

Estudios de Economía Política y Sistema Mundial

UNASUR: radiografía del sector de hidrocarburos

por

Sabbatella, Ignacio - ignaciosabbatella@yahoo.com.ar

Resumen

Uno de los ejes centrales de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) es la integración regional en materia energética. Si se toma a sus doce países miembro como una unidad, el balance energético indica que se trata de un bloque autosuficiente y que, incluso, cuenta con saldos exportables. Sin embargo, aquí se pone en duda la existencia de una situación de autosuficiencia en materia de petróleo y gas, específicamente.

Por lo tanto, el objetivo general de este trabajo es examinar las principales variables de la actividad petrolera y gasífera de la región, desagregadas por país: reservas probadas y recursos no convencionales, extracción, producción de combustibles, infraestructura comercial, exportación e importación. A tal fin, los datos fueron recabados de agencias internacionales: la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. EIA) y la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Como resultado, se halló la existencia de un pequeño déficit en el comercio total del bloque en relación al gas natural y a los derivados del crudo. Esto se debe a la falta de inversión en materia de explotación y refinación, además de la infraestructura necesaria para incrementar el intercambio intrarregional. Bajo estas condiciones, EEUU aparece como el principal actor del comercio extrarregional del bloque, dada la capacidad de sus refinerías para procesar crudos pesados. De modo que se establece un intercambio energético con el mercado estadounidense, en el cual priman exportaciones de crudo e importaciones de combustibles.

Palabras clave: UNASUR, integración regional, petróleo, gas

Sobre el autor

Sabbatella, Ignacio. Licenciado en Ciencia Política, Magíster en Investigación en Ciencias Sociales y Doctor en Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires. Su tesis doctoral "¿Commodities o bienes estratégicos para el crecimiento económico? La ecología política del petróleo y gas en la etapa posneoliberal" (2013), mereció la calificación Sobresaliente summa cum laude, con recomendación de publicación. Su tesis de maestría "La ecología política de la privatización de YPF: mercantilización de los hidrocarburos y valoraciones alternativas (1989-2001)" obtuvo mención especial, con recomendación de publicación (2011). Actualmente es becario posdoctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) con sede en el Instituto de Investigaciones Gino Germani. Investigador del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el desarrollo (OETEC) y del Centro Cultural de la Cooperación. Es, además, coautor de Historia de una privatización: cómo y por qué perdimos YPF (Buenos Aires, Capital Intelectual, 2012), y de Ex Secretarios de Energía bajo la lupa (Buenos Aires, Planeta, 2014). Escribió numerosos artículos presentados en eventos y revistas científicas. Entre 2006 y 2007 se desempeñó como asesor en la Cámara de Diputados de la Nación. Entre 2005 y 2012 fue docente de la Facultad de Ciencias Sociales de la UBA.

Cómo citar este artículo

Sabbatella, Ignacio. "UNASUR: radiografía del sector de hidrocarburos". La revista del CCC [PDF]. Enero / Junio 2015, n° 22. Actualizado: 2015-08-31. Disponible en Internet:

1) Introducción La Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) estableció su tratado constitutivo en mayo de 2008, pero sus orígenes se remontan a la creación de la Comunidad Sudamericana de Naciones en Cusco (Perú) en 2004. Es una organización internacional creada como impulso a la integración regional en materia de energía, educación, salud, ambiente, infraestructura, seguridad y democracia. Sus doce estados miembros son: la República Argentina, el Estado Plurinacional de Bolivia, la República Federativa del Brasil, la República de Colombia, la República de Chile, la República del Ecuador, la República Cooperativa de Guyana, la República del Paraguay, la República del Perú, la República de Surinam, la República Oriental del Uruguay y la República Bolivariana de Venezuela.

UNASUR coloca en un segundo plano la cuestión comercial y de infraestructura para convertirse en un acuerdo cuyas metas centrales son la cooperación y el diálogo político y la integración social y productiva. En particular, la integración energética se constituye como uno de los ejes centrales de su actividad (UNASUR-OLADE, 2012: 5).

La Declaración de Margarita de abril de 2007 creó el Consejo Energético de Suramérica (CES), integrado por los Ministros de Energía de cada país, para que "presenten una propuesta de lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, del Plan de Acción y del Tratado Energético de Suramérica". Dichas tareas quedaron a cargo del "Grupo de Expertos en Energía", dependiente del CES. Finalmente, los Lineamientos de Estrategia Energética Suramericana, el Plan de Acción y la Estructura del Tratado Energético Suramericano fueron aprobados en la Reunión Presidencial Extraordinaria celebrada el 4 de mayo de 2010, que encomendó a los Ministros de Energía a avanzar en el desarrollo del contenido del Tratado.

Los Lineamientos son una macro guía de política para lograr la integración energética suramericana y se constituyen en la base para la elaboración del Plan de Acción y el Tratado Energético Suramericano. El primer lineamiento es promover la seguridad del abastecimiento energético de la región. Otros lineamientos son la promoción del intercambio energético regional, el fortalecimiento de la infraestructura, mecanismos de complementariedad entre empresas estatales, el intercambio y transferencia de tecnología, formación de recursos humanos, el consumo racional y sostenible, la industrialización del sector, la armonización de los aspectos regulatorios y comerciales, la planificación nacional incorporando el componente de la integración, la eficiencia energética, las energías renovables, la asociación entre el sector público y el privado, la creación de empresas transnacionales, entre otros puntos.

La desigual distribución de los recursos en la región determina que, en términos netos, la mitad de los países miembros sean importadores (Brasil, Chile, Argentina, Uruguay, Surinam y Guyana, de mayor a menor) y la otra mitad sean exportadores (Venezuela, Colombia, Ecuador, Bolivia, Paraguay y Perú, de mayor a menor), pero si se toma a los doce países de la UNASUR como una unidad a partir de las políticas de integración, el balance energético indica que se trata de un bloque autosuficiente y que inclusive cuenta con saldos exportables (UNASUR-OLADE, 2012 y Consejo Asesor, 2012). En la tabla N° 1 se observan las importaciones netas por país, cuya suma total arroja un saldo exportable de 184,62 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP) en el año 2011¹.

