizó el grueso de los paramilitares mediante negociación; también liberalizó el régimen de explotación, para atraer inversión privada. Colombia se orientó hacia un modelo petrolero mercado-céntrico<sup>9</sup>.

Como novedad institucional, el gobierno Uribe fundó una agencia reguladora, responsable por la gestión de las reservas. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) otorga licencias de exploración mediante rondas de licitación, y vende datos sísmicos a las operadoras concursantes (Viscidi 2010). Las normas establecidas por la ANH se aplican por igual a todas las compañías (públicas o privadas, nacionales o extranjeras) (Espinasa 2008).

Ecopetrol quedó liberada de su función reguladora y sujeta a las mismas condiciones impositivas que las compañías privadas. El resto del Estado no puede participar en forma directa y discrecional de las ganancias de Ecopetrol, que piensa-actúa como una empresa industrial-comercial (y no como una oficina de recaudo del Ministerio de Hacienda) (Espinasa 2008, Lopera 2010). En 2007, se privatizó el 10% de sus acciones, para cotizar en la Bolsa de Bogotá y el mercado-ADR de Nueva York (Viscidi 2010).

La asociación con Ecopetrol dejó de ser obligatoria: conforme al contrato de “concesión

moderna”, introducido por la ANH a principios de 2004, los inversionistas privados pueden extraer el 100% del crudo en campos de menores reservas (Echeverry et al. 2009). La participación total del Estado en la renta petrolera (*state take*) se redujo al 50-55% (del 70% anterior). Sus principales componentes son: las regalías, el impuesto a la renta corporativa y una participación en la producción, ofrecida por las petroleras en las licitaciones. Las regalías disminuyeron (de una tasa única del 20%) a una escala móvil del 8 al 25%, dependiendo del volumen de producción (Viscidi 2010).<sup>10</sup>

El régimen liberalizado se tradujo en el aumento de contratos de E&P adjudicados por la ANH. La Ronda Colombia de 2010 estuvo dominada por Ecopetrol, así como menores productores extranjeros enfocados en Colombia (Pacific Rubiales, Gran Tierra, Talisman, Petrominerales). Estas pymes privadas (a menudo registradas en Canadá y manejadas por veteranos de PDVSA) fueron atraídas por el ventajoso marco regulatorio pese a la ausencia de grandes descubrimientos, y han logrado incrementar la producción petrolera de Colombia, explotando muchos campos pequeños (Viscidi 2010).

Al mismo tiempo, la participación de las grandes CPI ha disminuido (más aún con la adquisición de las operaciones colombianas de BP por Ecopetrol/Talismán en 2010). La ANH procuraba atraerlas a explorar áreas que prometían mayores volúmenes, como los Llanos Orientales, vecinos a Venezuela. La ANH cifraba esperanzas en que las enormes reservas de la FPO “se extendieran” a territorio colombiano (Viscidi 2010).

## 2 Seguridad energética

La seguridad energética requiere el flujo ininterrumpido de energía a precios razonables (Arraigada 2010). Para grandes consumidores-importadores de petróleo - como EEUU y el tardío entrante China - significa ante todo seguridad de abastecimiento (disponibilidad garantizada a precios no demasiado altos) (Otero et ál. 2009). Para grandes productores-

9 En este modelo, el Estado: (a) considera al petróleo como un bien transable; (b) aplica una fiscalidad moderada y flexible; su meta no es maximizar la apropiación de la renta petrolera; (c) se limita a funciones de planeación y regulación; permite a las empresas privadas explorar y extraer al recurso según su propia racionalidad (Wälde 2003, Otero et ál. 2009). Sin embargo, Colombia no adoptó este modelo totalmente: no ha abandonado el concepto de la renta petrolera (no piensa tratar la producción petrolera como cualquier otra actividad industrial).

10 Una participación adicional escalonada, prometida por las petroleras concursantes por encima de precios predeterminados, sólo se pagará a mediano plazo, tras alcanzar cierta producción acumulada (Vanegas 2010). Según Rodado (2010), el *state take* en Colombia estaba en torno al 55%, mientras en Venezuela llegaba hasta el 94%, reflejando la gran diferencia de prospectividad.



exportadores, como Venezuela, significa seguridad de demanda (compras estables a precios bastante altos).

En una posición intermedia, Colombia se ha caracterizado por un vaivén histórico entre productor mediano, capaz de exportar, y productor pequeño, obligado a importar. Levi (2010) determina la seguridad energética simplemente como la intersección de energía y seguridad nacional.

## EEUU

Rosenbach y Peritz (2009) definen la seguridad energética -en una perspectiva estrecha, centrada en la seguridad de EEUU- como disponibilidad asequible, confiable, diversa y amplia de hidrocarburos, así como infraestructura adecuada para transportarlos al mercado norteamericano.

Clasifican las amenazas a la seguridad energética: (a) Interrupción de suministros: afectaría la economía norteamericana, causando grave inflación<sup>11</sup>; (b) Alza de precios internacionales: proporciona beneficios extraordinarios a regímenes hostiles a EEUU; (c) Competencia por los escasos recursos: podría atizar conflictos con impacto directo sobre el abastecimiento, y dar lugar a conflictos interestatales. Clasifican también las amenazas al suministro: (a) Amenazas físicas: sabotaje/ataques a oleoductos/gasoductos<sup>12</sup>; (b) Amenazas políticas: el control sobre el suministro de energía genera poder para los países productores y de tránsito.

Chávez amenazó varias veces con cortar suministros a EEUU, pero estas amenazas parecían poco creíbles, dada la interdependencia compleja - situaciones caracterizadas por efectos de costo recíproco en los intercambios (Keohane, Nye 1988, Mantilla 2009) - desarrollada entre Venezuela y EEUU debido a la calidad del crudo<sup>13</sup>.

EEUU no sólo es el principal cliente comercial de Venezuela, sino que el crudo pesado venezolano se transforma en refinerías

norteamericanas controladas por PDVSA a través de Citgo, su subsidiaria en Houston. Por el otro lado, si bien los suministros venezolanos bajaron al 9% de las importaciones petroleras de EEUU, compensar su falta desde el mercado global supondría costos y retos logísticos adicionales: el transporte del petróleo desde Venezuela a EEUU sólo dura 15 días, mientras desde Nigeria 42 y desde el Golfo Pérsico 82 (Brune 2010).

En la dependencia de las importaciones de energía, se distingue entre sensibilidad y vulnerabilidad. La sensibilidad se refiere a los costos generados para un Estado por una acción externa (alza de precios, interrupción de suministros), si no toma contramedidas (no cambia de políticas para contrarrestar sus efectos). La vulnerabilidad se refiere a la disponibilidad de alternativas (contramedidas) y los costos que éstas implican (Mantilla 2009, Frank 2006)<sup>14</sup>.

La vulnerabilidad es alta, cuando hay pocas contramedidas disponibles, y sus costos son altos (al punto de disuadir de la aplicación de algunas, por ejemplo, militares). Las interdependencias pueden ser más o menos complejas y balanceadas; pero sólo en caso de alta vulnerabilidad, una interdependencia asimétrica es fuente de poder geopolítico (Frank 2006).

## China

China (cuyas fuentes internas de oferta quedaron rezagadas de la demanda de energía, impulsada por el rápido crecimiento económico, exigiendo crecientes importaciones) adoptó una triple estrategia de seguridad energética: (a) reformar el sector energético nacional para maximizar la producción y atraer IDE; (b) ampliar la canasta energética para reducir la dependencia de combustibles fósiles, y contener la contaminación; (c) diversificar fuentes externas de energía para limitar su vulnerabilidad (dependencia de cualquier país o región) (Weitz 2010).

