

Sudamérica en la geopolítica de los hidrocarburos. Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y el *Pré-sal*

Jonatan Núñez

jonatan.a.nunez@gmail.com

Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe (IEALC-UBA)

Recibido: 14/07/2020

Aceptado: 04/05/2022

Resumen: La geopolítica de la energía se encuentra tensionada actualmente por tres factores: la aceleración del calentamiento global al cual contribuye la combustión fósil, la creciente disputa por estos recursos y su progresivo agotamiento. Pese a la crisis climática, empresas y gobiernos fuerzan la frontera hidrocarburífera, avanzando sobre depósitos que requieren de técnicas como el *fracking*, la megaminería y las plataformas de aguas profundas. A escala, Sudamérica reproduce estas dinámicas y ensaya emprendimientos de este tipo. Por su magnitud, los dos ejemplos más destacados de ello son los de Vaca Muerta, al sudoeste de Argentina, y el *Pré-sal*, en el litoral de Brasil. En este artículo estudiaremos la trayectoria histórica, los actores participantes en su explotación y las proyecciones de ambos.

Palabras clave: Calentamiento global; Frontera hidrocarburífera; Vaca Muerta; *Pré-sal*.

- ❖ Cómo citar este artículo: Núñez, J. A. (2022). Sudamérica en la geopolítica de los hidrocarburos. Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y el *Pré-sal*. *Relaciones Internacionales*, 31(62), 145, <https://doi.org/10.24215/23142766e145>

South America in the geopolitics of hydrocarbons. An approach to the Vaca Muerta and Pre-salt cases

Jonatan Núñez¹

Abstract: Energy geopolitics are currently strained by three factors: the acceleration of global warming to which fossil combustion contributes, the growing dispute over these resources and their progressive depletion. Despite the climate crisis, companies and governments are forcing the hydrocarbon frontier, advancing on deposits that require techniques such as fracking, mega-mining and deep-water platforms. On a scale, South America reproduces these dynamics and tests such ventures. Due to their magnitude, the two most prominent examples of this are those of Vaca Muerta, in the southwest of Argentina, and Pre-salt, on the Brazilian coast. In this article we will study their historical development, the actors participating in their exploitation and their projections.

Keywords: global warming; hydrocarbon border; Vaca Muerta; Pré-sal.

1. Introducción

Desde mediados del siglo XIX hasta nuestros días cada avance en los procesos de producción se relacionó de forma intrínseca con la disponibilidad de energía abundante (Allen, 2011); primero el carbón, luego el petróleo y sus derivados, después la energía nuclear y finalmente las *renovables no convencionales*.

Ciertamente la agenda de la mayoría de los países económicamente desarrollados o “en vías de desarrollo” ha poseído y posee un acápite destacado para lo que respecta al acceso y la ampliación de fuentes energéticas” (Overland, 2014). Sin embargo, en la actualidad estos esquemas de desarrollo basados en lógicas energívoras se ven amenazados por una serie de limitaciones estructurales que siembran un manto de dudas en torno a su sustentabilidad de mediano e incluso de corto plazo.

En buena medida ello se relaciona con la presente composición de la matriz de consumo energético global, anclada en los combustibles fósiles. En efecto, según BP (ex British Petroleum), en 2018 la energía utilizada a nivel mundial provino en un 85% de combustibles fósiles (34% del petróleo, 27% del carbón y 24% del gas natural), un 7% de la hidroelectricidad, 4% de centrales nucleares y tan solo un 4% se generó a través de *fuentes renovables no convencionales* como la solar, eólica y la mareomotriz, entre otras (BP, 2019).

¹ Doctorando en Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires (UBA). Profesor en Historia (UBA). Becario doctoral para temas estratégicos del CONICET con lugar de trabajo en el Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe (IEALC-UBA). Integrante del Grupo de Estudios en Geopolítica y Bienes Comunes de la UBA.

Lo complejo de esa gramática centrada primordialmente en los hidrocarburos no se comprende si no se la conjuga con tres elementos yuxtapuestos. En primer lugar, el carácter contaminante de los combustibles fósiles, emisores de relevancia de gases de efecto invernadero (GEI). Pese a la relativamente reciente rúbrica de entendimientos de cooperación como el Acuerdo de París contra el cambio climático de 2015, el cual tiene por principal objetivo atenuar la suba de las temperaturas globales a menos de 2° por encima de sus niveles preindustriales (CMNUCC, 2015), el comportamiento de las principales potencias en cuanto a la generación de sustancias perniciosas para la biósfera hace dudar de su real compromiso en la materia. Somera muestra de ello puede verse en el aumento de emisiones de dióxido de carbono que entre 2017 y 2018 experimentaron grandes economías como la República Popular China (2,2%), Estados Unidos (2,6%) y la India (7%) (BP, 2019).

En segundo lugar, este panorama se ve complejizado por la creciente disputa que en la actualidad reviste el acceso a estos recursos. De acuerdo a la International Energy Agency (IEA) y BP, en 2018 Estados Unidos era el principal consumidor global de petróleo y gas (20 millones de barriles diarios y 739.500 millones de m³ anuales, respectivamente) y el tercero en lo que respecta al carbón (317 millones de toneladas equivalentes). China, por su parte, era el tercer consumidor de petróleo (13,5 millones de barriles diarios), el cuarto de gas natural (240.400 millones de m³ anuales) y el primero de carbón por amplio margen (1.906 millones de toneladas equivalentes). Finalmente, la Unión Europea (UE) se ubicaba entre los principales quemadores de combustibles fósiles, siendo el segundo consumidor de petróleo y gas (15 millones de barriles diarios y 466.800 millones de m³ anuales, respectivamente) y ocupaba lugares destacados en lo que hace al carbón (Alemania fue el principal quemador de la UE durante el período con 66,4 millones de toneladas equivalentes) (BP, 2019; IEA, 2019).

El tercer condicionante, que a nuestro juicio muestra con particular elocuencia las dificultades que atraviesa la geopolítica energética planetaria, se visibiliza cuando se contrasta la sostenida dependencia del consumo de hidrocarburos con el progresivo agotamiento y la creciente dificultad de recuperación de los mismos. Si bien existen discrepancias en torno a si se traspasó o no el umbral del petróleo (*peak oil*), lo cierto es que hay evidencia de que la época del llamado “petróleo fácil” ha quedado atrás y que, en cierta medida, la sociedad fósil se estaría enfrascando en una suerte de “carrera por lo que queda” (Klare, 2012). Muestra de ello puede verse en el avance sobre recursos convencionales de difícil recuperación como los alojados en aguas profundas o ultraprofundas, las prospecciones sobre el Ártico o el involucramiento de un creciente número de empresas en la explotación de hidrocarburos *no convencionales* tales como petróleo de esquisto, gas de lutita, petróleo y gas “apretados” (*tight*), arenas bituminosas, gas metano de carbón, entre otros, todos los cuales requieren de técnicas de alto impacto ambiental como el *fracking* u otras igualmente invasivas.

