



#3

Febrero 2021

Energía y desarrollo sustentable

**Geopolítica de
los hidrocarburos
y seguridad
energética**

Boletín del
Grupo de Trabajo
**Energía
y desarrollo
sustentable**



PARTICIPAN EN ESTE NÚMERO

Alicia Puyana Mutis
Isabel Rodríguez Peña
Jonatan Andrés Nuñez
Ana Lía Guerrero
Humberto Campodónico Sánchez
César Carrera Vásquez

Energía y desarrollo sustentable : geopolítica de los hidrocarburos y seguridad energética / Alicia Puyana Mutis... [et al.] ; coordinación general de Nora Estela Fernández Mora ; Humberto Campodónico ; Esteban Serrani ; editado por María Eugenia Ortiz... [et al.]. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CLACSO, 2021.

Libro digital, PDF - (Boletines de grupos de trabajo)

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-722-840-3

I. Geopolítica. 2. Hidrocarburos. 3. Petróleo. I. Puyana Mutis, Alicia. II. Fernández Mora, Nora Estela, coord. III. Campodónico, Humberto, coord. IV. Serrani, Esteban, coord. V. Ortiz, María Eugenia, ed. CDD 327.101



CLACSO

Consejo Latinoamericano
de Ciencias Sociales

Conselho Latino-americano
de Ciências Sociais

Colección Boletines de Grupos de Trabajo

Director de la colección - Pablo Vommaro

CLACSO Secretaría Ejecutiva

Karina Batthyány - Secretaria Ejecutiva

Nicolás Arata - Director de Formación y Producción Editorial

Gustavo Lema - Director de Comunicación e Información

Equipo Editorial

María Fernanda Pampín - Directora Adjunta de Publicaciones

Lucas Sablich - Coordinador Editorial

María Leguizamón - Gestión Editorial

Nicolás Sticotti - Fondo Editorial

Equipo

Natalia Gianatelli - Coordinadora

Cecilia Gofman, Giovanni Daza, Rodolfo Gómez, Teresa Arteaga

y Tomás Bontempo.

© Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales | Queda hecho el depósito que establece la Ley 11723.

No se permite la reproducción total o parcial de este libro, ni su almacenamiento en un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio electrónico, mecánico, fotocopia u otros métodos, sin el permiso previo del editor.

La responsabilidad por las opiniones expresadas en los libros, artículos, estudios y otras colaboraciones incumbe exclusivamente a los autores firmantes, y su publicación no necesariamente refleja los puntos de vista de la Secretaría Ejecutiva de CLACSO.

CLACSO

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales - Conselho Latino-americano de Ciências Sociais

Estados Unidos 1168 | C1023AAB Ciudad de Buenos Aires | Argentina

Tel [54 11] 4304 9145 | Fax [54 11] 4305 0875 | <clacso@clacsoinst.edu.ar> |

<www.clacso.org>



Este material/producción ha sido financiado por la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo, Asdi. La responsabilidad del contenido recae enteramente sobre el creador. Asdi no comparte necesariamente las opiniones e interpretaciones expresadas.

Coordinadores:

Nora Estela Fernández Mora

Instituto de Estudios Ecuatorianos

Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador

Ecuador

nefernandez@puce.edu.ec

Humberto Campodónico

Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo

Perú

hcampodonicos@unmsm.edu.pe

Esteban Serrani

Instituto de Altos Estudios Sociales

Universidad Nacional de San Martín

Argentina

eserrani@gmail.com

Coordinación general del Boletín

Esteban Serrani

Edición

María Eugenia Ortiz

CIT SC-CONICET.

Argentina

me.ortiz@conicet.gov.ar

Humberto Campodónico

Nora Fernández

Eliana Canafoglia

Instituto de Ciencias Humanas, Sociales y Ambientales, CONICET.

Argentina

ecanafoglia@mendoza-conicet.gob.ar

Andrea Lampis

Instituto de Energía e Ambiente. Universidad de San Pablo.