Según Weitz (2010), China (en una nueva ley

11 El mercado del petróleo ya se convirtió en mundial (con transporte por mar). Por tanto, una interrupción de suministro local puede ser compensada con compras a otros proveedores: hace subir al precio internacional, pero no causa escasez en un país individual (Acosta et ál. 2011).

12 Estos han sido blancos frecuentes de la guerrilla, como símbolos de influencia extranjera y desigualdad económica-política. En 2003, EE.UU extendió su ayuda militar a Colombia a la protección de oleoductos.

13 Mientras el crudo ligero tiene mejores y más variados mercados (amplia gama de actores involucrados en la oferta-demanda y precios establecidos de manera más transparente), el crudo pesado se comercia en mercados restringidos: eso puede llevar a una relación simbiótica productor- consumidor (Arraigada 2010, 8).

14 La dependencia se calcula como el porcentaje de las importaciones netas de energía (o de una fuente de energía) sobre el total de la energía primaria producida o consumida. Para evaluar la vulnerabilidad, se considera el porcentaje importado de un país (región) inestable sobre dicho total, y se examinan percepciones subjetivas de la inestabilidad y opciones para reemplazar la fuente importada con otras (Otero et ál. 2009, Alhajji, Williams 2003). (A menudo se habla de dependencia de importaciones de una fuente desde un país problemático en el sentido de vulnerabilidad/sensibilidad.)

de energía) ha seguido definiendo la seguridad energética como búsqueda de independencia energética. Según Mantilla (2009), un actor que tiene la seguridad energética como objetivo geopolítico, está buscando ponerse en posición de poder en la balanza de la interdependencia asimétrica, o sea, reducir su vulnerabilidad.

Sin embargo, la diversificación china de fuentes de importación reduce el potencial de conflicto con EEUU. Los problemas de la volatilidad del precio de petróleo y del cambio climático podrían catalizar cooperación entre EEUU y China (Weitz 2010)<sup>15</sup>.

En todo caso, CPE chinas recientemente han negociado adquisiciones petroleras también en Suramérica<sup>16</sup>. Según Farnsworth (2011), China extiende su estrategia neo-mercantilista a la región para satisfacer su demanda interna de materias primas, sin buscar proyección de poder, ni interferencia político-ideológica. Argentina, Chile, Brasil, Perú se han beneficiado de sus exportaciones a China<sup>17</sup>. Sin embargo, el entrelazamiento con China amenaza las economías suramericanas con “reprimarización”<sup>18</sup>.

En 2010, China se convirtió en el segundo socio comercial de Colombia tras EE.UU.<sup>19</sup> Sin embargo, la balanza es muy deficitaria (USD 3 mil millones) para Colombia, que debe tener cuidado (al negociar un TLC con China) de evitar una mayor desindustrialización.

Según el presidente Santos, China negociaba con Colombia varios proyectos interoceánicos (ferrocarril Cartagena-Buenaventura; exportación de carbón a China; ciudad-cabecera al sur de Cartagena para ensamblar productos destinados al resto de las Américas; red ferroviaria que conectaría hasta Venezuela con el Pacífico) (Rathbone, Mapstone 2011)<sup>20</sup>.

Los lazos con China (a pesar de su actitud apolítica) permiten a los suramericanos forjar un camino más independiente de EEUU. Santos los ha aprovechado al buscar una relación más sana y autónoma con EEUU (y, particularmente, la ratificación del TLC bilateral) (Farnsworth 2011).

## Venezuela

Mares (2010, 9) define la seguridad energética como demanda de intervención gubernamental para proteger la actividad económica nacional de choques emanados del mercado internacional. Para los grandes productores de petróleo, el último choque externo era la caída de los precios debido a la demanda debilitada por la recesión mundial de 2008-2009<sup>21</sup>.

### Caída de precios:

Para Venezuela, la caída de precios internacionales implicaba una onerosa pérdida de ingresos de exportaciones y, por tanto, la reducción de las rentas que permitieron al gobierno/PDVSA subsidiar el consumo de energía, absorber multitud de trabajadores poco calificados, financiar asistencia social, política exterior (Mares 2010). La vulnerabilidad en este caso depende (inversamente) de la capacidad del Estado a mitigar el impacto de la pérdida de ingresos (suavizar el ajuste por el mercado, minimizar sus costos sociales).

En Venezuela, la recesión se prolongó desde el segundo trimestre de 2009 hasta el último de 2010, aparejada de alta inflación (como precio de evitar mayores escaseces). El gobierno resistió a recortar el gasto público, para mantener el empleo y otros logros sociales. En 2010, el aporte directo de PDVSA a los programas sociales casi igualó su contribución al Fisco (El Universal 19/02/2011).

En el mismo año, la economía sufrió otros dos choques: una crisis de energía eléctrica (cuando el fenómeno del Niño drenó los embalses) y, posteriormente, una emergencia de inundaciones (por La Niña); ambas revelaron años de desinversión en infraestructura.

Antes de la crisis, la larga bonanza petrolera (2003-2008) había permitido financiar un elevado gasto público, pero contagió la economía con “enfermedad holandesa”, perjudicial para la

15 En el área del cambio climático son esenciales: la transición de China y EEUU hacia economías bajo-carbono; su amplio uso de tecnologías de energía limpia; su colaboración como base para iniciativas globales (Weitz 2010).

16 En 2010, China anunció acuerdos de petróleo y gas por más de USD 13 mil millones en Suramérica (Farnsworth 2011).

17 En parte gracias a estas exportaciones, sus economías se salvaron de las profundidades de la reciente recesión mundial.

18 China compra materias primas en América Latina, las utiliza para producir valor agregado en territorio chino, y reexporta los productos terminados a la región a precios competitivos, manteniendo su moneda devaluada. Con eso socava los esfuerzos suramericanos para producir valor agregado (Farnsworth 2011).

19 El comercio entre China y Colombia se ha disparado desde USD 10 millones en 1980 a más de USD 5.000 millones en 2010 (Rathbone, Mapstone 2011).

20 Una firma israelí ha promovido tres iniciativas de ferrocarril con apoyo chino: (a) atravesar el Darién (afectaría biodiversidad, comunidades indígenas/afroamericanas; zona guerrillera); (b) usar el trazado del Ferrocarril de Occidente por el Valle del Cauca y el Eje Cafetero, con nuevo ramal al Caribe; (c) unir los yacimientos carboníferos de Boyacá, Santander, Norte de Santander con Buenaventura (Portafolio 16/02/2011).

21 La demanda de petróleo también caería por una disponibilidad amplia de combustibles más respetuosos del ambiente (Mares 2010).



producción nacional no petrolera<sup>22</sup>. La presión del gobierno –expropiaciones y amenazas de expropiación- deprimió aún más la inversión privada (Fernández 2010).

Con la producción petrolera en baja desde 2005, los ingresos de exportaciones siguieron cayendo aún cuando los precios internacionales ya se recuperaban tras los peores momentos de la recesión mundial. Por tanto, faltaban divisas para pagar importaciones, dando pie al control de cambios. La escasez de divisas atizaba aún más la inflación, disparada por el abultado gasto público, la menguada oferta nacional y el creciente mercado negro (Fernández 2010).