En ese marco, debe señalarse que en Sudamérica se ven reflejos de estas dinámicas globales de avance sobre los límites de la frontera hidrocarburífera. Por su presente nivel de desarrollo, los ejemplos más elocuentes de ello quizás sean la explotación de los recursos *no convencionales* de la formación geológica Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina de Argentina, y de los depósitos de aguas profundas y ultraprofundas del *Pré-sal*, en el litoral de Brasil.

Aunque con trayectorias dispares, desde la confirmación de la magnitud de sus depósitos (2007 para el *Pré-sal* y 2011 en el caso de Vaca Muerta) ambos reservorios fueron señalados por los distintos gobiernos de sus países como una vía destacada para la consecución de postergados avances socioeconómicos nacionales sintetizados bajo la premisa del “desarrollo”. Sin embargo, en torno a la factibilidad de estos emprendimientos existe una serie de dudas tales como los potenciales perjuicios socio-ecológicos de su explotación, su dependencia de altos precios internacionales de referencia y los grandes volúmenes de capitales necesarios para la recuperación de estos recursos.

Justamente en la magnitud de las inversiones necesarias es que se justifican por parte de los decisores de políticas públicas y los analistas sectoriales las estrategias de colaboración y alianza entre las compañías petroleras parcialmente nacionales de Argentina y Brasil -Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Petrobras- y empresas transnacionales desplegadas desde hace varios años, a los fines de acceder a los recursos financieros y el *know-how* indispensables para estos tipos de explotaciones.

En este texto llevaremos adelante un análisis inicial en torno a la trayectoria histórica reciente y la composición nacional de los principales grupos empresarios involucrados en Vaca Muerta y el *Pré-sal*. Nuestra hipótesis principal es que tanto en Argentina como Brasil pueden verse, a escala, ecos de las problemáticas y disputas globales que envuelven a los combustibles fósiles.

Además de la presente introducción, el trabajo tendrá otras tres partes. En la primera sección ahondaremos en la actual composición de la gramática energética mundial y el papel que en ella ocupa Sudamérica. En la segunda parte revisaremos la trayectoria histórica y los actores presentes en la explotación de Vaca Muerta y el *Pré-sal* intentando discriminar el origen nacional de esas empresas. Finalmente, concluiremos con algunas reflexiones sobre lo abordado en el texto y las proyecciones que a partir de ello podrían trazarse para las matrices energéticas de Argentina y Brasil.

2. Las complejidades del panorama energético global: disputas crecientes por recursos decrecientes

Pese a que la imaginación geopolítica dominante sigue comprendiendo las relaciones de poder globales desde una concepción esencialmente occidental (Agnew, 2005), en los últimos lustros puede observarse una creciente tensión en el seno de esta matriz de pensamiento. En efecto, junto a su dilatado crecimiento económico, la República Popular China ha mostrado una marcada presencia de su influencia internacional, lo cual sembró dudas sobre la perdurabilidad de la hegemonía estadounidense y europea, particularmente luego de la crisis mundial de 2008 (Joseph, 2014). Si bien esta disputa tamizada entre China y el mundo occidental tiene múltiples arenas de manifestación, ciertamente el área de los recursos naturales, y en particular los energéticos, se encuentra especialmente atravesada por esta tensión.

Muestra acotada de ello es el origen nacional de las empresas petroleras que desde

2008 ocuparon los primeros diez puestos en el ranking Forbes Global 500, publicación referencia a la hora de posicionar a las compañías más grandes del mundo. En efecto, para 2008 cinco empresas dedicadas a los hidrocarburos aparecían en el *top ten* del listado, siendo todas ellas de origen europeo y estadounidense. Concretamente, puede verse allí que la estadounidense ExxonMobil Corporation se ubicaba en el 2° lugar, la anglo-holandesa Royal Dutch Shell en el 3°, la británica BP en el 4°, la estadounidense Chevron Corporation en el 6° y la francesa Total S.A. en el 8° puesto.

Sin embargo, pese a que en 2009 se observa un sostenimiento de estas empresas, y hasta incluso su crecimiento, también aparece por primera vez una compañía hidrocarburífera de origen chino, China Petrochemical Corp. (Sinopec), la cual se ubicó en el 9° lugar. En los años siguientes la presencia de empresas petroleras chinas en el listado se incrementó, como lo muestra el ingreso de la China National Petroleum Corporation (CNPC) en 2010 en el 10° lugar y la State Grid Corporation of China –dedicada principalmente a la producción de acero pero con una importante presencia en los servicios petroleros– en 2011 en el 6° puesto. Aunque con fluctuaciones, para 2019 las empresas hidrocarburíferas chinas parecían haber consolidado su presencia entre las diez compañías más valoradas del mundo, ocupando Sinopec el 2° lugar, CNPC el 4° y State Grid Corporation of China el 5° (Fortune, s.f.).

Esta reformulación de facto de la siempre disputada imaginación geográfica (Harvey, 1990) ha dado lugar a que el mundo académico se haga eco de ella y en las principales revistas especializadas dedicadas a la geopolítica de los recursos naturales donde se multiplicaron las reflexiones en torno a conceptos tales como *seguridad energética*. Alrededor de él pueden encontrarse casi un centenar de definiciones diferentes, las cuales suelen centrarse en torno a la preocupación por la apropiación y acumulación de estos recursos, el desarrollo y control de infraestructura estratégica y el aumento de la productividad en pos de sostener precios competitivos en términos internacionales (Ang, Choong y Ng, 2015).

Además del ascenso chino, otra explicación para esta agitación interpretativa se asocia a los efectos que generó en el mercado hidrocarburífero global la llamada “Revolución de los no convencionales” comenzada en Estados Unidos en torno a 2010. Conocidos desde varias décadas atrás, la operación con recursos como petróleo de esquisto, gas de lutita y petróleo y gas “apretados” (*tight*) era evitada por la industria debido a las superiores dificultades técnicas que implica su recuperación y los mayores costos operativos asociados. Sin embargo, la progresiva recuperación de las cotizaciones internacionales de referencia luego del desplome de 2008, colocaron a los precios de equilibrio de rentabilidad (*break even*) de los *no convencionales* en un umbral razonable para que un creciente número de empresas de mediano e incluso pequeño porte se lanzase a operar con ellos. Pese a las controversias ecológicas que existen en torno a la aplicación de la fractura hidráulica o *fracking* –la cual es acusada de causar aumentos de la actividad sísmica, contaminación de las napas acuáticas subterráneas y de contribuir a la liberación de gas metano a la atmósfera–, ciertamente a partir de ella se produjo una fuerte expansión en la capacidad de recuperación de hidrocarburos de los Estados Unidos (Raimi, 2018).