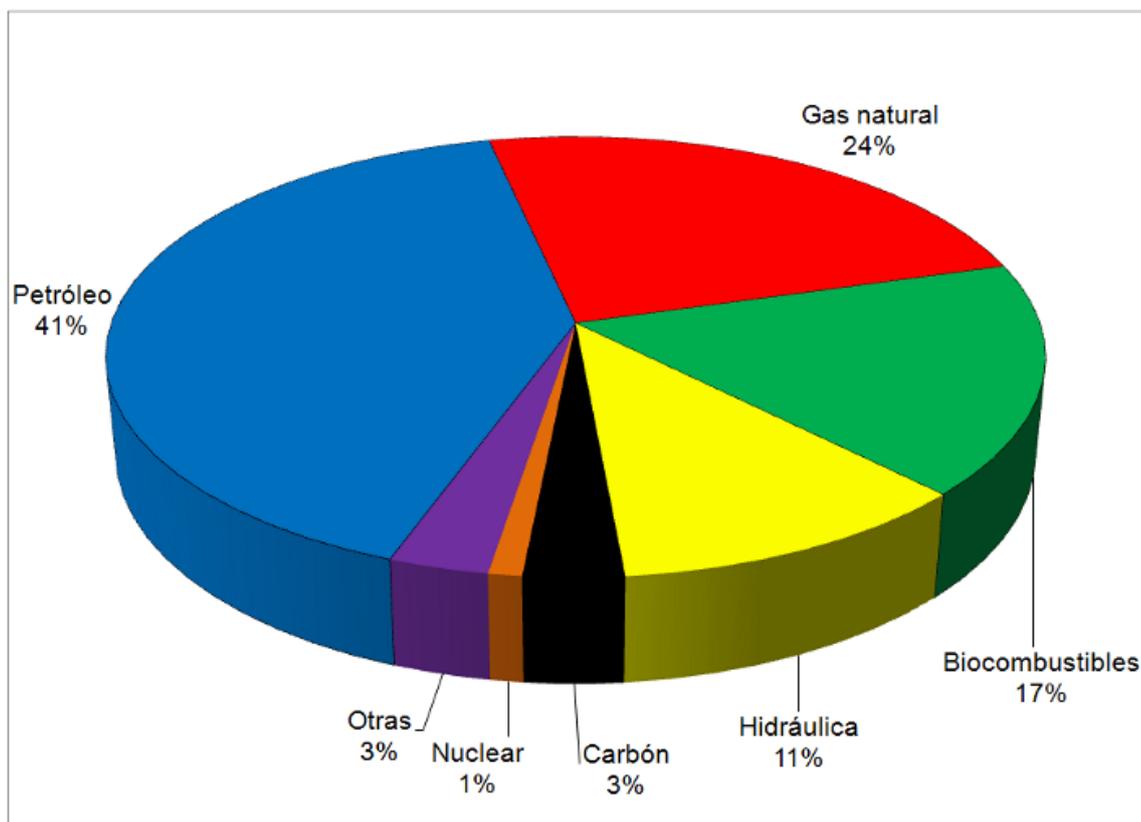
Tabla N° 1: Importaciones netas de energía de 10 países de UNASUR, año 2011 (en MTEP)

País	Importaciones netas (MTEP)
Venezuela	-129,5
Colombia	-87,5
Ecuador	-14,38
Bolivia	-10,09
Paraguay	-2,56
Perú	-2,05
Uruguay	2,86
Argentina	5,14
Chile	24,85
Brasil	28,61
Total	-184,62

Fuente: elaboración propia en base a IEA (2013: 48-57)

Pese al potencial energético del bloque, aún queda mucho por hacer en materia financiera, regulatoria y de infraestructura para incrementar el intercambio intrarregional. En este artículo abordaremos únicamente la actividad hidrocarburífera con el fin de realizar una primera radiografía del sector. Precisamente, la matriz energética regional es predominantemente petrolera, en primer lugar, y gasífera, en segundo término. El petróleo y el gas cubren en forma conjunta el 65% de las necesidades energéticas primarias de la región, muy por encima del 53,7% de la matriz mundial. A su vez, el bloque cuenta con una mayor participación de los biocombustibles y de la energía hidroeléctrica respecto del promedio internacional, y una menor participación del carbón y de la nuclear.

Gráfico 1: Matriz energética primaria mundial (izq) y matriz energética primaria UNASUR (der), año 2010



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética 2011

En definitiva, el objetivo general de este trabajo es examinar las principales variables de la actividad petrolera y gasífera de la región, desagregadas por país: reservas probadas y recursos no convencionales, extracción, producción de combustibles, infraestructura comercial, exportación e importación. Específicamente nos proponemos indagar la existencia o no de una situación de autosuficiencia del bloque en materia de petróleo y gas bajo las condiciones actuales.

A tal fin, los datos fueron recabados de agencias internacionales: la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. EIA) y la Agencia Internacional de Energía (IEA).

2) Reservas Sin dudas, Venezuela es la potencia hidrocarburífera de la región: cuenta con las reservas probadas de petróleo más grandes del mundo (297.571 millones de barriles) que representan el 91,7% de las reservas totales del bloque². También cuenta con las mayores reservas probadas de gas natural con 195,22 billones de pies cúbicos (bpc), ocupando el octavo lugar a nivel mundial -detrás de Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán, EEUU, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos-, explicando el 77,1% de las reservas totales del bloque.

Igualmente, se destacan también las reservas de crudo de Brasil (15.051 millones de barriles)³ y de Ecuador (6.186,91 millones de barriles), país que al igual que Venezuela forma parte de la Organización

de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Más atrás se ubican casi en el mismo escalón Argentina (2.478 millones de barriles) y Colombia (2.259 millones de barriles).

Aunque muy lejos de las reservas venezolanas, son significativas las existencias de gas de Brasil (16,22 bpc), Perú (12,70 bpc), Argentina (11,74 bpc), Bolivia (9,36 bpc) y Colombia (6,63 bpc), en ese orden, que en conjunto explican el 22,4% de las reservas de UNASUR. Guyana, Paraguay y Uruguay no tienen reservas probadas de petróleo ni de gas.

En suma, las reservas de petróleo del bloque (324.419 millones de barriles) equivalen al 19,6% de las reservas a nivel mundial y las de gas (253,35 bcp) al 3,4% (ver Tabla N° 2).

Tabla N° 2: Reservas probadas de petróleo y gas, países de la UNASUR, año 2011

País	Importaciones netas (MTEP)
Venezuela	-129,5
Colombia	-87,5
Ecuador	-14,38
Bolivia	-10,09
Paraguay	-2,56
Perú	-2,05
Uruguay	2,86
Argentina	5,14
Chile	24,85
Brasil	28,61
Total	-184,62

Fuente: Elaboración propia en base a OLADE-SIEE (2011)

Recientemente ha surgido tanto el interés público como privado, debido al potencial no convencional de la región al compás del suceso que ha tenido la explotación de este tipo de recursos en EEUU. Los hidrocarburos de reservorios no convencionales se diferencian de los convencionales, ya que los

intersticios donde se aloja el fluido son menores en tamaño y están menos interconectados entre sí. Por lo tanto, se trata de reservorios que tienen baja porosidad y permeabilidad y donde la roca generadora y el reservorio están muy cercanos y suelen ser los mismos.