Brasil

alampis@usp.br

Esteban Serrani

Las notas son exclusiva responsabilidad de las/los autoras/as.

Contenido

5 De la seguridad a la sustentabilidad energética, un análisis desde la centralidad petrolera para México 1980–2016

Da segurança à sustentabilidade energética, uma análise da centralidade do petróleo para o México 1980–2016

Alicia Puyana Mutis
Isabel Rodríguez Peña

21 Geopolítica de los hidrocarburos de frontera en Sudamérica

Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y Pré-sal

Geopolítica dos hidrocarbonetos de fronteira na América do Sul. Uma abordagem aos casos de Vaca Muerta e Pré-sal

Jonatan Andrés Nuñez

36 Dinámicas complejas de la geopolítica del gas en Sudamérica

Dinâmicas complexas da Geopolítica do Gás na América do Sul

Ana Lía Guerrero

53 Las sombras de la exportación del GNL en el Perú

As sombras da exportação de GNL no Peru

Humberto Campodónico Sánchez
César Carrera Vásquez

71 Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable

Geopolítica de los hidrocarburos de frontera en Sudamérica

Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y el Pré-sal

Geopolítica dos hidrocarbonetos de fronteira na América do Sul. Uma abordagem aos casos de Vaca Muerta e Pré-sal

Jonatan Andrés Nuñez*

Palabras clave: Hidrocarburos no convencionales. Aguas profundas. Umbral fósil. Sudamérica.

Palavras-chave: *Hidrocarbonetos não convencionais. Águas profundas. Limiarfósil. América do Sul.*

Introducción

En la actualidad la matriz energética mundial se sostiene en base a los hidrocarburos. Según BP (2019), en 2018 la energía utilizada a nivel global provino en un 85% de combustibles fósiles (34% del petróleo, 27% del

* Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires (IEALC-FSOC-UBA). Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Grupo de Estudios en Geopolítica y Bienes Comunes (GyBC). Argentina. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. jonatan.a.nunez@gmail.com

carbón y 24% del gas natural), un 7% de la hidroelectricidad, 4% de centrales nucleares y solo un 4% se generó a través de fuentes renovables no convencionales (solar, eólica y la mareomotriz, etc.).

Sin embargo, los vértices de este esquema poseen al menos tres debilidades estructurales. En primer lugar, el carácter contaminante de los combustibles fósiles, fuertes emisores de gases de efecto invernadero (GEI). Pese a la vigencia de entendimientos de cooperación para luchar contra la crisis climática como el Acuerdo de París de 2015, el comportamiento de las principales potencias 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 por el acceso a estos recursos. De acuerdo a la *International Energy Agency* (IEA) y BP, hacia 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 muestra con elocuencia la delicadeza de la situación energética y por extensión climática global, 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 (*peakoil*), 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 en la explotación de hidrocarburos no convencionales tales como el *shaleoil/gas*, el *tightoil/gas*, *tarsands*, *coalbedmethane*, los cuales implican el despliegue de técnicas de alto impacto ambiental como el *fracking* y otras similares.

En ese marco, debe señalarse que en Sudamérica se ven reflejos de estas dinámicas generales. 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 2010 en el caso de Vaca Muerta) ambos reservorios fueron señalados por los distintos gobiernos de sus países como una vía destacada, primero para el autoabastecimiento hidrocarbúfero y, luego, para la consecución de avances socioeconómicos sintetizados bajo la premisa del “desarrollo”. Sin embargo, en torno a la factibilidad de estos emprendimientos existen dudas tales como los perjuicios socioecológicos que podrían derivarse de su explotación, su dependencia de altos precios internacionales y las grandes dimensiones de los capitales que necesitan involucrarse.

En este texto llevaremos adelante un análisis inicial en torno a la trayectoria reciente de Vaca Muerta y el *Pré-sal*, la composición nacional de los grupos empresarios involucrados en su explotación y los resultados de su accionar. Nuestra hipótesis es que en Argentina y Brasil, a escala, se registran ecos de las problemáticas globales que envuelven a los combustibles fósiles en la actualidad. Además de esta sección, el texto

tendrá otra en la cual recorreremos los problemas mencionados y una última destinada a comentarios a modo de conclusión.