Tal fue el crecimiento de los *no convencionales* en el país norteamericano que éste pasó de producir cerca de 4 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) en 2010 a

más de 17 millones de BEP en 2018, alcanzando la autosuficiencia hidrocarburífera en dicho año y con proyecciones de superar los guarismos de extracción de gigantes del sector como Rusia hacia 2025 (IEA, 2019: 63).

Si bien hay especialistas que desconfían de la real rentabilidad de este tipo de hidrocarburos, y señalan que su veloz crecimiento debe ser entendido como el resultado de una masiva entrega de beneficios fiscales y subsidios por parte de la administración de Barack Obama (2009-2017) como parte de una estrategia de para reactivar la economía de su país luego de la última crisis financiera mundial (Simonia y Turkonov, 2016), sobran indicios que señalan que esta “revolución” produjo una reconfiguración en la geopolítica energética. Ello puede observarse en el comportamiento que a partir de 2014 comenzaron a tener los países agrupados en torno a la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Formada en 1962 bajo el comando de Arabia Saudita y dominante en la fijación de precios por medio de la manipulación de la oferta desde 1973, con el paso de los primeros años de la década de 2010 la tendencia hacia el autoabastecimiento hidrocarburífero que parecía seguir Estados Unidos –por entonces principal importador de petróleo del mundo– comenzó a inquietar a los países miembros de la OPEP, quienes consideraron que era necesario tomar medidas drásticas a fin de no perder su peso en el mercado (Ansari, 2017).

En la estrategia de Arabia Saudita puede verse una muestra de la decisión general seguida por la OPEP, puesto que pasó de producir cerca 11,5 millones de BEP en 2014 a cerca de 12,5 millones de BEP en 2016. Dicho aumento se dio en simultáneo con la negociación de Riad con Moscú, que tuvo como resultado que la producción de crudo ruso también aumentase en ese período, pasando de 10,8 millones de BEP extraídos por día en 2014 a 11,3 millones de BEP en 2016. El correlato de este aumento en la oferta fue una caída en los precios internacionales del petróleo, los cuales en su cotización del Mar del Norte (el Brent) pasaron de estar en torno a los U\$S 110 en diciembre de 2013 a U\$S 30 en enero de 2016 (FMI, s.f.). Este comportamiento de parte de la OPEP y sus aliados estratégicos fue visto por algunos analistas como una estrategia para forzar diezmas en la competencia de los *frackers* estadounidenses, los cuales precisaban de cotizaciones de referencia más altas para afrontar el *break even* de los *no convencionales*, ampliamente superior al de los convencionales recuperados en la mayoría de los países de Medio Oriente (Ansari, 2017).

Sin embargo, esta oferta extraordinaria de crudo –producida en un marco en el cual ya vimos que la extracción de *no convencionales* comenzaba a alcanzar guarismos de magnitud– colocó en riesgo la capacidad recaudatoria de algunas naciones cuya estabilidad fiscal se hallaba en buena medida sostenida en torno a la captura de renta petrolera. Ejemplos de ello pueden verse en el estrés que en este período exhibían las cuentas nacionales de países como Argelia y Libia, miembros de la OPEP pero con precios de equilibrio de sus hidrocarburos más elevados que los de Arabia Saudita. En clave de *seguridad nacional*, desde Europa algunos analistas observaron con preocupación las posibles repercusiones que podrían tener las tensiones sociales al interior de las sociedades petroleras la caída en la capacidad de captación de renta (Auping et al., 2016).

A su vez, otro de los efectos colaterales del avance de los *no convencionales* fue el

ensanchamiento de la cooperación en materia energética y la conformación de alianzas estratégicas de países con fricciones en común con los Estados Unidos, tales como Rusia y China (Feng, 2019). Esta colaboración no es menor puesto que se trata de dos de las naciones con mayor cantidad de recursos *no convencionales*.²

Con más de veinte años de vínculos comerciales en lo que hace al gas natural (exportado de Rusia a China), a partir de 2013 ambas naciones decidieron ampliar su cooperación en pos del aprovechamiento de sus cuantiosos depósitos de *shale oil/gas*. En aquel momento se firmaron una serie de contratos entre los cuales dos se destacaban por su magnitud, uno a 5 y otro a 25 años, destinados a la exportación de Rusia a China de 360 millones de toneladas de crudo por medio de un oleoducto ubicado en la región del Lejano Oriente Ruso, el cual sería gestionado por la estatal moscovita Rosneft Oil y su par china Sinopec. En esa misma línea, en 2014 la petrolera estatal china CNPC y la rusa Gazprom llegaron a un entendimiento para desarrollar inversiones en infraestructura energética con el objeto de conectar ambos países por un monto de U\$S 400 mil millones, el cual se desplegaría a lo largo de 30 años (Feng, 2019).

A las claras, todo este panorama desentona con la preocupación por los efectos nocivos sobre el medio ambiente de la quema de hidrocarburos. No obstante la vigencia de entendimientos como el Acuerdo de París contra el Cambio Climático, que pretenden mitigar la generación de GEI, el abandono de la utilización de hidrocarburos no está en la agenda de las principales economías del mundo. En ese sentido, pese a que reconoce un progresivo crecimiento de la utilización de fuentes renovables como la solar fotovoltaica y la eólica, la EIA considera que hacia 2040 el consumo energético global estará aún anclado entre un 58% y un 78% en combustibles fósiles, dependiendo de que se sostengan las políticas vigentes o se apliquen agresivos planes de transición hacia energías renovables que no parecerían estar cerca de concretarse (EIA, 2019: 38).

De hecho, sin necesidad de adentrarse en proyecciones de mediano plazo, existe evidencia inmediatamente posterior a la firma del Acuerdo de París que grafica no solo la no reducción relativa de la tasa de generación de GEI, sino incluso su aumento general. De acuerdo a los cálculos de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), tomando el año 1990 como base, para 2018 los guarismos de dióxido de carbono presentes en la atmosfera aumentaron en un 147%, los de metano en un 259% y los de óxido nitroso en un 123%. Lo más preocupante desde la perspectiva de la OMM es la tendencia a la aceleración de la producción de gases tóxicos exhibida en los últimos dos años de su serie, en buena medida proveniente de la generación eléctrica alimentada en base a gas natural y carbón y, sobre todo, del sistema de transporte (Noticias ONU, 2019).