Los reservorios de este tipo más conocidos son los *tight oil* y *tight gas* (*tight*: literalmente, "apretado"). Se trata de areniscas de baja permeabilidad y porosidad) y *shale oil* y *shale gas* (encerrado en lutitas o esquistos; es la roca madre, de menor permeabilidad y porosidad aún). Otros son el metano en lechos de carbón (*coal bed methane*), los hidratos de metano y las arenas bituminosas. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo extrapesado o *heavy oil* que, debido a su alta viscosidad y densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio.

El aspecto no convencional de su explotación es justamente el requerimiento adicional de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo productivo [4](#).

Un informe de la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. EIA) publicado en junio de 2013, recoge un relevamiento realizado en 41 países, además de EEUU, sobre 95 cuencas y 137 formaciones. En el mismo se calculan 345 mil millones de barriles de recursos técnicamente recuperables de *shale oil*, y 7.299 bpc de recursos técnicamente recuperables de *shale gas*[5](#). Cabe aclarar que los recursos "técnicamente recuperables" no son reservas probadas, ya que no se tienen en cuenta las consideraciones comerciales (Barreiro y Masarik, 2011: 14).

El informe destaca particularmente la posición de Argentina entre los países relevados: segundo, detrás de China, en recursos de *shale gas* con 802 bpc y cuarto, detrás de Rusia, EEUU y China, en recursos de *shale oil* con 27 mil millones de barriles. En ese sentido, la formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina es, fuera de la frontera estadounidense, uno de los lugares con mayor desarrollo de la explotación no convencional del mundo en la actualidad.

También se estiman importantes recursos en Venezuela (167 bpc de *shale gas* y 13.400 millones de barriles de *shale oil*) pero, dado el inmenso remanente convencional de su subsuelo, este potencial no ha despertado interés público y por el contrario, su presidente, Nicolás Maduro, se ha pronunciado negativamente respecto a la técnica del *fracking*[6](#). En cuanto a recursos de *shale gas* son importantes las estimaciones para Brasil con 245 bpc, y en cuanto a recursos de *shale oil*, las de Colombia (6.800 millones de barriles), Brasil (5.300), Paraguay (3.700) y Chile (2.300). El bloque UNASUR suma en conjunto recursos estimados de *shale gas* de 1.430 bpc, lo que representa casi el 20% de los recursos estimados mundialmente, y de *shale oil* 59.700 millones de barriles, un 17,3% de los recursos globales (ver Tabla N° 3). El impacto de estas cifras es más visible en el caso del gas: los recursos estimados de *shale* más que quintuplican las reservas probadas del bloque.

Tabla N° 3: Recursos técnicamente recuperables de shale gas y shale oil

País	Shale oil (millones de barriles)	Shale gas (billones de pies cúbicos)
Argentina	27.000	802
Bolivia	600	36
Brasil	5.300	245
Colombia	6.800	55
Chile	2.300	48
Ecuador	0	0
Guyana	0	0
Paraguay	3.700	75
Perú	0	0
Surinam	0	0
Uruguay	600	2
Venezuela	13.400	167
Total	59.700	1.430
Total Mundial	345.000	7.201
% sobre total mundial	17,3	19,9

Fuente: elaboración propia en base a US EIA (2013: 6-9)

Asimismo, en Colombia se puso el foco en otro tipo de recursos no convencionales. En 2008 un estudio de la consultora Arthur Little, contratada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) estimó 7,5 bpc de reservas recuperables de metano en vetas de carbón y 40 a 60 mil millones de barriles de petróleo recuperable en arenas asfálticas (citado en Roa Avendaño, 2014: 17).

3) Petroleras estatales Todos los países miembros de UNASUR, a excepción de Guyana, poseen una empresa petrolera de bandera que predomina en sus respectivos mercados locales. De las once petroleras, ocho son controladas totalmente por el Estado: YPFB (Bolivia), ENAP (Chile), EP Petroecuador (Ecuador), Petropar (Paraguay), Petroperú (Perú), Staatsolie (Surinam), ANCAP (Uruguay) y PDVSA (Venezuela). En el caso de la colombiana Ecopetrol, el Estado retiene el 90% del capital de la empresa y el restante 10% cotiza en bolsa. En cuanto a la empresa argentina YPF, privatizada durante la década del noventa, el Estado recuperó su manejo mediante la expropiación del 51% de las acciones que pertenecían

a la española Repsol en el año 2012, mientras que el resto del paquete accionario permanece en manos de accionistas privados⁷. La brasileña Petrobras es una empresa mixta, cuyo capital social al 31/12/2014 está en manos predominantemente privadas (54% contra el 46% bajo control estatal). El sector privado retiene un alto porcentaje de acciones preferenciales (73,1%) que no otorgan derecho a voto, mientras que el Estado posee el 60,4% de las acciones ordinarias, las cuales sí atribuyen derecho a voto⁸. Es decir que esta distribución permite al Estado mantener el control político de la empresa pero el capital privado -y dentro de éste, el extranjero predominantemente- se apropia la mayor parte de los beneficios generados por la petrolera (Barrera e Inchauspe, 2012: 52).

Cabe aclarar que la paraguaya Petropar y la peruana Petroperú se dedican solamente a la actividad de refinación, transporte y distribución de combustibles. En cuanto al resto, se desenvuelven en todos los eslabones de la actividad, incluyendo la exploración y explotación de petróleo y gas (ver Tabla N° 4).

Tabla N° 4: Empresas petroleras de bandera, países de la UNASUR

Pais	Empresa	Propiedad/Composición accionaria	Actividades
Argentina	YPF	51% del Estado (Nación y provincias), 49% privado (cotiza en bolsa)	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Bolivia	YPBF	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Brasil	Petrobras	Capital social = Estado 46% + Privados 54% Acciones ordinarias (con derecho a voto) = Estado 60,4% + Privados 39,4 Acciones preferenciales = Estado 26,8% + 73,1%	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Colombia	Ecopetrol	90% del Estado, 10% privado (cotiza en bolsa)	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Chile	ENAP	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Ecuador	EP Petroecuador	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Guyana	No tiene		
Paraguay	Petropar	100% estatal	Refinación, transporte y distribución de combustibles
Perú	Petroperu	100% estatal	Refinación, transporte y distribución de combustibles
Surinam	Staatsolie Maatschappij Suriname N.V	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Uruguay	ANCAP	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización
Venezuela	PDVSA	100% estatal	Exploración, explotación, refinación y comercialización

Fuente: elaboración propia en base a datos de los sitios web oficiales de cada empresa.

A priori, el alto predominio de las petroleras controladas por el Estado en el mercado de cada país favorece el establecimiento de acuerdos de cooperación y de inversión conjunta en cada uno de los eslabones de la actividad hidrocarburífera. En un próximo trabajo analizaremos particularmente los números de cada empresa y los compromisos asumidos en forma bilateral o multilateral entre ellas.