Además de la menor producción petrolera, los ingresos de PDVSA se mermaban también por sus precios preferenciales en el esquema ALBA/Petrocaribe y sus precios subsidiados en el mercado interno<sup>23</sup>. Sólo el 60% del petróleo vendido se pagaba oportunamente y en divisas fuertes (principalmente por EEUU) (Monaldi 2010). PDVSA comenzó a amortizar en petróleo un préstamo chino de USD 20 mil millones. El préstamo-jumbo facilitó la creación de una empresa mixta entre la estatal china CNPC y PDVSA en la FPO<sup>24</sup>.

En 2009, el gobierno Chávez expropió a más de sesenta compañías de servicios, lo que deterioró los equipos costa afuera. Las expropiaciones, las deudas de PDVSA a estas compañías, la incertidumbre sobre las reglas de juego, la dificultad de repatriar dividendos y la inseguridad disuadieron a las CPI de presentar más ofertas aguas arriba, según un informe de la embajada norteamericana en Caracas de principios de 2010 (Wikileaks 2010).

En 2010, la producción (de PDVSA, incluyendo el crudo mejorado de la FPO) promedió 2.780 mil BD, frente a 3.140 mil BD en 2004 (incluyendo producción propia de PDVSA, los convenios operativos y las participaciones en la FPO): un descenso del 11,4% en el volumen extraído (*El Universal* 07/03/2011).

### **Energía y seguridad nacional:**

Un ejemplo de la intersección entre energía y seguridad nacional era la estrategia del gobierno Chávez de compartir las reservas petroleras de Venezuela con compañías de países “amigos” (orientales) y “hermanos” (latinoamericanos) para hacerlos interesados en proteger su seguridad (Benhassine 2009)<sup>25</sup>.

Chávez procura diversificar los mercados del crudo pesado venezolano desde EEUU hacia China. Venezuela ya exporta 460 mil BD a China, mientras sus ventas a EEUU bajaron de 1.550 mil BD en 2004 a un promedio de 967 mil BD en 2010 (una merma del 37,6%) (*El Universal* 07/03/2011).

Esta diversificación requiere enormes inversiones en infraestructura (como construir refinerías especializadas a lo largo de la cadena de suministro Venezuela-China). El proyecto – un objetivo geopolítico del gobierno Chávez – era un sacrificio económico a corto plazo. Sin embargo, si garantizara el acceso chino al crudo venezolano a largo plazo, tendría también sentido económico para ambas partes (Farnsworth 2011)<sup>26</sup>.

### **Nueva alza de precios:**

Según PDVSA, en el cuarto trimestre de 2010, la producción venezolana registró “tendencia ascendente”, y alcanzó 3.010 mil BD en enero de 2011. La meta oficial era producir 3.490 mil BD para 2012 y 4.150 mil BD en 2015. Entre 2015-2020, los proyectos de la FPO aumentarían la producción en más de 2 millones de BD (Monaldi 2010)<sup>27</sup>.

La nueva alza de precios desatada por las masivas protestas contra regímenes autoritarios en el Oriente Medio y el Norte de África significaba mayores ingresos para financiar la revolución bolivariana. Además, la agravada inestabilidad en la mayor región petrolera

22 La apreciación real del bolívar, derivada de los mayores ingresos petroleros, eliminaba los productos no petroleros de la canasta exportadora, y minimizaba los productos nacionales en la canasta de consumo, desplazados por importaciones baratas (Fernández 2010).

23 Venezuela ya consume casi 700 mil BD internamente, mientras 400 mil BD se despachan dentro del convenio de Petrocaribe (*El Universal* 07/03/2011).

24 Fallos arbitrales a favor de Exxon, Conoco elevarían aún más la carga de PDVSA (Monaldi 2010).

25 El temor venezolano a una invasión de EEUU, en busca de controlar el petróleo, se remonta a los tiempos del Pacto de Punto Fijo (1958), y quedó reforzado por la guerra de Irak (2003). Chávez acusó a Washington de haber promovido el frustrado golpe contra él en 2002. Según el Consejo de Defensa, las mayores amenazas externas a la seguridad venezolana eran una intervención militar de EEUU y los impactos del conflicto colombiano (Márquez 2010). Venezuela ha multiplicado acuerdos con Brasil y Argentina (Petrosur) también para anclar su seguridad (Benhassine 2009).

26 La redirección respalda indirectamente al rápido crecimiento chino, que es una amenaza potencial a la hegemonía económica de EEUU (Benhassine 2009).

27 Estos proyectos eran: dos bloques adjudicados por licitación: Carabobo-1 (Consortio liderado por Repsol), Carabobo-3 (Consortio de Chevron); cuatro bloques asignados directamente: Junín-2 (Petrovietnam), Junín-4 (CNPC), Junín-5 ENI, Junín-6 (Consortio ruso) (Monaldi 2010).

brindaría a Chávez protección indirecta, pues la tentación de EEUU a interferir en asuntos venezolanos se vería amortiguada por su cautela de no hacer nada susceptible a desestabilizar a otro importante productor petrolero (Gvosdev 2011)<sup>28</sup>.

### Gas natural:

Venezuela tiene una de las mayores reservas de gas natural costa afuera, pero aún no ha comenzado su explotación comercial. A principios de 2011, PDVSA terminó por seleccionar a compañías de China, Rusia, Argelia y Malasia para explotar el campo *offshore* de gas Mariscal Sucre (Oriente), después de que las CPI habían dejado desierta una ronda en 2009/2010. Según PDVSA, la producción arrancarían en 2012 (Reuters 15/02/2011).

En 2010, tras la crisis de electricidad, Chevron recibió luz verde para extraer gas en la Plataforma Deltana (Nororiental). ENI y Repsol descubrieron grandes reservas de gas frente a la Península de Paraguaná (Occidente)<sup>29</sup>. En ambos casos se previó iniciar producción en 2013 (Reuters 15/02/2011).

Sin embargo, el gobierno Chávez ponderaba obligar a las CPI - también en el sector de gas - a entrar en empresas mixtas con mayoría de PDVSA. El temor de las CPI era que este requisito legal no se aplicara sólo para los nuevos proyectos, sino también para aquellos antiguos que aún no han iniciado la etapa de producción (Reuters 23/12/2010).

### Colombia

En el sector petrolero de Colombia, la coyuntura favorable (auge de IDE, E&P, exportaciones; autosuficiencia prolongada a diez años) quitó de la agenda la discusión sobre seguridad de abastecimiento. En gas natural, subsistía el riesgo de un déficit entre demanda y producción interna a mediano plazo, en ausencia de nuevos hallazgos importantes.

### Gas natural:

La participación del gas natural en la canasta energética de Colombia era modesta, pero ha aumentado rápidamente (del 9% al 16.6% del consumo entre 2000-2008, para alcanzar el 21% en 2020) (UPME 2009).

Actualmente, Colombia está exportando excedentes por el gasoducto Transguajiro, pero se pronosticaba la declinación de los campos de La Guajira (dos tercios de la producción nacional). A mediano plazo, la demanda podría superar la producción, aunque existían esperanzas de encontrar nuevos yacimientos (costa afuera en el Caribe, la Costa Pacífica, Sucre y el Piedemonte Llanero) (Portafolio 13/12/2010).

En Colombia, el gas natural se usa como combustible auxiliar para producir termoelectricidad en temporadas secas, cuando disminuye la hidroelectricidad, preferida por su bajo costo<sup>30</sup>. A fines de 2009, la demanda de gas aumentó, pues El Niño mermó la hidroelectricidad: el gobierno tuvo que racionar el uso de gas, y sustituirlo por combustibles líquidos, donde era posible (Viscidi 2010)<sup>31</sup>.