Sudamérica y otros países latinoamericanos no escapan de esta dinámica global. Siguiendo el *ranking* realizado por *América Economía* con criterios asimilables al de *Forbes*,

² Tal es así que la EIA calcula que Rusia es el principal poseedor de recursos de petróleo de esquisto técnicamente recuperable, con cerca de 75 mil millones de BEP y China el tercero, con 32 mil millones de BEP. En lo que hace al gas de lutita, China es la principal fuente de recursos del mundo, con 1.115 billones de pies cúbicos (TCF), y Rusia la novena, con 285 billones de pies cúbicos (TCF) (EIA, 2013).

puede observarse la primacía de las hidrocarburíferas entre las principales compañías de la región. En efecto, para el año 2019 la empresa mejor valorada de Sudamérica fue la brasilera Petrobras, seguida en segundo lugar por su par mexicana PEMEX. Asimismo, si se extiende la revisión del *ranking* hasta el puesto número veinte, pueden encontrarse una gran presencia de petroleras y subsidiarias de éstas tales como Petrobras Distribuidora (8° lugar), Ultrapar (12° lugar), PDVSA (13° lugar), YPF (14° lugar), Raízen Combustíveis (15° lugar), Ecopetrol (17° lugar) e Ipiranga produtos de Petróleo (18° lugar) (América Economía, 2019).

En igual sentido, las proyecciones de mediano plazo para la extracción y consumo de petróleo de la región se mantienen elevadas. Según las simulaciones de la OPEC³ (2019), América Latina pasará de los 7,3 millones BEP diarios extraídos en 2019 a unos 9,5 millones en 2030. Asimismo, según la misma estimación, el consumo de hidrocarburos saltaría de los 5,9 millones de BEP en 2018 a unos 6,8 millones 2030.

Como puede suponerse, esta trayectoria prevista de ensanchamiento de la dependencia de los combustibles fósiles podría tener efectos negativos sobre las metas de reducción de la generación de GEI regionales, cuyo compromiso de corte en el Acuerdo de París fue de un 22% para 2030. Una pequeña muestra de las dificultades del sostenimiento de esa meta podría verse en que para 2018 los dos países sudamericanos con mayores emisiones de dióxido de carbono, Argentina y Brasil, generaron gases por un equivalente a 196 y 457 megatoneladas, respectivamente. Si bien esos guarismos constituyen una tenue reducción respecto del año previo, representan cerca del 40% de las emisiones totales de América Latina para 2018 (1675 megatoneladas) y se entroncan en una década con un crecimiento global de las emisiones de 1,6% para Argentina y 2,7% para Brasil (BP, 2019).

Sin embargo, cualquier proyección en torno de la producción argentina y brasilera de GEI, en particular, y de la diversificación de sus matrices energéticas, en general, debe ponerse en contraste con las presentes perspectivas en torno al manejo de recursos hidrocarburíferos por parte de ambos países. En buena medida, ello se explica por las vastas reservas de Vaca Muerta y el *Pré-sal* y las realidades y planes para su explotación. Al análisis de ambos emprendimientos nos abocaremos en la siguiente sección.

3. Trayectoria histórica y composición nacional de las inversiones en Vaca Muerta y el *Pré-sal*

Pensar en emprendimientos como Vaca Muerta y el *Pré-sal* exige colocarse en el contexto del fin de los hidrocarburos “fáciles” (Lahoud, 2015) o en el marco de lo que algunos analistas han denominado como “energías extremas” (Klare, 2012). Dicho concepto hace referencia a los mayores riesgos ambientales, sociales y laborales en los cuales se embarcan las compañías que deciden operar en la recuperación de petróleo y gas de este tipo de reservorios, los cuales implican técnicas de explotación de frontera tales como el *fracking* y el

³ Denominación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP según sus siglas en inglés (Organization of the Petroleum Exporting Countries).

desarrollo de plataformas *offshore* en aguas de gran profundidad.

Sin embargo, las dificultades estructurales de Vaca Muerta y el *Pré-sal* no inhibieron que, desde las primeras confirmaciones de sus reservas (2011 y 2007, respectivamente) ambos, hayan sido señalados por las élites políticas y económicas de sus países como potenciales vías para conseguir un postergado desarrollo (Bertinat et al., 2014; Sauer y Araújo Rodrigues, 2016). En buena medida, ello se debía a la magnitud de los recursos que se proyectaba que podrían llegar a extraerse de ellos.

En efecto, hacia 2013 la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) estimó que de la formación geológica argentina Vaca Muerta⁴ podrían recuperarse unos 308 billones de pies cúbicos de gas (TCF, según sus siglas en inglés) y unos 16,2 miles de millones de barriles de petróleo, lo cual colocaría a la Argentina en el cuarto lugar del ranking de países con mayor cantidad de *shale oil* (tras Rusia, Estados Unidos y China) y en el segundo de *shale gas* (solo por detrás de China) (EIA, 2013).

Por su parte, los sucesivos descubrimientos en el polígono del litoral marítimo brasileño conocido como *Pré-sal*⁵ fueron catalogados por algunos especialistas como de los más importantes del presente milenio y hay quienes consideran que de ellos podrían llegar a recuperarse magnitudes de petróleo y gas natural tan abundantes que colocarían a las reservas de Brasil cerca de las de potencias del sector como Arabia Saudita y Venezuela (Sauer, 2016).

Pese a lo promisorio de dichos datos, una de las principales dificultades que se encontraron los decisores de políticas públicas a la hora de avanzar en la recuperación de estos hidrocarburos fueron los importantes montos de capital que necesitaban desembolsarse para esta clase de operaciones. En función de ello fue que, tanto en Argentina como en Brasil, se decidió que se robustecía el control estatal sobre las petroleras nacionales, comenzaron a trazarse estrategias de alianza con empresas multinacionales del sector con capacidad financiera y el *know-how* técnico para este tipo de emprendimientos. Parte de los esfuerzos en este sentido pueden verse en los marcos normativos que se desarrollaron durante el período en uno y otro país.

No resulta ocioso señalar que la confirmación de la magnitud de las reservas de petróleo y gas natural de Vaca Muerta llegó en un momento crítico para la matriz energética

4 La formación geológica Vaca Muerta se encuentra ubicada en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país, y tiene una superficie de 30 mil kilómetros cuadrados concentrados mayoritariamente en la provincia de Neuquén, pero con extensiones en las provincias de La Pampa, Mendoza y Río Negro.