1. Trayectoria histórica, composición nacional y resultados 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 depósitos.

Una caracterización geográfica de ambos espacios podría ayudar a comprender las complejidades para su explotación. Situada en la Cuenca Neuquina, al sudoeste de Argentina, la formación geológica Vaca Muerta tiene una superficie de 30 mil kilómetros cuadrados concentrados mayoritariamente en la provincia de Neuquén, pero con extensiones en La Pampa, Mendoza y Río Negro. Lo que diferencia a los recursos allí alojados de los tradicionales es que los mismos se encuentran atrapados en rocas cuyos bajos niveles de permeabilidad inhabilitan que sean extraídos por métodos convencionales. Es allí en donde entra en juego el método denominado como *fracking* o fractura hidráulica. El mismo consiste en la inyección al subsuelo de agua, arenas especiales y una combinación de químicos a altísimas presiones, lo cual pulveriza la roca subterránea liberando así los hidrocarburos atrapados en sus pequeñísimos poros. Los pozos destinados a formaciones geológicas de este tipo suelen comenzar con una perforación de tipo vertical como en las explotaciones de tipo tradicional, pero toman una forma horizontal o diagonal a fin de resultar más eficaz en términos de rendimiento (Bertinat et al., 2014).

A pesar de esta dificultad técnica, la magnitud de los recursos presuntos de la formación motivó el avance en su explotación. En efecto, hacia 2013 la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) estimó que de la formación geológica argentina podrían recuperarse unos 308 trillones de pies cúbicos de gas (TCF) 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 *shaleoil* (tras Rusia, Estados Unidos y China) y en el segundo de *shale gas* (solo por detrás de China) (EIA, 2013).

Por su parte, el *Pré-sal* es una franja de forma poligonal de unos 800 kilómetros de largo que se extiende sobre el litoral marítimo brasilero, desde Espírito 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 se aloja bajo una gruesa capa de sal cuya profundidad en algunos sectores supera los 7.000 metros desde el nivel del mar, acompañados de fuertes mareas y altísimas presiones. Pese a estas complejidades, la motivación por la explotación de estos hidrocarburos solo aumentó de la mano los diferentes descubrimientos del área, los cuales han sido catalogados por algunos especialistas como de los más importantes del presente milenio, hasta incluso sugiriendo que podrían colocar a Brasil cerca de potencias del sector como Venezuela (Sauer, 2016).

En lo que hace al momento histórico en el cual se dieron los descubrimientos, no resulta ocioso señalar que la confirmación de la magnitud de las reservas de petróleo y gas natural de Vaca Muerta llegó en una coyuntura crítica para la matriz energética argentina. En buena medida esta situación puede ser entendida como resultado 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 simultáneo que se privatizaba la extracción de hidrocarburos. Ello se dio bajo un plan de explotación intensiva de los yacimientos existentes, en buena medida priorizando la exportación, sin que esto sea acompañado de un esquema de inversiones acordes para su sostenimiento de mediano plazo. Este cuadro redundó en

un estrangulamiento estructural que se manifestó con fuerza hacia la segunda mitad de los años 2000 (Serrani y Barrera, 2018).

Para afrontar este panorama los primeros gobiernos kirchneristas (2003-2011) elaboraron programas de incentivos a la extracción de hidrocarburos con resultados dispares que apuntaron a evitar el colapso del sistema aunque sin alterar sus lógicas subyacentes (López Crespo et al., 2017). Sin embargo, el ingreso de Vaca Muerta en escena cambiaría la estrategia y propiciaría la reestatización del 51% de las acciones de YPF por medio de la Ley 26.741, denominada como “Ley de Soberanía Hidrocarbúfera”, sancionada y promulgada en mayo de 2012. En particular el rol que tendría Vaca Muerta en la búsqueda del autoabastecimiento quedaba de manifiesto en el 3° artículo de la ley, el cual en varios de sus incisos insistía en la importancia de avanzar en la explotación de 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.