Según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en caso de un Niño de mediana-alta intensidad en 2012/2013, se necesitaría tanto la producción de la fase I de Cupiagua (Casanare), como la ampliación del gasoducto Ballena-Barrancabermeja para evitar racionamientos en el Interior del país (UPME 2010). Según el ministro de minas y energía (Minminas), Cupiagua fase I sería operacional ya en julio de 2011 (Portafolio 13/12/2010).

Durante El Niño de 2009/2010, Ecopetrol redujo los suministros a Venezuela por el Transguajiro, privilegiando el mercado colombiano. La reducción agravó aún más la crisis de electricidad del Occidente venezolano<sup>32</sup>. Arraigada (2010) catalogó esta reducción como utilización de la energía - por el gobierno Uribe - para presionar al Estado vecino<sup>33</sup>.

La reconciliación post-Uribe hizo algo menos arriesgada la opción de cubrir el eventual

28 En EEUU se acordarían de las perturbaciones causadas en los precios internacionales por el casi-golpe y la huelga petrolera de 2002/2003 (Gvosdev 2011). Sin embargo, la caída de dictadores árabes afectó la legitimación política-moral de Chávez, unido por "amistad revolucionaria" a Gadafi.

29 PDVSA tenía opción de entrar con 35% en la fase de desarrollo, con ENI y Repsol recortando sus intereses al 32,5% cada una (Reuters 15/02/2011).

30 Esta preferencia por la hidroelectricidad ha dejado a los distribuidores de gas con un mercado volátil que, a su vez, ha desalentado la inversión en E&P y la ampliación de la red de gasoductos (Viscidi 2010). Por eso, la propuesta de construir un terminal para exportar gas en forma licuada (en épocas de abundante hidroelectricidad) tenía sentido, pues podría alentar la inversión en E&P.

31 Según Yepes (2010) estos problemas no obedecieron a la insuficiente producción en La Guajira, sino a restricciones de transporte entre la Costa Atlántica y el interior de Colombia.

32 Venezuela ha utilizado el gas importado de Colombia para la generación de electricidad en dos plantas en Zulia (así como la reinyección en pozos petroleros y la operación de complejos petroquímicos) (*El Espectador* 09/02/2010).

33 En 2009-2010, Chávez impuso un embargo comercial a Colombia, a pesar de que eso causara iguales o mayores daños a Venezuela. Con Uribe se embrollaron en un "juego de gallina", hasta que Santos sensatamente cedió, apenas tomó posesión.



déficit de gas en Colombia con importaciones de Venezuela por el Transguajiro, único vínculo de la red colombiana con el exterior. El convenio Ecopetrol-Chevron-PDVSA previó (después de suministros de Colombia a Venezuela en el primer lustro) revertir el flujo cuando la producción en Colombia decaería y en Venezuela despegaría<sup>34</sup>.

Esto sucedería probablemente no en 2012 (como se fijó en el convenio de 2007), sino en 2013 o 2014, sujeto a varias incertidumbres: Venezuela aún no tenía gas disponible. No estaba claro cuándo se desarrollarían las grandes reservas halladas en el Golfo de Venezuela (ENI-Repsol-PDVSA), ni cuándo se completaría la interconexión de los campos del Oriente con la red del Occidente venezolano, que se integraría con el sistema Transguajiro. También existía el riesgo de que el gas venezolano se utilizara internamente, en vez de ser exportado (hasta cubrir el déficit del mercado occidental) (UPME 2010).

Finalmente, había que calcular con el riesgo político. Según Vásquez (2010), Chávez (si conservara el poder en las elecciones de 2012) sería capaz de cortar el suministro a Colombia, aunque probablemente se limitaría a presionar con amenazas. El flujo de gas crearía una interdependencia asimétrica que incentivaría a Colombia a tener buena relación política con Venezuela.

Sin embargo, Colombia - importando gas licuado (GNL) - podría minimizar su vulnerabilidad a una interrupción de futuros suministros venezolanos por gasoducto<sup>35</sup>. Al parecer, el gobierno Santos optó por la construcción de una planta de regasificación, preferiblemente antes del Niño de 2013 (*Portafolio* 13/12/2010)<sup>36</sup>. La UPME (2010) recomendó - como primer paso - poner en operación a buques regasificadores en la Costa Pacífica, la Atlántica, o en ambas costas<sup>37</sup>.

De mediano a largo plazo, Colombia (incluso sin implementar la opción de GNL) no sería muy vulnerable a una interrupción de

futuros suministros venezolanos, por dos razones: (a) El porcentaje de gas importado del inestable vecino sería mínimo dentro del total de energía primaria consumida en Colombia; (b) Habría varias opciones para reemplazar este gas: carbón, combustibles líquidos, gas no convencional, renovables<sup>38</sup>.

Sin embargo, a más largo plazo, la vulnerabilidad colombiana podría aumentar como consecuencia de la explotación de las enormes reservas venezolanas, la interconexión de las redes vecinas y el creciente peso del gas en la canasta energética de Colombia.

Bucaramanga, por su parte, tendrá garantizado su abastecimiento por 15 años gracias al gasoducto desde Gibraltar (yacimiento explotado por Ecopetrol en el límite de Norte de Santander y Boyacá) que en el segundo trimestre de 2011 ya estaba casi completo.

### **Petróleo:**

La participación del petróleo y sus derivados en la canasta energética de Colombia es mucho mayor que la del gas natural, aunque está bajando (bajó del 48,3% al 45% entre 2000-2008, y descendería al 41% para 2020) (UPME 2009). Sin embargo, en los últimos años, la autosuficiencia petrolera se ha extendido más allá del mediano plazo, la producción y las exportaciones han crecido, y ha ingresado abundante IDE.

El aumento de la producción, constante desde 2006, ha tenido tres factores: (a) El alza de precios (desde 2003) hizo rentable explotar yacimientos de crudo pesado, descubiertos años atrás (Rubiales, Castilla); (b) Tecnologías modernas han permitido recuperar crudo residual en campos maduros (La Cira-Infantas, Casabe)<sup>39</sup>; (c) Campos pequeños-medianos, descubiertos recientemente, han entrado en producción (Lopera 2010).

La exploración ha crecido dinámicamente<sup>40</sup>. Sin embargo, se concentraba

34 El convenio prevé importaciones colombianas de 39 millones de pies cúbicos diarios (MPCD) desde 2012 y de 150 MPCD entre 2016-2027. La capacidad del gasoducto - 500 MPCD - permitiría más importaciones (UPME 2009<sup>a</sup>). Chevron es socio tanto de Ecopetrol, como de PDVSA.

35 El gasoducto - con los contratos de largo plazo que fijan volúmenes y precios de los suministros - crea una rígida interdependencia entre proveedor y cliente (monopolio y monopsonio a la vez). En cambio, el mercado de GNL es global - como el mercado petrolero - con la restricción de que requiere a los consumidores construir plantas de regasificación (Arraigada 2010).

36 Según Minminas, el proyecto (tras un proceso competitivo) quedará en manos del sector privado. Según el gerente de Naturgás, convendría instalar la planta en el Caribe, donde está el mercado de los combustibles. Además, en las principales ciudades colombianas se montarán centros de almacenamiento de combustible para evitar futuros racionamientos (*Portafolio* 13/12/2010).

37 Esto sería una solución rápida y flexible hasta 2020. A más largo plazo, si no hubiera hallazgos importantes, se construirían plantas de regasificación; en cambio, si apareciera gas natural en grandes cantidades, se podría prescindir parcial o totalmente de los buques.