5 El *Pré-sal* es una franja de forma poligonal de unos 800 kilómetros de largo que se extiende sobre el litoral marítimo brasileño, desde Espíritu Santo hasta Santa Catarina, con una distancia promedio de la costa de 300 kilómetros. Recibe su nombre debido a que el petróleo y el gas de la formación se aloja bajo una gruesa capa de sal cuya profundidad en algunos sectores supera los 7.000 metros desde el nivel del mar.

argentina. Ello se debía a la coincidencia que para aquel entonces se registraba entre el aumento de la demanda de electricidad y la declinante capacidad de generación del sistema. Si bien este último punto tiene múltiples aristas explicativas, en buena medida puede ser entendido como uno de los resultados de las transformaciones en clave neoliberal que sufrió el sector durante la década de 1990, período en el cual se apostó por la creación de centrales termoeléctricas sustentadas en gas natural (en ese momento, relativamente barato y abundante) en simultáneo que se privatizaba la extracción de hidrocarburos. Pese a que en una primera instancia las empresas concesionarias aumentaron los guarismos de extracción de hidrocarburos, la lógica subyacente de su estrategia propició un estrangulamiento estructural en el mediano plazo, debido a que su accionar tendió a sobreexplotar los pozos puestos en producción durante el previo período estatal sin avanzar en planes de exploración de nuevos yacimientos para reemplazarlos cuando se agotasen. Todo esto redundó en un declive de la disponibilidad de petróleo y gas hacia comienzos del 2000, lo cual por extensión comprometió las posibilidades de suplir la expansiva demanda eléctrica que se abrió en esa década (Serrani y Barrera, 2018).

En función de afrontar este panorama, los primeros gobiernos kirchneristas (2003-2011) elaboraron múltiples programas de incentivos a la extracción de hidrocarburos con resultados dispares, más bien tendientes a pobres (López Crespo et al., 2017). Sin embargo, el ingreso de Vaca Muerta en escena cambiaría la estrategia, como demuestra la reestatización parcial de YPF por medio de la Ley 26.741, denominada como “Ley de Soberanía Hidrocarburífera”, sancionada y promulgada en mayo de 2012. A fin de conseguir el autoabastecimiento, la norma proponía la creación de un Consejo Federal y, en simultáneo, la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Su primer artículo declaraba de interés público el avance en la exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos en pos de conseguir el autoabastecimiento energético y de generar excedentes que se dedicarían al “desarrollo económico con equidad social”. A esos fines, el artículo 3 determinaba los principios de la política hidrocarburífera que tendría a futuro el país y el énfasis en Vaca Muerta. Ello podía verse en su inciso c, el cual declaraba perseguir “La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales”.

En igual sentido iba el Decreto 929/2013, por medio del cual se creó el “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación Hidrocarburos”. Con particular énfasis en los recursos *no convencionales*, la reglamentación estableció una serie de garantías para las empresas que proyectasen desembolsar más de U\$S 1000 millones en lapsos menores a cinco años. Los beneficios consistían en el acceso a regímenes tributarios preferenciales con aranceles del 0% en las alícuotas a la exportación luego del quinto año de radicación y el acceso especial al mercado de divisas oficial, en aquel entonces limitado por el llamado *cepo*

cambiarlo,⁶ entre otros tratamientos especiales.

Si bien estas normativas tuvieron resultados inicialmente promisorios en sus objetivos, tal como demuestra la asociación de YPF con la estadounidense Chevron por más de U\$S 16.000 millones en julio de 2013 (YPF, 2013), la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos comenzada a mediados de 2014 ralentizó el arribo de inversiones en Vaca Muerta,⁷ cuyo desarrollo a pleno potencial se estima que requiere del desembolso de al menos U\$S 250 mil millones (Abraham, 2014). Sin embargo, esa coyuntura de menores cotizaciones de referencia del petróleo no inhibió los ingresos de la petrolera francesa Total en 2014, de la angloholandesa Shell en 2015 y de la estadounidense ExxonMobil en 2016. Asimismo, a partir de 2016 también comenzaron a operar sobre los *no convencionales* de la Cuenca Neuquina compañías de capitales mixtos como Pan American Energy, cuyo paquete accionario se divide en partes iguales entre Bridas (Argentina con participación menor de la china CNOOC) y BP (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018).

Hacia el último trimestre de 2019, en Vaca Muerta existían 36 concesiones no convencionales y 18 permisos de exploración otorgados distribuidos entre 20 empresas. Ellas eran encabezadas por YPF con 23 áreas y permisos en un territorio de unos 3.943,3 km.², la mayoría de los cuales eran operados en colaboración en partes iguales con Chevron. La petrolera argentina era seguida por PAE (8 áreas y permisos en unos 1747 km.²), por Total (8 áreas y permisos en unos 1.500 km.²), por la subsidiaria del Grupo Techint, Tecpetrol, (4 áreas y permisos desplegada en 547,5 km.²), por Shell (6 áreas y permisos en unos 596 km.²), la compañía del ex presidente de YPF Miguel Galuccio, Vista Oil & Gas (3 áreas y permisos desplegada en 542,2 km²) y por ExxonMobil (7 áreas y permisos desplegadas en unos 1.284 km²). Asimismo, también se registran participaciones por menores montos o brindando servicios logísticos de la china Sinopec, Petrolera El Trébol (filial de la británica Phoenix Global Resources), la canadiense Madalena Energy, la estadounidense Dow Chemical Company, la alemana Wintershall DEA, la multinacional de origen francés Schlumberger y la noruega Equinor (Terzaghi y Del Pozzi, 2019).

Según el balance de gestión de la Secretaría de Gobierno de Energía (2019: 78-80), hacia diciembre de 2019 Vaca Muerta contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, de los cuales 1.169 correspondían a *shale oil/gas* y 1.345 a *tight oil/gas*, con un promedio de 542 fracturas mensuales, en mayor medida propiciadas por YPF. Si bien ello no redundó en un aumento de la producción de petróleo entre 2011 y 2019 (de hecho se redujo de 32.102.278,62 m³ a 29.787.512,41 m³) sí significó un crecimiento en la presencia de *no convencionales*, los cuales pasaron de representar el 0,28% del total extraído en 2011 al 19,20% en 2019 (Secretaría de Energía a, s.f.). El gas natural, por su parte, sí experimentó un crecimiento en su cantidad absoluta en este período, pasando de 45.533.245,51

6 Se denominó como “cepo cambiario” a las restricciones a la compra de dólares que estableció Cristina Fernández de Kirchner en octubre de 2011 en el marco de una “corrida” contra el peso. La medida, progresivamente endurecida, duraría hasta el final de su segundo mandato, en diciembre de 2015.

7 Desde julio de 2014 a enero de 2015, el barril de petróleo Brent redujo en cerca del 45% su precio, pasando de cotizar a casi U\$S 107 a unos U\$S 48.

Mm³ en 2011 a 49.370.833,52 Mm³ en 2019. Sin embargo, en ese punto lo que más resalta es la presencia que ganaron los *no convencionales* en la extracción gasífera, puesto que saltaron de representar un 3,55% del total en 2011 a un 41,49% en 2019 (Secretaría de Energía b, s.f.).