4) Extracción y refinación La lista de extracción de crudo la encabeza Venezuela con 2,3 millones de barriles por día (b/d) según la base de datos de la US EIA. Sin embargo, otras organizaciones como la OPEP (2014: 29) contabilizan 2,88 millones b/d en el año 2011. La diferencia se debe a la utilización de distintas metodologías de medición del petróleo extra pesado producido en la Faja del Orinoco por parte de cada agencia u organización⁹. De cualquier modo, la relación reservas/producción (r/p) es muy alta: 354 años calculados a partir de los datos de la US EIA.

En el segundo lugar se ubica Brasil con 2,1 millones b/d, muy cerca de la producción venezolana pero con un horizonte de vida de reservas notablemente inferior, con poco más de 19 años. Tercero se coloca Colombia con 914 mil b/d y una acotada relación r/p de sólo 6,8 años. En cuarto lugar, Argentina con 581 mil b/d y una relación r/p de 11,7 años. Quinto, Ecuador con 499 mil b/d y una relación r/p de casi 34 años. Varios escalones abajo se encuentran Perú, Bolivia, Surinam y Chile (ver Tabla N° 4).

En cuanto a gas natural, el principal productor es Argentina con 1,37 bcp/año aunque debe tenerse en cuenta la persistente caída tanto de reservas desde 2001 como de la extracción desde 2005 y que redundan en una relación r/p baja de 8,6 años. El segundo productor es Venezuela con 0,73 bcp/año, una marca escasa en relación a sus reservas. Esto se debe principalmente a que sólo el 10% de las reservas comprobadas de gas natural se encuentra en yacimientos de gas libre y el resto está asociado a petróleo, por lo que su disponibilidad también está asociada a la producción de crudo en dichos campos (Kozulj, 2008: 33). También ha incidido la falta de inversiones en exploración, explotación y transporte, sumado a que el gas disponible se usa principalmente para el mantenimiento de la presión en los reservorios de crudo (Córdor, 2014: 19).

Bolivia y Brasil siguen en la lista de producción de gas, con 0,56 bcp y 0,52 bcp y una relación r/p de 16,8 años y 31,5 años, respectivamente. Luego Perú y Colombia, con 0,4 bcp y 0,39 bcp y una relación r/p de 31,7 años y 17,1 años, respectivamente. Por último, Chile y Ecuador cuentan con una producción marginal (ver Tabla N° 5).

En el caso del crudo, la extracción total del bloque equivale al 8,8% del total mundial y en el caso del gas natural, equivale a sólo el 3,5%. La relación r/p de crudo es de 136 años, ubicándose muy por encima del promedio mundial (60,7 años), y la de gas es similar (alrededor de los 63 años).

Tabla N° 5: Extracción de petróleo y gas y relación reservas/producción, países de la UNASUR, año 2011

País	Extracción		Horizonte de vida de reservas	
	Petróleo (mb/día)	Gas (bpc/año)	Petróleo (años)	Gas (años)
Argentina	581,40	1,37	11,7	8,6
Bolivia	35,50	0,56	14,9	16,8
Brasil	2.105,00	0,52	19,6	31,5
Colombia	914,30	0,39	6,8	17,1
Chile	4,60	0,06	14,3	24,4
Ecuador	499,50	0,01	33,9	14,4
Guyana	0,00	0,00		
Paraguay	0,00	0,00		
Perú	69,50	0,40	22,8	31,7
Surinam	16,00	0,00	13,2	
Uruguay	0,00	0,00		
Venezuela	2.300,00	0,73	354,5	266,4
Total	6.525,80	4,03	136,2	62,9
Total Mundial	74.533,00	116,26	60,7	63,3
% sobre total mundial	8,8	3,5		

Fuente: elaboración propia en base a datos de UNASUR-OLADE (2012) y US EIA

Actualmente, la capacidad instalada de refinación total de UNASUR es de de 5,1 millones de b/d, apenas el 5,9% de la capacidad global. Brasil lidera indiscutiblemente la lista con una capacidad de 2,2 millones de b/d, seguido por Venezuela con 1,3 millones b/d. Entre ambos países albergan el 68% de la capacidad instalada del bloque en conjunto. El Centro de Refinación Paraguana localizado en el Estado Falcón, Venezuela, es considerado uno de los más grandes del mundo, ya que tiene una capacidad nominal de 955 mil b/d, conformado por las refinerías Amuay (645 mil b/d) y Cardón (310 mil b/d). Adicionalmente, se

encuentra integrada la Refinería Bajo Grande, en el estado Zulia, con una capacidad de 16 mil b/d, destinada a la producción de asfalto.

Asimismo, se debe tener en cuenta que PDVSA opera refinerías en otras partes del mundo con una capacidad instalada total de 1,73 millones b/d adicionales: en EEUU 1,08 millones b/d, en el Caribe 384 mil b/d y en Europa 259 mil b/d.

En tercer lugar se encuentra Argentina con una capacidad de 631 mil b/d; cuarto Colombia con 300 mil b/d; quinto Chile con 237 mil b/d; sexto Perú con 197 mil b/d; séptimo Ecuador con 176 mil b/d; octavo Bolivia con 54 mil b/d; noveno Uruguay con 50 mil b/d; décimo Paraguay con 7,5 mil b/d; y undécimo Surinam con 7,3 mil b/d. Es decir que todos los países del bloque, a excepción de Guyana, cuentan con instalaciones para refinar combustibles (ver Tabla N° 6). Al menos el 91% de la capacidad del bloque es propiedad de las petroleras bajo control estatal y el resto es propiedad de empresas privadas. Este dato podría dar cuenta del escaso interés del sector privado por invertir en la industrialización del crudo sudamericanoN°

Tabla N° 6: Capacidad instalada de refinación y principales refinerías, países de la UNASUR (actualizado a 2014)

País	Capacidad instalada (miles b/d)	Principales refinerías (miles b/d)
Argentina	631,0	3 de YPF: La Plata (189), Luján de Cuyo (108) y Pza. Huincul (25). Shell (100), Axion (87), Oil (50), Petrobras (30) y Refinor (26). Otras (13)
Bolivia	54,3	2 de YPFB: Guillermo Elder Bell (24.350 b/d) y Gualberto Villarroel (28 mbd); Refinería Oro Negro 2 mbd)
Brasil	2.203,0	13 de Petrobras: Replan (415), RLAM (377), Revap (251), Reduc (242), Repar (207), Refap (201), RPBC (170), Regap (151), Recap (53), Reman (45), RPCC (38), Manguinhos (14) y Lubnor (8). Otras: Rio-grandese (17), Dax Oil (2), Univen (9)
Colombia	300,0	2 de Ecopetrol: Barrancabermeja-Santander (220), Cartagena (80)
Chile	237,0	3 de Enap: Aconcagua (104), Bio Bio (116) y Gregorio (17)
Ecuador	176,0	3 refinerías operadas por Petroindustrial (subsidiaria de Petroecuador): Esmeraldas (110 mbd), La Libertad (46 mbd) y Shushufindi (20 mbd)
Guyana	0,0	-
Paraguay	7,5	1 de Petropar: Villa Elisa
Perú	197,0	5 de PetroPerú: Talara (62), Conchán (15,5), Iquitos (10,5), Pucallpa (3,3) y El Milagro (1,7). Otras: La Pampilla-Repsol (102) y Shiviayacu-Pluspetrol (2)
Surinam	7,3	1 de Staatsolie
Uruguay	50,0	1 de Ancap: La Teja
Venezuela	1.303,0	6 de PDVSA: Amuay (645), Cardón (310), Puerto La Cruz (187), El Palito (140), Bajo Grande (16) y San Roque (5)
Total	5.166,1	
Total Mundial	88.004,0	
% sobre total mundial	5,9	