38 Por tanto, Venezuela no obtendría significativo poder geopolítico.

39 La producción de los campos maduros recuperados puede decaer abruptamente.

40 112 pozos en 2010, tras 99 en 2008 y apenas 20 en 2002 (Viscidi 2010, *Portafolio* 16/02/2011).

en las cuencas sedimentarias consideradas de menor riesgo, donde se ha probado la existencia comercial de hidrocarburos (Llanos Orientales, Magdalena Medio, Catatumbo, Putumayo). Los inversionistas buscaban rentabilidad a corto plazo (sin arriesgar mayores capitales en proyectos de gran escala en cuencas sub-exploradas) (UPME 2009).

En alguna medida, la falta de oleoductos frenaba el auge de la producción<sup>41</sup>. El crudo pesado de los Llanos Orientales requería tubería especial (Viscidi 2010). A fines de 2010, Ecopetrol (55%) se asoció con Pacific Rubiales (32,8%) y Petrominerales para construir el Oleoducto Bicentenario entre Casanare y Coveñas (Caribe) hasta fines de 2012 (Foxbusiness.com 11/11/2010).

Pese a los cuellos de botella en el transporte y la ausencia de grandes descubrimientos, la producción ascendió a 839 mil BD en enero de 2011 (de 742 mil un año atrás). Según datos oficiales, las reservas probadas estaban cerca de 2 mil millones de barriles a fines de 2010; la producción - que promedió 785 mil BD en 2010 - podría cerrar 2011 entre 950 mil y 1 millón BD y, en 2015, podría duplicar el nivel de 2010, a juzgar por las altas tasas de éxito exploratorio (*Portafolio* 16/02/2011)<sup>42</sup>.

En una euforia extractivista, los riesgos más comentados eran: (a) enfermedad holandesa por abundantes ingresos petroleros y mineros; (b) relativa vulnerabilidad a la volatilidad de los precios internacionales (*Portafolio* 17/02/2011)<sup>43</sup>. La posibilidad de que Colombia volviera a convertirse en importador neto de petróleo parecía alejada.

Incluso en caso de que eso con el tiempo ocurriera, Colombia no dependería de un solo proveedor, gracias al mercado globalizado de petróleo. Sin embargo, sería vulnerable a un alza de precios, y los derivados de petróleo, utilizados mayoritariamente en el transporte, serían más difíciles de reemplazar (con biocombustibles, gas vehicular, carros eléctricos) (Acosta et al. 2011).

Ecopetrol aseguraba el abastecimiento de Colombia a tres maneras: (a) Inversiones en E&P, infraestructura de transporte, refinación<sup>44</sup>; (b) Adquisición de activos extranjeros en Colombia (controlando, con sus socios minoritarios, la abrumadora mayoría de la producción

nacional); (c) Participaciones en extracción en Perú, Brasil y EE.UU (regímenes mercado-céntricos parecidos al colombiano).

Sin embargo, la ausencia de Ecopetrol de Venezuela era una anomalía, pues los yacimientos colombianos parecían meras “prolongaciones” de reservas concentradas en territorio venezolano, y el mercado colombiano quedó pequeño para Ecopetrol. Deseosa de entrar en las grandes ligas petroleras, la CPE colombiana no ganó participación en los bloques subastados de la FPO.

La ANH - que a la espera de que en los Llanos Orientales se encontraran suficientes reservas, estudiaba la construcción de un oleoducto al Pacífico para servir el mercado asiático - reconoció: técnicamente tendría sentido que este oleoducto también transportara petróleo venezolano (de la FPO) (Dow Jones Newswire 12/05/2010). El presidente Santos confirmó que algunos grandes proyectos infraestructurales podrían realizarse bajo arreglos intergubernamentales (Rathbone, Mapstone, 2011).

### 3 Comparaciones euroasiáticas

Algunas experiencias en torno a gasoductos-oleoductos “inter-sistémicos” en Eurasia podrían ser interesantes para los proyectos Ecopetrol-PDVSA.

Dichos conductos - existentes o proyectados - son: (1) Gasoducto trans-ucraniano: de la URSS/bloque soviético a Europa Occidental a través de la Cortina de Hierro (años 70-80); (2) Gasoducto Yamal-Europa: entre Rusia y Alemania, vía Bielorrusia, Polonia (1999); (3) Corriente Norte: gasoducto báltico Rusia-Alemania (en construcción); (4) Proyecto Corriente Sur: gasoducto Rusia-Mar Negro-Unión Europea (UE), con dos brazos desde Bulgaria hacia el Norte y el Sur de Italia, vía Grecia-Mar Jónico y los Balcanes, respectivamente; (5) Oleoducto Caspio: Kazajistán-Rusia, con terminal en Novorossiysk, puerto ruso en el Mar Negro (1999-2003); (6) Proyecto de oleoducto Burgas-Alejandrópolis: del Mar Negro al Egeo a través de Bulgaria y Grecia.

Las analogías euroasiáticas extraídas se refieren a cuatro aspectos: (a) efectos de la extensión del gasoducto Transguajiro; (b)

41 Donde no hay oleoductos, las petroleras tienen que transportar el petróleo en camiones o renunciar a la extracción.

42 Gracias al petróleo - cuyas ventas externas, mayoritariamente a EEUU, dieron un salto de USD 6 mil M - el valor total de las exportaciones registró récord en 2010, pese a la caída de los envíos a Venezuela (*Portafolio* 16/02/2011).

43 Los precios de petróleo volvieron a niveles muy altos cuando el colapso de regímenes autoritarios árabes amenazaba la producción, y la violencia desatada por el dictador Gadafi mermó la libia.

44La modernización de la refinería de Barrancabermeja incluye su acondicionamiento para procesar crudos pesados.



participaciones de Ecopetrol en E&P en campos venezolanos, vinculadas al oleoducto FPO-Pacífico como paquete; (c) estructura de la sociedad constructora: control sobre el oleoducto; (d) alianza Ecopetrol-PDVSA; (e) actitud de EE.UU.

### **Extensión del gasoducto Transguajiro:**

Si las extensiones del Transguajiro se realizaran (resolviendo los problemas de seguridad y medio ambiente), Colombia se convertiría en país de tránsito para futuros suministros de gas venezolano a Panamá (Centroamérica) y Ecuador.

Supongamos que Colombia quedara vulnerable a una interrupción de suministros venezolanos: ¿Serviría entonces su control sobre el tránsito para mitigar esta vulnerabilidad? ¿Desistiría Venezuela de cortar el flujo a Colombia con tal de no perjudicar a los consumidores centroamericanos o ecuatorianos? La experiencia europea es contradictoria a este respecto: En la primera guerra ruso-ucraniana de gas (2006), Rusia había tomado en consideración la vulnerabilidad europea, pero en la segunda (2009) dejó de tenerla en cuenta<sup>45</sup>.

Si Venezuela (en un conflicto político) decidiera cortar sus futuros suministros para Colombia, probablemente no consideraría a los consumidores adicionales de Panamá y Ecuador (y cortaría todo el flujo). Sin embargo, Colombia no debería desviar gas de tránsito (aún cuando Venezuela sólo cortara el volumen destinado para ella), sino debería recurrir a un procedimiento preestablecido de conciliación y arbitraje. Por tanto, la extensión del Transguajiro sería ineficaz como contramedida.

### **Oleoducto FPO-Pacífico plus extracción conjunta:**

En esencia, Venezuela (PDVSA) - a cambio de realizar un oleoducto FPO-Pacífico en territorio colombiano - ha ofrecido a Colombia (Ecopetrol) acceso a extracción de crudo en la FPO y otras dos zonas venezolanas. Tal paquete podría crear interdependencia compleja y balanceada entre las dos CPE y sus estados accionistas.