Pese a los elementos diferenciadores para cada caso, la experiencia brasileña en materia de desarrollo hidrocarburífero también merece la atención debido a su relevancia en la reconfiguración de la geopolítica energética del Atlántico Sur. Con una matriz energética diversificada y sustentada en buena medida por centrales hidroeléctricas, las urgencias de Brasil para ensanchar su caudal hidrocarburífero no radicaban tanto en suplir su demanda interna inmediata, sino más bien en ambiciones geopolíticas de larga data. Históricamente dependiente de las importaciones de gas y petróleo, el país se embarcó en la década de 1970 en el aumento de la producción energética mediante fuentes alternativas, principalmente a través de la construcción de represas y el desarrollo de combustibles de base orgánica como el bioetanol. Sin embargo, el proyecto de alcanzar el autoabastecimiento fósil no fue abandonado por parte de los decisores políticos brasileños y desde el 2000, en los últimos años de la presidencia de Fernando Henrique Cardoso (1995-2003), Petrobras avanzó en un plan de exploración sobre las aguas de la Cuenca de Santos, frente a las costas de Río de Janeiro. Los primeros resultados de este trabajo de prospectiva llegaron en 2003, cuando se encontraron indicios de la presencia de petróleo en aguas profundas. Frente a ello, el presidente Luíz Inácio Lula da Silva (2003-2011) ordenó intensificar las labores de investigación en ese sector, lo cual tuvo por resultado el hallazgo en 2007 de los depósitos del sector del polígono marítimo por entonces llamado Campo de Tupi, el cual pasaría a denominarse como Campo de Lula a partir de 2010 (Martinez y Colacios, 2016).

A ese descubrimiento, del cual se estimaba que podrían extraerse entre 5 y 8 mil millones de BEP, le siguieron otros predominantemente ubicados en la Cuenca de Santos, de cuya sumatoria las estimaciones más optimistas señalan que podrían recuperarse hasta 176 mil millones de BEP (Junger et al., 2019). Sin embargo, los proyectos de explotar estos recursos en clave neodesarrollista como decía pretender el gobernante *Partido dos Trabalhadores* tenían como condicionantes a los marcos normativos heredados de la década anterior, en particular a la Ley 9.478/97. La norma había privatizado parcialmente a Petrobras, restándole competencias en lo que hace no solo a la exploración de nuevos depósitos, sino también en la producción, refinamiento y transporte de combustible en todo el territorio brasileño.

De las discusiones surgidas de estas limitaciones para una explotación soberana del *Pré-sal* por parte de Petrobras fue que en diciembre de 2010 se sancionó la Ley 12.351 la cual establecía un sistema de licitaciones conocido como *régimen de reparto* (*regime de partilha* en portugués) en el cual Petrobras sería la operadora única de los campos del *Pré-sal* y, en el caso de utilizar su potestad de ceder sus derechos a terceros, debía participar en al menos un 30% de las exploraciones, evaluaciones, desarrollo y producción. En simultáneo, la norma también establecía la creación de un Fondo Social regentado por Petrobras en donde, en su calidad de empresa estatal, decidiría cómo reinvertir el excedente surgido de las futuras concesiones de distintos sectores del *Pré-sal*.

En 2013 se produjo la primera licitación sobre el sector conocido como Campo de Libra. En ella la *Agência Nacional do Petróleo* (ANP) afirmó haber recibido consultas de al menos cuarenta empresas interesadas en participar de la concesión, entre las cuales se hallaban las estadounidenses ExxonMobil y Chevron y las británicas BP y BG. Sin embargo, la licitación fue otorgada a una oferta hecha por una sociedad conformada por Petrobras, la angloholandesa Shell y las chinas CNPC y CNOOC como socias minoritarias.

Pese a este comienzo promisorio para el sistema de concesiones, la profunda crisis política abierta en Brasil a partir de 2014 con el inicio de las investigaciones judiciales denominadas como Operación *Lava Jato* generó que tanto en ese año como en el siguiente no se realizaran nuevas licitaciones, en buena medida como producto de las sospechas de corrupción que pesaban sobre algunos altos funcionarios de Petrobras (Junger et al., 2019).

En 2016 no mejoraría el panorama político brasilero y en agosto de ese año la presidenta Dilma Rousseff (2011-2016) sería destituida como resultado de un juicio político en su contra. Tan solo 90 días después de ese hecho, el ex vicepresidente y ahora presidente interino Michel Temer (2016-2019) presentaría un proyecto legislativo para la reformulación de los marcos regulatorios para la explotación del *Pré-sal*, el cual se convertiría en la Ley 13.365/2016. La principal innovación de la norma era que colocaba en condición de opcional la participación de Petrobras como operadora en las próximas licitaciones sobre los recursos de aguas profundas, lo cual eliminaba la obligación legal de su participación en al menos el 30% de los movimientos de nuevos emprendimientos. En los hechos, el espíritu de la ley retrotraía la posición de la petrolera estatal incluso por detrás de lo establecido por la Ley 9.478/97 y tenía en sus bases un claro sesgo liberalizador de las actividades en el *Pré-sal* (Campello, 2018).

Hacia diciembre de 2016 el gobierno de Michel Temer estableció las directrices para la segunda ronda de licitaciones, la cual finalmente se lanzó en simultáneo con la tercera en octubre de 2017 y tuvo como principales adjudicatarios a Petrobras, Shell y BP seguidos por un variado contingente de empresas tales como las chinas CNODC, CNOOP y Sinopec (en sociedad con la española Repsol), la francesa Total, ExxonMobil, la noruega Statoil y la portuguesa Petrogal (ANP, s.f.).

En la cuarta y quinta ronda de licitaciones (llevadas a cabo en junio y septiembre de 2018, respectivamente) se recaudaron primero R\$ 3,15 mil millones y luego R\$ 6,82 mil millones y se consolidó el carácter extranjero de los adjudicatarios, puesto que al retraimiento relativo de Petrobras lo acompañó el avance de Shell, BP, Exxonmobil y Chevron, acompañadas por Equinor (nuevo nombre de Statoil), CNOOC y CNODC, Petrogal. Asimismo, también se registró la aparición entre los adjudicatarios de la colombiana Ecopetrol y QPI Brasil, subsidiaria de la estatal Qatar Petroleum (Pré-sal Petróleo, s.f.).

La sexta y última de las licitaciones realizadas hasta el momento se produjo en noviembre de 2019 y fue conocida como *megaleilão* (megalicitación) debido a los montos que en ella esperaba recibir el gobierno ahora encabezado por Jair Bolsonaro (2019-). Pese a las expectativas, los resultados de la ronda fueron decepcionantes debido a que de los cuatro campos puestos en disponibilidad tan solo dos fueron concesionados (Búzios e Itapu), quedando los otros dos sin ofertas (Sépia y Atapu). Esa falta de interés por parte de las empresas

petroleras internacionales repercutió en el monto recaudado, el cual fue de unos R\$ 69,9 mil millones, lejos de los R\$ 106,5 mil millones previstos originalmente. Asimismo, debe señalarse que existió el riesgo de que todos campos quedasen vacíos de ofertas, lo cual se evitó con la presencia forzada de Petrobras que se hizo con el 100% de Itapu y el 90% de Búzios, cuyo 10% restante fue compartido en partes iguales por CNOOC y CNODC (Brandalise y Barifouse, 2019).