La extracción de crudo supera ampliamente la capacidad de refinación dentro del bloque: 6,5 millones contra 5,1 millones de barriles diarios, es decir que está en condiciones de procesar sólo el 78% de su materia prima. Según la clasificación internacional, la producción petrolera venezolana, colombiana y ecuatoriana es de crudo pesado agrio, mientras que el brasileño es crudo pesado medio agrio (Altomonte, 2013: 46). Estos tipos de crudos requieren un tratamiento en refinerías especiales, por lo que no todos los países miembros del bloque están en condiciones de adquirirlos. En consecuencia, buena parte de los excedentes son vendidos a países extrarregionales, como veremos en el sexto apartado.

5) Interconexión gasífera Existen catorce gasoductos que interconectan a países miembros de la UNASUR. Diez de ellos conectan a la Argentina con sus países vecinos: siete con Chile (32,8 millones de m³ por día de capacidad total), dos con Uruguay (7 millones de m³/d) y uno con Brasil (2,8 millones de m³/d). Todos ellos fueron proyectados, diseñados y construidos durante la década de los noventa a partir de acuerdos de integración que firmaron los respectivos gobiernos en forma bilateral con el fin de facilitar la iniciativa privada. Tras la privatización de YPF y de Gas del Estado, además de la implementación de un marco regulatorio liberal, las petroleras privadas desplegaron una estrategia de rápida monetización de las reservas de gas a través de la generación de saldos exportables dirigidos al mercado del Cono Sur, especialmente el chileno (Sabbatella, 2014). Los diez gasoductos fueron inaugurados entre 1997 y 2002, pero el aumento de la demanda interna acompañado de una caída de la oferta a partir de 2005 redujo los saldos exportables hasta convertir el volumen exportado en insignificante¹⁰.

Con anterioridad al desarrollo de los gasoductos de exportación, Argentina y Bolivia habían inaugurado el primer gasoducto transfronterizo de la región en 1972. La importación de gas boliviano se extendió hasta 1999 pero el faltante interno obligó a Argentina a reanudar las importaciones en 2004, cuyo incremento condujo a ampliar la capacidad de transporte con el emplazamiento del gasoducto Juana Azurduy en 2011 (27 millones de m³/d).

Bolivia también exporta sus excedentes de gas a Brasil a través de dos gasoductos inaugurados en 1999 y en 2002, aunque los primeros acuerdos de interconexión se remontan a la década del setenta. El Gasbol, que conecta los yacimientos de Santa Cruz de la Sierra con el mercado de San Pablo, es el de mayor capacidad de Sudamérica con 30 millones de m³/d. Con una capacidad menor (4 millones de m³/d), Gas Oriente Boliviano une las localidades de San José de Chiquitos y San Matías.

En fecha más reciente, Colombia y Venezuela se han interconectado a través del gasoducto Transcaribeño (Antonio Ricaurte), uniendo Campo Ballena en territorio colombiano con las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en el estado Zulia. Construido y operado por PDVSA, fue inaugurado en 2007 y tiene una capacidad de 4,2 millones de m³/d. La duración del contrato es de 20 años, estando previsto que Colombia le vendiera su gas a Venezuela durante los primeros 4 años para cubrir sus faltantes en la región occidental y al término de ese plazo se revertiera el suministro de Venezuela a Colombia a partir del desarrollo de algunos proyectos de explotación de gas. Sin embargo, el atraso de las inversiones en territorio venezolano no permitió cumplir el contrato por lo cual se renegotiaron las condiciones en 2011 y aún no se ha revertido el suministro.

Pese a la existencia de estos gasoductos transfronterizos y de otros proyectados, la tendencia en años recientes ha sido la instalación de plantas de gas natural licuado (GNL) en detrimento de la interconexión vía gasoducto¹¹. Desde 2008 a la fecha se han habilitado siete facilidades de regasificación en los principales países importadores con una capacidad total de 80 millones de m³/día. Dada la creciente demanda interna que no podía ser satisfecha con la oferta local y con las dificultades por parte de Bolivia para cumplir las metas de exportación, Argentina instaló dos barcos regasificadores entre 2008 y 2011 -uno en Bahía Blanca y otro en Escobar, provincia de Buenos Aires- con capacidad total de 29,5 millones de m³/d. Algo similar sucedió en Brasil respecto al gas boliviano, por lo que ha optado también por dos barcos regasificadores -uno en Pecem (Ceara) y otro en Bahía Guanabara (Río de Janeiro)- con capacidad total de 21 millones de m³/d. Además, sumó la flamante terminal de regasificación TRB en el Estado de Bahía con capacidad de 14 millones de m³/d. Por último, en Chile se construyeron entre 2009 y 2010 dos terminales de regasificación para suplir la importación de gas argentino: la de Quintero (Valparaíso) con capacidad de 10 millones de m³/d y la de Mejillones (Antofagasta) con capacidad de 5,5 millones de m³/d.

En contraposición, Perú puso en marcha la terminal de licuefacción de Melchorita (Lima), con una capacidad de 17 millones de m³/día, para exportar los excedentes provenientes del yacimiento de Camisea (ver Tabla N° 7).

Con el fin de explotar sus extensas reservas de gas natural, Venezuela tenía previsto la apertura de una planta de licuefacción dentro del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) a fines de 2010, con una capacidad de 17 millones de m³/día. Pero el proyecto fue suspendido en 2011 dado que la división PDVSA Gas estimó que no era rentable en relación a los precios del gas vigentes en aquel entonces¹².

Se puede apreciar que existe una amplia diferencia de la capacidad de importación respecto a la de exportación de GNL dentro del bloque -80 millones contra 17 millones de m³/d- por lo que el GNL proviene de países fuera de la región (Trinidad y Tobago, Nigeria, Egipto, Qatar, entre otros) y la perspectiva es un incremento del comercio extrarregional. Aún más si se tiene en cuenta que los principales consumidores del GNL peruano también son países extrarregionales: España, Japón, Corea del Sur y México.