Este paquete recuerda los arreglos en torno a Corriente Norte. Gazprom, la CPE rusa de gas, había invitado a E.ON-Ruhrgas y BASF-Wintershall, compañías alemanas asociadas con ella para construir el gasoducto báltico, a participar en extracción de gas en Siberia Occidental<sup>46</sup>. Según Noël (2008), esta prebenda era un incentivo más para Alemania a tener en cuenta intereses políticos de Rusia<sup>47</sup>.

La reconciliación post-Urbe permitiría a Colombia/Ecopetrol negociar una participación de E&P en la FPO con Venezuela/PDVSA sobre bases intergubernamentales. Un oleoducto/poliducto FPO-Pacífico transportaría (aparte del petróleo venezolano destinado a China) petróleo colombiano destinado a China, India, Japón o la Costa occidental de EE.UU. Si en el tramo colombiano se instalaran refinerías para procesar crudo pesado de la FPO, la interdependencia aumentaría.

### **Control sobre el oleoducto FPO-Pacífico:**

¿Pero quién construiría el largo tramo colombiano hasta la Costa Pacífica? ¿Estatales chinas en concesión? ¿O PDVSA, como el corto tramo colombiano del Transguajiro?<sup>48</sup> ¿O algún consorcio? ¿Qué control tendría Ecopetrol sobre el oleo-poliducto?

El Consorcio del Oleoducto Caspio (CPC) podría servir de inspiración para estructurar la sociedad que construiría y operaría el oleoducto FPO-Pacífico. La composición original del CPC estableció un delicado balance entre las CPE y CPI, así como entre los Estados participantes (Dellecker 2008).

A primera vista convendría que Ecopetrol tuviera mayoría absoluta en la propiedad sobre el tramo colombiano. El control sobre los flujos de tránsito le podría servir como póliza de seguro para sus proyectadas inversiones extractivas en Venezuela. Sin embargo, Ecopetrol no debería pensar en bloquear los flujos: aunque una eventual interrupción afectaría más a PDVSA que a China o la India, Ecopetrol no podría mantenerla por mucho tiempo ni justificarla ante un tribunal de arbitraje<sup>49</sup>.

45 En el conflicto de 2006, Rusia había cortado sus suministros para Ucrania y, en respuesta, Ucrania desvió volúmenes de tránsito destinados a Europa. Sin embargo, Rusia restableció sus suministros para Ucrania en tres días, con tal que Kiev dejara de desviar flujos para Europa. En cambio, en el conflicto de 2009, Rusia - además de cortar los flujos para Ucrania (mejor dicho, de reducir los flujos inyectados a la red ucraniana en el volumen destinado a Ucrania) - recortó también el gas de tránsito destinado a Europa. Entonces Ucrania bloqueó su red (para revertir el flujo predominante en ella) (Palotas 2010).

46 Este gas alimentará la primera línea de Corriente Norte.

47 En todo caso, Gazprom pidió a sus socios - en canje por su acceso al campo Yuzhno-Russkoye - activos aguas abajo en Europa.

48 El tramo colombiano del Transguajiro fue financiado y construido por PDVSA-Gas Colombia, y estaba en su propiedad.

49 Ecopetrol - en caso de expropiación de sus eventuales inversiones en Venezuela - debería negociar compensación, o recurrir a arbitraje preestablecido.

Si Ecopetrol se contentara con control relativo (25-30%) en un consorcio para construir el tramo colombiano, podría crear interdependencia más compleja: además de PDVSA (que tendría una parte sustancial, pero menor que Ecopetrol), se invitarían también las demás compañías presentes en la FPO, tanto estatales (chinas, rusas) como privadas internacionales (Chevron, Repsol)<sup>50</sup>.

Esto correspondería a la orientación del gobierno Santos que escogió la tercera – intermedia – entre tres opciones de integración energética en las Américas: (1) TLC-plus de EE.UU (vector mercado, favorable a las CPI); (2) ALBA de Venezuela (entre gobiernos y CPE, mecanismos alternativos al mercado); (3) UNASUR de Brasil (proyectos comercialmente viables tanto con actores estatales como privados) (Armijo, Gustafson 2010).

### **Alianza Ecopetrol-PDVSA:**

A juzgar por la experiencia europea, las diferencias en el régimen petrolero (económico, político, social) y en la mentalidad corporativa no impedirían una alianza estratégica entre Ecopetrol y PDVSA, basada en intereses mutuos, aunque complicarían su desarrollo, y la debilitarían, si se acentuaran.

La alianza estratégica entre Gazprom y Ruhrgas – que se remonta al “negocio de tubos de gas” de la época de guerra fría - sólo comenzó a resquebrajarse cuando Ruhrgas, absorbida por el gigante privado E.ON en 2003, iba cambiando de mentalidad, hasta promover el desarrollo de un *trading hub* alemán en su área de mercado (Lohmann, 2009)<sup>51</sup>. Gazprom siguió operando (aún más vigorosamente) como actor estatal con estrategias económicas-políticas integradas (Socor 2009)<sup>52</sup>.

Los cambios que introdujeron competencia en los mercados de gas del continente europeo (normas comunitarias de liberalización; disponibilidad de fuentes alternativas de gas), influyeron en el

comportamiento de E.ON-Ruhrgas, y la distanciaron de Gazprom, pero no desbarataron su asociación en Corriente Norte.

### **La actitud de EE.UU:**

Si la experiencia eurasiática fuera buen guía, EE.UU desaprobaba un oleoducto FPO-Pacífico, y su oposición retardaría el proyecto, pero no necesariamente impediría su realización.

EE.UU ha apoyado aquellos proyectos de oleo/gasoductos que comprenden a sus aliados (esquivan a sus rivales), y se ha opuesto a aquellos que conectan a sus rivales y aliados (Rosenbach, Peritz 2009).

Así, EE.UU desaprobaba los conductos inter-sistémicos referidos, menos el gasoducto Yamal-Europa y el Oleoducto Caspio, los cuales se remontan a los 90, cuando Rusia era aliada de Occidente (y, por cierto, privatizó la mayor parte de su industria petrolera entre pocos oligarcas).

Más importante, la oposición de EE.UU sólo retardó el Corredor trans-ucraniano y Corriente Norte (durante las administraciones Reagan y Bush hijo, respectivamente), pero no impidió su realización.

La administración Obama se abstuvo de criticar Corriente Norte y Sur, a diferencia de la administración Bush, que había fustigado ambos proyectos (por aumentar la dependencia europea del gas ruso, reprimir la competencia y facilitar el uso de la energía como arma política). La administración Obama ha tratado las disputas energéticas como de carácter económico (*Wall Street Journal*, 27/11/2009). De hecho, la colocación de tubos del gasoducto báltico arrancó en abril de 2010.

Oficialmente, la administración Obama también da la bienvenida al hecho de que los países latinoamericanos comercien más con China y obtengan mayores inversiones (Moltó 2011). Según Weitz (2010), es posible incluso que EEUU y China se pongan de acuerdo sobre un código de conducta en la competencia por los recursos y busquen un acuerdo global.

50 El acuerdo de consorcio podría ser avalado por un tratado político colombo-venezolano sobre el régimen de tránsito y la seguridad del oleoducto.