Llegados a este punto, debe señalarse que tanto en términos relativos como absolutos la puesta en marcha *Pré-sal* significó un salto cualitativo para la extracción de hidrocarburos en Brasil. Los guarismos de recuperación en el polígono tuvieron una expansión de casi 37 veces en menos de una década, pasando de extraer 41 mil BEP en 2010 a 1,5 millones de BEP en 2018. Asimismo, el aumento de la cantidad de exploraciones generó un ascenso en la curva de aprendizaje en la perforación de nuevos pozos, cuyo tiempo medio de construcción pasó de 310 días en 2010 a 127 días en 2018. En igual sentido, otro dato destacado fue la mejora en la eficiencia de los pozos medida por cantidad de recursos recuperados, lo cual se demuestra en que en 1984 se precisaban de 4.108 pozos de aguas no profundas (*Pós-sal*) para recuperar 500 mil de BEP por día y en 2018 se explotaron solo 77 pozos en el *Pré-sal* para extraer el triple de cantidad (Petrobras, s.f.).

Todo esto redundó en que hacia abril de 2020, el *Pré-sal* explicase cerca del 70% de la producción nacional de hidrocarburos de Brasil, representando casi 2,6 millones de BEP diarios (ANP, 2020).

4. A modo de conclusión

Como se observó en el presente texto, a lo largo de las últimas décadas del siglo pasado y las primeras dos del que transcurre, la geopolítica energética global se ha complejizado como resultado de la confluencia de factores tales como el cambio climático. En el aceleramiento de este último fenómeno ha tenido incidencia la creciente explotación de combustibles fósiles de la mano del avance sobre depósitos de difícil acceso –como los *no convencionales*– y los riesgos socioecológicos a ellos asociados, como fenómeno derivado del agotamiento tendencial de los depósitos de más sencilla operación.

Como también pudo verse, la disputa por este tipo de recursos tiene un carácter mundializado y son múltiples los Estados-Nación, regiones, organizaciones y empresas de distinto tipo que se encuentran involucrados en esta mesa de discusión algunas veces de apariencia caótica y en otras sumamente regulada.

Con sus singularidades coyunturales y rasgos históricos, Argentina y Brasil, en su marco sudamericano, son parte de este entramado general, con todo lo que ello implica. El descubrimiento por parte de ambos países de reservas de petróleo y gas natural en el momento prometía suplir las necesidades de autoabastecimiento y, en simultáneo, propiciar el avance sobre caminos de desarrollo económico y social.

Sin embargo, sentar las bases de estrategias de desarrollo en torno a los recursos naturales recubre de riesgos y potenciales trayectorias truncas, tal como lo demuestran innu-

merables ejemplos de la propia historia de la región. En buena medida, la depresión económica mundial propiciada por la pandemia del COVID-19 parece venir a reforzar los argumentos que señalan la fragilidad que revisten las estructuras económicas principalmente ancladas en la exportación de *commodities*. Muestra de ello puede observarse en el hundimiento de los precios internacionales de referencia del petróleo hasta extremos desconocidos, tal como sucedió con el *West Texas Intermediate* (WTI) el 21 de abril de 2020, el cual llegó a cotizar a -U\$S 37,63.

Pese a que las valorizaciones internacionales progresivamente se recompusieron desde esa fecha, algunos especialistas señalan que en el mediano plazo los precios se estabilizarán en torno a los U\$S 30, lo cual es una mala noticia para los recursos *no convencionales*, puesto que suelen requerir de cotizaciones de referencia por encima de los U\$S 40 para ser rentables como producto de sus altos costos operativos (Boussera, 2020). Si bien ello en apariencia no representaría un problema de fuste para el petróleo del *Pré-sal*, cuyo *break even* se estima en U\$S 21 (Gaudarde, 2020), sí lo sería para las intenciones de crecimiento de Vaca Muerta, cuyo umbral de rentabilidad se calcula entre los U\$S 35 y los U\$S 40 según los especialistas (Aringoli, 2019).

En suma, considerando las múltiples inconsistencias que exhibe el patrón energético fósil, cuyo rasgo más urgente es indudablemente su contribución al calentamiento global, quizás los decisores de políticas públicas se encuentren en estos momentos pandémicos de cara a una singular oportunidad para reflexionar con seriedad en torno a lo imprescindible de impulsar una transición energética. Una transición que, creemos, debe tener por aspiración no solo abreviar en la generación por medio de fuentes limpias y renovables, sino sobre todo en avanzar en lógicas de funcionamiento sistémico más justas e inclusivas para los pueblos, las cuales contengan como basamentos las preguntas: energía para qué y en beneficio de quién.

5. Bibliografía

- Abraham, S. (25 de julio de 2014). Keeping Putin's Hands Off Argentinian's Oil. *Foreign Policy*. <https://foreignpolicy.com/2014/07/25/keeping-putins-hands-off-argentinian-oil/>
- Agnew, J. (2005). *Geopolítica. Una re-visión de la política internacional*. Madrid: Trama Editorial.
- Allen, R. (2011). *Historia económica mundial: una breve introducción*. Alianza.
- América Economía (19 de julio de 2019). *Estas son las 500 empresas más grandes de Latinoamérica 2019*. <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/estas-son-las-500-empresas-mas-grandes-de-latinoamerica-2019>
- Ang, B., Choong, W. y Ng, T. (2015). Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 1077-1093.
- ANP (Agencia Nacional del Petróleo) (2 de julio de 2020). *Pré-sal já responde por quase 70% da produção nacional*. <http://www.anp.gov.br/noticias/5779-pre-sal-ja-responde-por-quase-70-da-producao-nacional>