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.¹En ese sentido debe resaltarse que se estima que el desarrollo pleno de la formación requiere de la inversión de unos U\$S 120 mil millones hasta 2030, lo cual arroja una media anual de U\$S 8 mil millones (PWC, 2018). Pese a todo, esa coyuntura a la baja de los precios no clausuró el avance de la explotación como demuestran los anuncios de inversión de la petrolera francesa Total en 2014, de la angloholandesa Shell en 2015 y de la estadounidense ExxonMobil en 2016. Asimismo, a

¹ 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.

partir de 2016 también comenzaron a operar en Vaca Muerta compañías de capitales mixtos como Pan American Energy (Bridas, CNOOC y BP). (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018).

Hacia el último trimestre de 2019, en los no convencionales de la Cuenca Neuquina existían 36 concesiones 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 las nacionales Pampa Energía, Pluspetrol, Capex, Selva María Oil, la provincial Gas y Petróleo de Neuquén (GyP), 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. La rusa Gazprom, por su parte, esbozó reiteradas muestras de interés por desplegarse en la formación, en especial en la rica área gasífera rionegrina denominada Estación Fernández Oro (Terzaghi y Del Pozzi, 2019).

Según el balance de gestión de la Secretaría de Gobierno de Energía (2019, pp. 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 *shaleoil/gas* y 1.345 a *tightoil/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 2019.² El gas natural, por su parte, sí experimentó un crecimiento en su cantidad absoluta en este período, pasando de 45.533.245,51 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 2019.³

Históricamente dependiente de las importaciones de gas y petróleo, Brasil se embarcó desde la década de 1970 en el aumento de la producción energética mediante fuentes alternativas, principalmente por la vía de centrales hidroeléctricas y los combustibles de base orgánica. Pese a haber alcanzado buenos resultados en esa trayectoria, el proyecto de alcanzar el autoabastecimiento fósil no fue abandonado y desde el filo del milenio 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. La intensificación de estas labores 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 (Martínez 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 pretendía el *Partido dos Trabalhadores* estaban condicionados por los marcos normativos heredados, en particular a la *Lei 9.478/97*, la cual privatizó parcialmente Petrobras.

² Datos tomados de <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/produccion-petroleo-conv-y-no-conv>

³ Datos tomados de <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>

De las discusiones surgidas de estas limitaciones para una explotación soberana del *Pré-sal* fue que en diciembre de 2010 se sancionó la *Lei*12.351. Ella establecía un sistema de licitaciones conocido como *regime de partilha*, en el cual Petrobras sería la operadora única de los campos del *Pré-sal*, con control estratégico en caso de montar sociedades con privados. Asimismo, la norma también creó un Fondo Social regentado por Petrobras con el objetivo de la redistribución progresiva de la renta hidrocarburífera.

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 crisis política abierta en Brasil a partir de 2014 con el inicio de las investigaciones judiciales denominadas como *Operação Lava Jato*, generó que tanto en ese año como en el siguiente no se realizaran nuevas licitaciones (Junger et al., 2019). En 2016 no mejoraría el panorama y en agosto la presidenta Dilma Rousseff (2011-2016) sería destituida tras un juicio político. A tan solo 90 días de ese hecho, el ex vicepresidente y luego presidente interino Michel Temer (2016-2019) presentaría un proyecto legislativo para la reformulación marcos regulatorios para la explotación del *Pré-sal*, la *Lei*13.365/2016. La misma le quitaba el predominio para la explotación a Petrobras y buscaba avanzar en una liberalización de las actividades en el *Pré-sal*, abriendo espacio para compañías multinacionales (Campello, 2018).