51 En los 70-80, en la construcción del Corredor trans-ucraniano, se asociaban: el ministerio soviético de gas que era el antecesor de Gazprom y un Ruhrgas que era campeón estatal alemán con firme control sobre el mercado. La alianza sobrevivió la deslealtad de Gazprom, que en los 90 ayudó a montar limitada competencia a Ruhrgas, creando Wingas, una EM alemana con BASF-Wintershall (con la cual construyó Yamal-Europa). En medio de la crisis de rublo, Ruhrgas adquirió un paquete minoritario en Gazprom (que llegó al 6%).

52 Esto quedó claro en las dos guerras ruso-ucranianas de gas, que interrumpieron suministros para E.ON-Ruhrgas. Sin embargo, la conclusión que E.ON-Ruhrgas sacó de estos conflictos era la necesidad de realizar Corriente Norte para quitarle a Ucrania su poder (casi-monopolio) sobre el tránsito del gas ruso a Europa. Al mismo tiempo, E.ON-Ruhrgas - que había adquirido muchos activos aguas abajo en nuevos miembros de la UE – era renuente a canjear cualquiera de ellos por su participación en Yuzhno-Russkoye, y terminó pagando a Gazprom con la mitad del paquete de acciones que le había comprado (desinversión, en vez de entrelazamiento corporativo).



Sin embargo, sería ingenuo pensar que Washington no intentara, por lo menos, retrasar un oleoducto FPO-Pacífico, mientras el gobierno Chávez (enfrentado a sus intereses) estuviera en el poder.

Finalmente, el aparente naufragio del proyecto Burgas-Alejandrópolis deja suponer que EEUU disuadiría a Colombia de aceptar cualquier control mayoritario de PDVSA sobre el tramo colombiano del FPO-Pacífico.

Bulgaria y Grecia, miembros de la OTAN y la UE, habían aceptado que un consorcio de CPE rusas controlara el 51% del proyectado oleoducto, que esquivaría al congestionado Bósforo. Sin embargo, Bulgaria rechazó el proyecto tras un cambio de gobierno en 2010, que la acercó a EEUU.

Sofía citó razones ambientales, pero otras habrían tenido mayor peso. El Burgas-Alejandrópolis iba a ser el primer oleoducto bajo control ruso dentro de la UE. Las CPI norteamericanas y europeas, que habían construido el Oleoducto Caspio, quedaron fuera del proyecto. Por tanto, quedarían expuestas a la voluntad del gobierno ruso respecto a las condiciones de tránsito por el Burgas-Alexandropolis (Socor 2011)<sup>53</sup>.

## Conclusiones

### Comparación de regímenes petroleros:

Venezuela adoptó un modelo Estado-céntrico, nacionalista, mientras Colombia adoptó un mercado-céntrico, más liberal, sin abandonar el concepto de la renta petrolera.

Acceso al recurso - Venezuela: empresas mixtas dominadas por PDVSA, socios minoritarios seleccionados mediante acuerdos intergubernamentales (CPE de países amigos), aparte de licitaciones (CPI). Colombia: contratos de concesión moderna, sin obligación de asociarse con Ecopetrol en campos menores.

Modelo organizativo - Venezuela: CPE (PDVSA) bajo control directo del gobierno; multitud de CPE amigas, reducida presencia de CPI. Colombia: CPE (Ecopetrol) parcialmente privatizada, con mentalidad industrial-comercial; enjambre de menores productores privados (extranjeros), reducido interés de las CPI.

Competencia - Venezuela: PDVSA controla a las demás petroleras en el seno de empresas mixtas, materializa la política petrolera del gobierno. La ANH establece reglas iguales para

todo tipo de empresas (si bien Ecopetrol domina el mercado).

### Proyectos conjuntos y seguridad energética colombiana:

Gas natural: De mediano a largo plazo, la instalación de una planta de regasificación minimizaría la vulnerabilidad colombiana a una interrupción de futuros suministros venezolanos de gas de gasoducto. Más allá, la explotación de las enormes reservas venezolanas, la interconexión de las redes vecinas y el mayor peso del gas en la canasta energética de Colombia podrían aumentar su vulnerabilidad. La extensión del Transguajiro sería ineficaz como contramedida, pero facilitaría la integración con Centroamérica.

Petróleo: A pesar de la autosuficiencia colombiana prolongada a un decenio, la ausencia de Ecopetrol de Venezuela era una anomalía. La realización del oleoducto FPO-Pacífico (con refinerías especializadas y flujos en tránsito bajo control colombiano) por un lado, y de las participaciones de Ecopetrol en E&P en campos venezolanos (mediante empresas mixtas controladas por PDVSA) por el otro, crearía interdependencia compleja y balanceada entre las dos CPE y sus estados accionistas.

### Enseñanzas euroasiáticas:

Las diferencias en el régimen petrolero y en la mentalidad corporativa no impedirían una alianza estratégica entre Ecopetrol y PDVSA, basada en intereses mutuos. Si la experiencia euroasiática fuera buen guía, EEUU se opondría a un oleoducto FPO-Pacífico, por lo menos mientras el gobierno Chávez quedara en el poder.

Colombia/Ecopetrol podría negociar un ventajoso arreglo-paquete (*package deal*) con el actual gobierno venezolano, aprovechando sus motivos geopolíticos, como lo han hecho numerosas CPE de países amigos y hermanos.

Tras un eventual cambio de régimen petrolero-político (como resultado de las elecciones venezolanas de 2012), los proyectos Ecopetrol-PDVSA se evaluarían por separado, con criterio económico-comercial. Ecopetrol tendría que competir por cada oportunidad de extracción en Venezuela (en la FPO como parte de consorcios liderados por CPI). En cambio, sería más fácil organizar un consorcio para realizar un oleoducto FPO-Pacífico.

53 La administración Bush apoyaba un proyecto competidor: el oleoducto Burgas-Vlore (Bulgaria-Macedonia-Albania).

## Bibliografía

Acosta, S., Richert, J., Zilla, C. (2011). Markt und Meinungen. Energetische Ressourcen - Erdöl und Biokraftstoffe. En Mildner, S. (Ed.), *Konfliktisiko Rohstoffe? Herausforderungen und Chancen im Umgang mit knappen Ressourcen*. SWP-Studien, Berlín, febrero, 93-100.

Acuerdo ruso (2010). Acuerdo legislativo que aprueba la constitución de una Empresa mixta entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y el Consorcio Nacional Petrolero S.R.L. Gaceta Oficial, República Bolivariana de Venezuela, 9 de marzo, 375.088-375.090.

Armijo, L., Gustafson, C. (2010). The Political Uses of Energy Policy in South America: Competing Regional Integration Strategies of the United States, Brazil, and Venezuela, 1990-2009. Recuperado de [http://www.allacademic.com/meta/p\\_mla\\_apa\\_research\\_citation/4/1/5/2/2/pages415227/p415227-1.php](http://www.allacademic.com/meta/p_mla_apa_research_citation/4/1/5/2/2/pages415227/p415227-1.php)

Arraigada, G. (2010). Energy Policy in Latin America: The Critical Issues and Choices. Inter-American Dialogue. Recuperado de [http://www.thedialogue.org/uploads/Energy\\_Working\\_Group/Energy\\_Arraigada\\_Issues\\_ChoiceC.pdf](http://www.thedialogue.org/uploads/Energy_Working_Group/Energy_Arraigada_Issues_ChoiceC.pdf)

Benhassine, A. (2009). Gouvernance et régulation dans l'industrie des hydrocarbures vénézuéliens: une analyse des rapports Etat-sociétés pétrolières. (Tesis doctoral, Universidad de Grenoble II). Recuperado de <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00363388/fr>

Brune, N. (2010). Latin America and U.S. Energy Security. World Politics Review, 9 de noviembre.