- ANP (Agencia Nacional del Petróleo) (s.f.). *Página especial - 2ª e 3ª Rodadas do Pré-sal*. Recuperado el 14 de julio de 2020 de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/2-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/pagina-especial-2-e-3-rodadas-do-pre-sal>
- Ansari, D. (2017). OPEC, Saudi Arabia, and the shale revolution: Insights equilibrium modelling and oil politics. *Energy Policy*, 111, 166-178.
- Aringoli, F. (25 de agosto de 2019). ¿Cuánto cuesta sacar un barril de petróleo de Vaca Muerta? *Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/cuanto-cuesta-sacar-un-barril-de-petroleo-en-vaca-muerta-1083736/>
- Auping, L., Pryut, E., de Jong, S. y Kwakkel, J. (2016). The geopolitical impact of the shale revolution: Exploring consequences on energy prices and rentier states. *Energy Policy*, 98, 390-399.
- Bertinat, P., D'Elia, E., OPSur, Ochandio, R., Svampa, M. y Viale, E (2014). *20 mitos y realidades del fracking*. Editorial El Colectivo.
- Boussera, S. (junio de 2020). La nueva realidad petrolera. *Le Monde Diplomatique*, 252, 10-12.
- BP (2019). *BP Statistical Review of World Energy 2019*. BP.
- Brandalise, V. y Barifouse, R. (6 de noviembre de 2019). Por que o leilão do pré-sal resultou no 'pior cenário' para o governo. *BBC News Brasil*. <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-50323083>
- Campello, M. (2018). Atores, intereses e diferentes concepções sobre as reservas do pré-sal brasileiro: comparando os marcos regulatórios de 2010 e 2016. *Oikos*, 17 (3), 6-30.
- CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) (2015). *Aprobación del Acuerdo de París. Propuesta del presidente*. CMNUCC.
- EIA (Energy Information Agency) (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. EIA.
- Feng A. (2019). The shale revolution and Sino-Russian energy cooperation. *Journal of New Economy*, 20 (4), 108-118.
- FMI (Fondo Monetario Internacional) (s.f.). IMF Primary Commodity Prices. FMI. Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>
- Fortune (s.f.). *Fortune Global 500*. Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://fortune.com/global500/>
- Gaudarde, G. (26 de marzo de 2020). Estamos preparando a empresa para viver com um preço de petróleo abaixo de U\$S 25. *Eprb*. <https://epbr.com.br/estamos-preparando-a-empresa-para-viver-com-um-preco-de-petroleo-abaixo-de-us-25-afirma-castello-branco/>
- Harvey, D. (1990). *Between Space and Time: Reflections on the Geographical Imagination*.

Annals of the Association of American Geographers, 80 (3), 418-434.

IEA (International Energy Agency) (2019). *World Energy Outlook 2019*. IEA.

Joseph, W. (2014). *Politics in China. An introduction. Second edition*. Oxford University Press.

Junger, C., Meirelles, D., Bernardes, F., Melca, F., Loureiro, B. y Calazans, M. (2019). *As reservas do Pré-sal no Brasil: a nova fronteira da Shell*. Fase Espírito Santo.

Klare, M. (2012). *The race for what's left. The global scramble for the world's last resources*. Metropolitan Books.

Kulfas, M. (2016). *Los tres kirchnerismos. Una historia de la economía argentina, 2003-2015*. Siglo Veintiuno Editores.

Lahoud, G. (2015). Geopolítica de la energía en el Siglo XXI. Acceso, control y seguridad. *Industrializar Argentina*, 27, 25-30.

López Crespo, F., García Zanotti, G. y Kofman, M. (2017). *Informe económico. Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. Taller Ecologista y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).

Martinez, P. y Colacios, R. (2016). Pré-sal: Petróleo e políticas públicas no Brasil (2007-2016). *Fronteiras. Journal of Social, Technological and Environmental Science*, 5 (1), 145-167.

Noticias ONU (25 de noviembre de 2019). *Se alcanzan niveles récord de concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera*.
<https://news.un.org/es/story/2019/11/1465851>

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2019). *2019 World Oil Outlook 2040*. OPEC.

Overland, I. (2014). Future Petroleum Geopolitics: Consequences of Climate Policy and Unconventional Oil and Gas, en J. Yan (Ed.), *Handbook of Clean Energy Systems* (pp.1-29). John Wiley & Sons, Ltd.

Petrobras (s.f.). *Pré-sal*. Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>

Pré-sal Petróleo (s.f.). *Contratos de Partilha*. Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/contratos-de-partilha-e-unitizacao/contratos-de-partilha>

Raimi, D. (2018). *The Fracking Debate: The Risks, Benefits, and Uncertainties of the Shale Revolution*. Columbia University Press.

Sauer, I. (2016). O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética en A. Melfi, A. Misi, D. Campos y U. Cordani (Eds.), *Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios* (pp. 316-330). Academia Brasileira de Ciências.

- Sauer, I. y Araújo Rodrigues, L. (2016). Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, 30 (88), 185-229.
- Secretaría de Energía a (s.f.). *Producción de petróleo convencional y no convencional*. Secretaría de Energía (Argentina). Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/produccion-petroleo-conv-y-no-conv>
- Secretaría de Energía b (s.f.). *Producción de gas convencional y no convencional*. Secretaría de Energía (Argentina). Recuperado el 14 de julio de 2020 de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>
- Secretaría de Gobierno de Energía (2019). *Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación*. Secretaría de Gobierno de Energía.
- Secretaría de Planeamiento Energético (2018). *Argentina Energy Plan –Guidelines-*. Secretaría de Planeamiento Energético.
- Serrani, E. y Barrera, M. (2018). Los efectos estructurales de la política energética en la economía Argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, 34, 121-142.
- Simonia N. y Torkunov A. (2016). The Impact of Geopolitical Factors on International Energy Markets (the US Case). *Polis. Political Studies*, 2, 38-48.
- Terzaghi, V. y Del Pozzi, M. (19 de septiembre de 2019). Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras. *Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/>
- YPF (2013). *Acuerdo YPF-Chevron para el Desarrollo de Vaca Muerta*. Buenos Aires.

Legislación consultada

Argentina

- Ley 26.741 de 2012. Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. 4 de mayo de 2012. Boletín Oficial 32.391.
- Decreto 929 de 2013 [con fuerza de ley]. Régimen de promoción de inversiones para la explotación de hidrocarburos -creación. 11 de julio de 2013. Boletín Oficial 32.679.

Brasil

- Ley 9.478 de 1997. Establece la política energética nacional, las actividades relacionadas con el monopolio del petróleo, establece el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional del Petróleo y toma otras medidas. 6 de agosto de 1997. Gaceta Oficial Federal - Sección 1 - 7/8/1997, Página 16925.

Sudamérica en la geopolítica de los hidrocarburos. (...)

Ley 12.351 de 2010. Prevé la exploración y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos, bajo régimen de producción compartida, en áreas presal y estratégicas; crea el Fondo Social - FS y se ocupa de su estructura y fuentes de financiación; modifica disposiciones de la Ley No. 9.478, de 6 de agosto de 1997; y hace otros arreglos. 22 de diciembre de 2010. Gaceta Oficial Federal - Sección 1 - 12/23/2010, Página 1.

Ley 13.365 de 2016. Modifica la Ley N ° 12.351, de 22 de diciembre de 2010, para otorgar a Petrobras el derecho de preferencia para actuar como operador y tener una participación mínima del 30% (treinta por ciento) en los consorcios formados para explorar bloques licitados bajo el régimen de reparto de producción. 26 de noviembre de 2016. Gaceta Oficial Federal - Sección 1 - 30/11/2016, Página 1