Tabla N° 7: Infraestructura de comercialización de gas natural, países de UNASUR

	País/es	Infraestructura	Ubicación	Año	Capacidad
Gasoductos	Arg-Chile	Gasoducto Methanex PA	San Sebastián - Bandurrias	1997	2 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Methanex YPF	El Cóndor - Posesión	1999	2 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Methanex SIP	Cabo Vírgenes - Dungeness	1999	1,3 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Atacama	Cnel. Cornejo - Mejillones	1999	9 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Pacífico	Loma La Lata - Talcahuano	1999	3,5 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Gas Andes	La Mora - San Bernardo	1997	10 MMm3/d
	Arg-Chile	Gasoducto Norandino	Pichanal - Tocopilla	1999	5 MMm3/d
	Arg-Brasil	Gasoducto Uruguayana (TGM)	Aldea Brasileira - Uruguayana	2000	2,8 MMm3/d
	Arg-Urug	Gasoducto Petrouuguay	Colón - Paysandú	1998	1 MMm3/d
	Arg-Urug	Gasoducto Cruz del Sur	Ensenada - Montevideo	2002	6 MMm3/d
	Bol-Arg	Gasoducto Juana Azurduy	Yacuiba - Campo Durán	2011	27 MMm3/d
	Bol-Brasil	Gasbol	Santa Cruz - Corumba	1999	30 MMm3/d
	Bol-Brasil	Gas Oriente Boliviano	San José de Chiquitos - San Matías	2002	4 MMm3/d
	Col-Ven	Gasoducto Transcaribeño (Antonio Ricaurte)	Yacimiento Ballena - Maracaibo	2008	4,2 MMm3/d
Oleoductos	Arg-Chile	Oleoducto Trasandino	Puesto Hernández - Concepción	1994	115 mil b/d
	Ecu-Col	Oleoducto Trasandino	Lago Agrio - Tumaco	1987	50 mil b/d
		Barco	Bahía		

Fuente: elaboración propia

Algunos especialistas evalúan negativamente la expansión del comercio de GNL en relación a la integración regional. Para Roberto Kozulj, estos proyectos no se hallan en el marco de una integración sino de una estrategia global de seguridad de abastecimiento. La crisis del modelo de integración bilateral, como son los casos Argentina-Chile y Bolivia-Brasil, ha conducido a visualizar al GNL como una opción de suministro para continuar desarrollando mercados de gas (Kozulj, 2008: 49). En la misma línea, Hugo Altomonte afirma que el abastecimiento tradicional a través de gasoductos no fue suficiente para garantizar la seguridad energética, por lo que se recurrió al transporte marítimo, contribuyendo a un aumento del comercio mundial pero favoreciendo en algunos casos la "desintegración energética" (Altomonte, 2013: 50).

6) Importaciones y exportaciones El comercio exterior del sector hidrocarburífero arroja datos peculiares. Si en la introducción se presentaba el intercambio total de energía como superavitario, no ocurre lo mismo en los casos particulares del gas natural y de los combustibles.

Según datos de la US EIA, el consumo de gas natural del bloque es superior a la producción interna total (4.124 vs. 4.027 miles de millones de pies cúbicos/año) por lo que existe un déficit comercial.

Por una parte, Bolivia y Perú son los principales exportadores de gas natural, con 470 y 199 MMMpc/a respectivamente, el primero mediante gasoductos al interior del bloque y el segundo por vía marítima fuera del mismo. El tercer y último exportador es Colombia que, como se ha mencionado, vende temporariamente gas a Venezuela.

Por otra parte, son cinco los importadores de gas natural. Argentina como primer consumidor del bloque es el segundo mayor importador (267 MMMpc/a), mientras que Brasil es el segundo consumidor y el primer importador (370 MMMpc/a). En tercer lugar, se ubica Chile con la importación de 140 MMMpc/a y luego Venezuela y Uruguay con cantidades menores.

El resultado es que la suma total de la importación de gas natural de cada país (843 MMMpc/a) excede en 92 MMMpc/a la suma total de las exportaciones (751 MMMpc/a), por lo que ese pequeño volumen debe ser cubierto inevitablemente por fluido proveniente de países extrarregionales (ver Tabla N° 8).

Tabla N° 8: Balance de gas natural (miles de millones de pies cúbicos/año), países de la UNASUR, año 2011

País	Producción	Consumo	Importación	Exportación	Expo-imp
Argentina	1.369	1.629	267	7	-260
Bolivia	558	87	0	470	470
Brasil	515	885	370	0	-370
Colombia	387	312	0	75	75
Chile	56	201	140	0	-140
Ecuador	8	8	0	0	0
Guyana	0	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	0	0
Perú	401	202	0	199	199
Surinam	0	0	0	0	0
Uruguay	0	3	3	0	-3
Venezuela	733	797	63	0	-63
Total	4.027	4.124	843	751	-92

Fuente: elaboración propia en base a datos de la US EIA

En cuanto al intercambio de petróleo y derivados, el bloque exporta casi la mitad de su producción diaria de crudo, encabezado ampliamente por Venezuela y seguido por Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina, Perú y Surinam. Al mismo tiempo se exporta aproximadamente el 20% de la producción de combustibles, con un listado similar al anterior, aunque con una menor participación de Ecuador. Datos del año 2010 indican que la exportación total de crudo del bloque fue de 3,2 millones de b/d (el 7,5% del volumen comercializado globalmente) mientras que la de combustibles fue de casi 960 mil b/d (el 3,9% del volumen comercializado globalmente), lo que daría cuenta de un perfil exportador preponderantemente primario. Sin embargo, conviene matizar el dato teniendo en cuenta que buena parte del crudo venezolano exportado tiene como destino las refinerías que PDVSA posee en otras partes del mundo. Este resultado deberá ajustarse con más detalle en el futuro.

La importación de crudo en 2010 fue de 631 mil b/d y los principales importadores fueron Brasil, Chile, Perú y Uruguay. El volumen de combustibles importado fue superior, con 982 mil b/d, siendo Brasil el primer comprador con poco menos de la mitad y luego -en orden decreciente- Chile, Ecuador, Argentina, Colombia, Perú, Paraguay, Venezuela, Uruguay, Bolivia, Guyana y Surinam (ver Tabla N° 8). En el rubro importación predomina un perfil industrial y existe un déficit comercial precisamente de los subproductos del petróleo de 22 mil barriles diarios. Esto podría obedecer a la insuficiente capacidad técnica para refinar el crudo pesado de los principales productores. Altomonte asegura que buena parte de los planes de inversión para los próximos años están enfocados en la ampliación y actualización de refinerías para el tratamiento y la mejora de calidad de este tipo de crudos en territorio nacional. Si bien exigiría un elevado nivel de inversión, permitiría disminuir la importación de derivados, en particular intermedios (Altomonte, 2013: 46).