Coronel, G. (2011). The Rapid Decline of PDVSA. Latin Business Chronicle, 28 de enero. Dellecker, A. (2008). Caspian Pipeline Consortium: Bellwether of Russia's Investment Climate? *Russie.Nei.Visions* (31), Ifri Russia/NIS Center, Paris, junio.

Echeverry, J. et ál. (2009). Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact. Documentos CEDE (10), Universidad de los Andes. Recuperado de [dcde2009-10.pdf](http://dcde2009-10.pdf)

Eljuri, E., Tejera, V. (2008). 21st-Century Transformation of the Venezuelan Oil Industry. *Journal of Energy & Natural Resources Law* 26 (4).

Espinasa, R. (2008). Integración energética hemisférica: contribución potencial de los países de la región andina. En Castilla, M. (Ed.), *Hacia la integración energética hemisférica*. Recuperado de <http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2008/01394.pdf>

Farnsworth, E. (2011). The New Mercantilism: China's Emerging Role in the Americas. Current History, febrero.

Fernández, J. (2010). Venezuela 2010: otra década perdida. Recuperado de <http://www.infolatam.com/2010/09/22/venezuela-elecciones-chavez-jonas-fernandez/>

Frank, C. (2006). Energiesicherheit, III. Risikofaktoren und Risikofelder. 1. Politik-Ökonomie-Militär. Bundeswehr, Reader Sicherheitspolitik, Ergänzungslieferung 12/06.

Gvosdev, N. (2011). Libya and the Global Oil Shock. *World Politics Review*, 25 febrero. Keohane, R., Nye, J. (1988). Poder e Interdependencia: La Política Mundial en Transición. Buenos Aires: Grupo Editor latinoamericano.

Levi, M. (2010). Energy Security: An Agenda for Research. Council on Foreign Relations. Recuperado de [http://www.relooney.info/0\\_New\\_7461.pdf](http://www.relooney.info/0_New_7461.pdf)

Locatelli, C. (2010). Quelle politique russe pour le secteur des hydrocarbures? Universidad de Grenoble II, LEPII, Documento de trabajo (3).

Lohmann, H. (2009). The German Gas Market post 2005: Development of Real Competition. Recuperado de [http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG\\_33\\_Final.pdf](http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG_33_Final.pdf)

Mantilla, J. (2009). Geopolítica de la energía: América Latina dentro de un mundo en transformación. En Vieira, E. (Ed.), *Tendencias mundiales y latinoamericanas en el uso de recursos energéticos*. Bogotá: Editorial Javeriana, 77-139.

Mares, D. (2010). Resource Nationalism and Energy Security in Latin America: Implications for Global Oil Supplies. Recuperado de <http://bakerinstitute.org/publications/EF-pub-MaresResourceNationalismWorkPaper-012010.pdf>

Márquez, M. (2010). Algunas estrategias para reconstruir las relaciones con Venezuela. En Sanín, J. (Ed.), *Más allá de la seguridad democrática. Agenda hacia nuevos horizontes*. Bogotá: Editorial Javeriana, 465-477.

Menpet (2011). Reservas probadas de Venezuela ascienden a 296.500 millones de barriles. Ministerio de Energía y Petróleo, 15 de febrero. Recuperado de <http://www.menpet.gob.ve/noticias.php?option=view&idNot=1972>

Miraflores (2010). Declaración de Miraflores. Caracas, 2 de noviembre. Recuperado de [http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2010/Noviembre/Paginas/20101102\\_19.aspx](http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2010/Noviembre/Paginas/20101102_19.aspx)

Moltó, Á. (2011). Entrevista a Arturo Valenzuela, el hombre de Obama para Latinoamérica. *Política Exterior* (139).



- Mommer, B. (2003). *Petróleo Subversivo*. Recuperado de <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/article/524/1.PDF>
- Monaldi, F. (2010). *Venezuela's Oil Industry Outlook*. Presentation, CSIS. Recuperado de [http://csis.org/files/attachments/100722\\_CSIS\\_Monaldi.pdf](http://csis.org/files/attachments/100722_CSIS_Monaldi.pdf)
- Noël, P. (2008). *Beyond Dependence: How To Deal With Russian Gas*. Recuperado de [http://ecfr.3cdn.net/c2ab0bed62962b5479\\_ggm6banc4.pdf](http://ecfr.3cdn.net/c2ab0bed62962b5479_ggm6banc4.pdf)
- Otero, D., Cancino, A., Chaves, C. (2009). *Análisis de la integración energética en América Latina y su importancia para Suramérica*. Universidad Central, Departamento de Economía, Documentos de investigación (1). Recuperado de <http://www.ucentral.edu.co/pregrado/cienciaseconomicas/economia/publicaciones/doc-investiga/integracionfinal.pdf>
- Palotas, L. (2010). *Rusia y Ucrania: dos dependencias. El gas y la paz en Europa*. Revista *Ariadna Tucma* 5. Recuperado de <http://www.ariadnatucma.com.ar/?p=802>
- Puyana, A. (2009) *¿Qué pasa con el petróleo colombiano?* *América Latina Hoy* (53). Recuperado de [http://campus.usal.es/~revistas\\_trabajo/index.php/1130-2887/article/view/5931/5959](http://campus.usal.es/~revistas_trabajo/index.php/1130-2887/article/view/5931/5959)
- Rathbone, P., Mapstone, N. (2011). FT interview: Juan Manuel Santos, *Financial Times*, 13 de febrero.
- Rodado, C. (2010). *Declaraciones del Ministro Rodado*, 2 de septiembre, Barrancabermeja.
- Rosenbach, E., Peritz, A. (2009). *The National Interest, Energy Security and the Intelligence Community*. Recuperado de [http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/19160/national\\_interest\\_energy\\_security\\_and\\_the\\_intelligence\\_community.html](http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/19160/national_interest_energy_security_and_the_intelligence_community.html)
- Socor, V. (2009). *Nord Stream Pipeline Project Still Short of Resources*. The Jamestown Foundation, *Eurasia Daily Monitor* 6(209).
- Socor, V. (2011). *Russia Mothballs Trans-Balkan Oil Pipeline Project*. EDM 8(35).
- UPME (2009). *Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia*. Unidad de Planeación Minero-Energética, octubre.
- UPME (2010). *Plan de Abastecimiento... Versión 2010*. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Abast\\_Gas\\_Natural/PLAN\\_ABASTECIMIENTO\\_GAS%20NATURAL\\_2009.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Abast_Gas_Natural/PLAN_ABASTECIMIENTO_GAS%20NATURAL_2009.pdf)
- Yepes, L. (2010). *La deuda del gas*. *Portafolio*, 6 de octubre.
- Vanegas, O. (2010). *State take en Colombia*. *El Frente*, 23 de octubre.
- Vásquez, P. (2010). *Energy and Conflicts: A Growing Concern in Latin America*. *Inter-American Dialogue*. Recuperado de <http://www.thedialogue.org>
- Viscidi, L. (2010). *Colombia's Energy Renaissance*. Americas Society/Council of the Americas. Recuperado de <http://www.as-coa.org/files/ColombiasEnergyRenaissance.pdf>
- Wälde, T. (2003). *Global Oil and the Nation State* by Bernard Mommer. Recuperado de <https://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Reviews/review80.html>
- Weitz, R. (2010). *China's Strategy on Energy Security*. *World politics Review*, 9 noviembre
- WikiLeaks (2010). *WikiLeaks cables: Oil giants squeeze Chávez as Venezuela struggles*. *The Guardian*, 9 de diciembre.