Ante tales circunstancias, se puede explicar el peso que tiene EEUU en el comercio con el bloque dada la capacidad de sus refinerías para procesar ese tipo de crudo. Del análisis preliminar del comercio exterior de la región, surge que el 54,8% del crudo exportado y el 15,5% de los combustibles exportados tienen como destino ese país. Venezuela, Colombia, Brasil y Ecuador le venden entre el 70 y el 40% de su producción primaria. Mientras que el 41,8% de los combustibles importados en total por los países de la región proviene precisamente de allí (ver Tabla N° 8). Brasil, Chile y Ecuador son los principales compradores.

De modo que el bloque mantiene con EEUU un intercambio energético en el cual priman las exportaciones primarias al mismo tiempo que las importaciones de productos industrializados. Una vez más, se debe relativizar este resultado con la capacidad instalada de refinación que PDVSA tiene en EEUU.

La UNASUR representa el 19% de las importaciones de crudo de EEUU, siendo Venezuela el quinto proveedor individual, detrás de Canadá, México, Arabia Saudita y Nigeria. A su vez el bloque representa el 5,8% de las importaciones de combustibles y el 17,8% de las exportaciones de derivados de EEUU (ver Tabla N° 9).

Tabla N° 9: Exportación e importación de crudo y combustibles, países de la UNASUR, en miles de barriles por día, año 2010
13

País	Exportación				Importación		
	Crudo	Crudo a EEUU	Combust.	Combust. a EEUU	Crudo	Combust.	Combust. desde EEUU
Argentina	90,00	29,00	94,49	4,00	0,00	76,55	19,00
Bolivia	0,00	0,00	6,91	0,00	0,00	14,70	0,00
Brasil	619,15	255,00	158,37	17,00	343,64	457,46	123,00
Colombia	483,84	338,00	92,40	27,00	0,00	49,79	65,00
Chile	0,00	0,00	13,01	2,00	154,10	156,93	75,00
Ecuador	341,73	210,00	28,61	2,00	0,00	103,57	77,00
Guyana	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,78	0,00
Paraguay	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,29	2,00
Perú	19,00	14,00	80,55	21,00	95,44	42,07	29,00
Surinam	7,62	0,00	1,01	0,00	0,00	6,45	0,00
Uruguay	0,00	0,00	4,65	0,00	38,68	16,42	1,00
Venezuela	1.645,03	912,00	479,99	76,00	0,00	16,66	20,00
Total	3.206,37	1.758,00	959,99	149,00	631,86	982,66	411,00
Total Mundial	42.769,00	9.213,00	24.730,73	2.580,00	43.677,00	23.741,00	2.311,00
% sobre total mundial	7,5	19,1	3,9	5,8	1,4	4,1	17,8

Fuente: elaboración propia en base a datos de la US EIA

7) Consideraciones finales

El avance de investigación aquí expuesto puede ser visto como una foto reciente del sector de hidrocarburos de los países de la UNASUR. No se ha tenido en cuenta la evolución histórica de los indicadores utilizados y tampoco los proyectos de inversión en explotación e infraestructura previstos para los próximos años, salvo menciones aisladas. Esos elementos serán ampliados y profundizados en próximas publicaciones.

Recapitulando, hemos recabado información relevante para realizar una primera descripción del sector a nivel regional. Cuenta con importantes reservas probadas de petróleo y en menor medida de gas natural, pero las estimaciones de recursos de *shale gas* le otorga un atractivo potencial. Hay una fuerte presencia de las petroleras controladas por el Estado, cuya actividad se extiende a toda la cadena hidrocarburífera en casi todos los casos, que, en principio, puede facilitar acuerdos interempresarios e, incluso, intergubernamentales. El volumen de crudo extraído es mayor a la capacidad de refinación en las plantas existentes, las cuales no están en condiciones de procesar todo el crudo pesado de los mayores productores del bloque. La relación reservas/producción de ambos hidrocarburos es elevada gracias a las reservas de Venezuela, pero este país ha tenido dificultades para expandir la explotación de su gas natural. Esto, a su vez, ha complicado el cumplimiento del contrato de interconexión con Colombia y frenó el proyecto de licuefacción que permitiría abastecer a algunos miembros del bloque. Asimismo, los proyectos de importación de GNL se expanden en la misma medida que los acuerdos de comercio bilateral vía gasoducto -Argentina-Chile, Bolivia-Argentina y Bolivia-Brasil-, entraron en crisis o no han podido satisfacer los volúmenes requeridos por el comprador. En ese sentido, la seguridad de abastecimiento pareciera divorciarse de las promesas de integración energética, cuestión sobre la que habrá que profundizar a nivel cuantitativo y cualitativo.

Probablemente, el hallazgo más importante sea el de un pequeño, pero déficit al fin, en el comercio total del bloque en relación al gas natural y a los derivados del crudo, que plantea una perspectiva distinta a la señalada en la introducción, ya que en esos casos específicos no existe una situación de autosuficiencia. Esto revela una falta de inversión en materia de explotación y refinación, además de la infraestructura necesaria para incrementar el intercambio intrarregional. Bajo estas condiciones, se puede entender el peso que tiene el mercado estadounidense en el comercio exterior.

Por último, nos queda indicar que son numerosas las tareas pendientes para estudiar a fondo las perspectivas de integración energética en el marco de la UNASUR, las cuales van desde el análisis de los aspectos políticos y regulatorios, pasando por los acuerdos bilaterales y multilaterales en vigencia, hasta el relevamiento de las medidas adoptadas por el Consejo Energético de Suramérica.

Bibliografía

Altomonte, Hugo. *Recursos naturales en UNASUR. Situación y tendencias para una agenda de*

desarrollo regional, Santiago de Chile, CEPAL, 2013.

Barreiro, Eduardo, y Masarik, Gisela. Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". *Revista Petrotecnia*, Abril 2011, N° 2, p. 10-18.

Barrera, Mariano, e Inchauspe, Eugenia, Las "translatinas" brasileñas: análisis de la inserción de Petrobrás en Argentina (2003-2010), *Revista Sociedad y Economía*, 2012, N° 22, p.39-68.

Cóndor, José. *¿El desarrollo de los recursos de gas natural en América Latina y el Caribe podría convertirse en una fuente de energía competitiva?* [En línea]. Organización Latinoamericana de Energía, 2014. Disponible en: www.olade.org (consultado el 1/12/2014).

Consejo Asesor de Estrategia Energética de la Secretaría de Energía. Matriz energética nacional y su vinculación con la región, *Revista Voces en el Fénix*, 2012, N° 19.

De Dicco, Ricardo. *Indicadores downstream hidrocarburos de Argentina* [en línea], OETEC, 2014. Disponible en: <http://www.oetec.org/informes/downstream240114.pdf> (Consultado el 1/2/2014).

International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statics*, París, IEA, 2013.

Kozulj, Roberto, *Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur*, Santiago de Chile, CEPAL, 2008.

López Anadón, Ernesto. El gas natural licuado (GNL). *Revista Petrotecnia*, junio 2012, N° 3, p. 84-88.

Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). *Annual Statistical Bulletin*. Viena, OPEP, 2014.

PDVSA. *Informe de gestión anual* [en línea]. PDVSA, 2011. Disponible en: <http://www.pdvs.com/interface.sp/database/fichero/free/7364/1568.pdf> (Consultado el 12/2/2015).

Roa Avendaño, Tatiana. Colombia: los combustibles fósiles y el abismo de las fracturas. *Revista Fractura Expuesta*, Observatorio Petrolero Sur, Julio 2014, N° 3.

Sabbatella, Ignacio. Neoliberalismo y naturaleza: la "comoditización de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001)". *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica*, 2014, N° 22, p. 101-116.

----- La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. *Revista Argumentos*, Octubre 2012, N° 14, p. 149-180.

UNASUR-OLADE. *UNASUR: un espacio que consolida la integración energética* [en línea] UNASUR, 2012. Disponible en: <http://www.unasur.org/uploads/7b/b5/7bb52934f40281aa1551de5e9c826498/UNASUR-OLADE-Un-espacio-que-consolida-la-integracion-junio-2012.pdf> (consultado el 1/6/2013).

U.S. Energy Information Administration. *Venezuela, analysis brief* [en línea]. US EIA, 2014. Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Venezuela/venezuela.pdf> (Consultado el 1/12/2014).

----- *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assesment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, Washington DC, U.S. Department of Energy, 2013.

Fuentes consultadas

ANCAP: www.ancap.com.uy

ECOPETROL: www.ecopetrol.com.co

ENAP: www.enap.cl

EP PETROECUADOR: www.eppetroecuador.ec

PDVSA: www.pdvsa.com

PETROBRAS: www.petrobras.com.br

PETROPAR: www.petropar.gov.py

PETROPERU: www.petroperu.com.pe

STAATSOLIE: www.staatsolie.com

US EIA: www.eia.gov

YPF: www.ypf.com

YPFB: www.ypfb.gob.bo

Notas

¹ El indicador de la Agencia Internacional de Energía (IEA) no tiene datos de Guyana y Surinam, por lo que no han sido incluidos en la tabla.

² A mediados de 2005, el gobierno venezolano puso en marcha el Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR) con el objetivo de convertir a Venezuela en el primer país del mundo con la mayor cantidad de reservas de petróleo pesado, a través de la cuantificación y certificación de las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). La FPO está ubicada en el sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; constituye un gigantesco reservorio que abarca un área geográfica de aproximadamente, 55.000 km², contiene acumulaciones de petróleo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 °API. Entre 2006 y 2011, el POMR había incorporado un total de 220,50 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo, convirtiendo a Venezuela en el país con mayores reservas certificadas de petróleo en el mundo (PDVSA, 2011: 86).

³ No se tienen en cuenta los recursos *off shore* de Presal. Se trata de reservorios de crudo que se encuentran bajo gruesas capas de sal en la capa oceánica, depositados hace 150 millones de años. La extracción requiere de perforación marítima a más de 3000 metros a través de agua, roca y más de 1500 metros de sal. Se estima que ascenderían a 50.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, que de considerarse como reservas en el futuro casi triplicarían las actuales (Altomonte, 2013: 41).

⁴ En la explotación del *shale* suele practicarse una perforación horizontal de cientos de metros dentro del

reservorio en combinación con la fractura hidráulica (*fracking*) consiste en la generación de fracturas múltiples en la roca mediante la inyección de agua gelificada a alta presión y el relleno de estas grietas con arenas de gran permeabilidad, además de una pequeña proporción de aditivos químicos.

[5](#) Teniendo en cuenta que al 1° de enero de 2013 había en el mundo 15.583 bpc de recursos recuperables de gas natural (incluyendo reservas probadas y recursos no probados), el estudio indica que los recursos de *shale* gas incrementarían los recursos técnicamente recuperables de gas en un 47% hasta 22.882 bpc, explicando el 32% del total (U.S. EIA, 2013: 4). En el caso del crudo los recursos recuperables a nivel mundial eran de 3.012 miles de millones de barriles (incluyendo también reservas probadas y recursos no probados), por lo cual el informe señala que los recursos de *shale oil* incrementarían los recursos técnicamente recuperables de petróleo en un 11% hasta 3.357 miles de millones de barriles y explicarían el 10% del total (U.S. EIA, 2013: 4).

[6](#) Al respecto, véase

<http://www.correodelorinoco.gob.ve/tema-dia/presidente-maduro-anuncia-estrategia-anticiclica-para-afrenta-r-baja-circunstancial-precio-petroleo/>

[7](#) Para más información, véase Sabbatella 2012.

[8](#) Datos extraídos del sitio web de la empresa:

<http://www.investidorpetrobras.com.br/es/gobernacion/capital-social/> (Consultado el 5/2/2015).

[9](#) La US EIA cuenta ese producto como crudo sintético mejorado, cuyo volumen es aproximadamente un 10% inferior al de la materia prima extrapesada original (US EIA, 2014: 3).

[10](#) En un próximo artículo analizaremos con más detalle el auge y crisis del proceso de integración neoliberal que convirtió a Argentina en un exportador neto de gas natural.

[11](#) El GNL es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente menos 161 °C y a presión atmosférica. La licuefacción reduce el volumen aproximadamente en 600 veces, lo que lo hace más económico para transportar entre continentes, en embarcaciones marítimas especiales. El enfriamiento del gas extraído en los yacimientos se realiza en una planta de licuefacción. La primera se construyó en Argelia en 1960 con tecnología desarrollada en los Estados Unidos. Luego el gas licuado es almacenado en grandes tanques para posteriormente ser cargado en barcos metaneros. En el mercado de destino se construye una terminal para la recepción de ese gas, con tanques de gran capacidad que permiten almacenar el fluido. Allí se regasifica y se acondiciona para ser inyectado en los gasoductos que lo llevarán a los centros de consumo. De manera que el GNL es una alternativa al transporte de gas natural por gasoductos y presenta ventajas económicas cuando se trata de mercados distantes. Los costos de capital y operativos del gasoducto crecen exponencialmente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola componente variable con la distancia: el transporte marítimo, tradicionalmente mucho más económico por metro cúbico transportado (López Anadón, 2012: 84-88).

[12](#) Ver Diario El Universal, 29 de septiembre de 2011:

<http://www.eluniversal.com/economia/110929/venezuela-congelo-proyectos-de-gas-natural-licuado>

[13](#) Las importaciones de combustibles deben ser cotejadas con otras fuentes y eventualmente corregidas, ya que el volumen de importación total de Colombia y Venezuela es inferior al de importación de origen estadounidense.