Hacia diciembre de 2016 se establecieron las directrices para la segunda ronda de licitaciones, la cual finalmente se lanzó en simultáneo con la tercera en octubre de 2017. Sus principales adjudicatarios fueron 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.⁴

En la cuarta y quinta ronda de licitaciones (llevadas a cabo en junio y septiembre de 2018, respectivamente) consolidaron 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 resultaron adjudicatarios la colombiana Ecopetrol y QPI Brasil, subsidiaria de la estatal Qatar Petroleum.⁵

La sexta y última de las licitaciones realizadas hasta el momento fue en noviembre de 2019, denominada como *megaleilão* (megalicitación) debido a los montos que en ella esperaba recibir el gobierno de 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).

Pese a esta accidentada trayectoria, es de destacar que hacia abril de 2020 el Pré-sal representaba cerca del 70% de la producción de hidrocarburos de Brasil, con casi 2,6 millones de BEP diarios.⁶ En esa línea, debe decirse que si bien la pandemia de COVID-19 afectó los niveles

⁴ Datos tomados 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>

⁵ Datos tomados de <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/contratos-de-partilha-e-unitizacao/contratos-de-partilha>

⁶ Datos tomados de <http://www.anp.gov.br/noticias/5779-pre-sal-ja-responde-por-quase-70-da-producao-nacional>

intermensuales de producción del *Pré-sal*, no desestimuló la tendencia general al crecimiento sostenido interanual (Nitahara, 2020).

A modo de conclusión

Como se observó en el presente texto, el panorama energético global se encuentra atravesado por dificultades de magnitud resultantes de la confluencia de factores tales como el cambio climático al cual contribuyen los combustibles fósiles, el progresivo agotamiento de éstos y el consecuente avance sobre convencionales de difícil recuperación como los del *Pré-sal* o de no convencionales como los de Vaca Muerta. Como también vimos, pese a esas dificultades estructurales, las políticas públicas de sus países tendieron a insistir en su explotación en nombre del autoabastecimiento y el desarrollo.

Sin embargo, la depresión económica mundial propiciada por la pandemia del COVID-19 (que implicó cotizaciones ridículas del WTI como los -U\$S 37,63 del 21 de abril) parece reforzar los argumentos que señalan la fragilidad que revisten las estructuras económicas principalmente ancladas en la exportación de *commodities*. Asimismo, los puntos oscuros de estos emprendimientos no solo poseen aristas económicas y técnicas sino también sociales y ambientales. Eso puede notarse en la incidencia que poseen para la expulsión de poblaciones (en algunos casos de asentamiento milenario como las comunidades mapuches de Neuquén), la destrucción de actividades productivas locales (como la pesca artesanal en Espíritu Santo) o la amenaza latente de incidentes como derrames en alta mar o el aumento de la actividad sísmica por causas antrópicas.

En suma, a través de las trayectorias de Vaca Muerta y el *Pré-sal*, sus avances y dificultades, quizás podrían verse no solo las contradicciones de un área particular de la industria energética, sino también del conjunto del sistema de acumulación sustentado en torno a los combustibles fósiles y su realidad en las periferias.

Anexo

Rol de Vaca Muerta en la producción de gas y petróleo en Argentina – Septiembre 2020	
Participación respecto del total nacional en gas natural	42% (52 Millones m3/día)
Participación respecto del total nacional en petróleo	25% (118 mil barriles/día)

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación (www.argentina.gob.ar/economia/energia)

Principales empresas involucradas en la recuperación de gas no convencional de Vaca Muerta – Septiembre 2020	
YPF	32%
Tecpetrol	20,7%
Pampa	13,8%
Total	6,2%
CGC	5,7%
PAE	5,2%

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación y Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) (www.ejes.org.ar)

Principales empresas involucradas en la recuperación de petróleo no convencional de Vaca Muerta – Septiembre 2020	
YPF	45,3%
Shell	10,1%
Chevron	8,6%
Petronas	7,7%
PAE	5,3%
Vista Oil	4,8%

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación y Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES)

Rol del Pré-sal en la producción de gas y petróleo en Brasil – Septiembre 2020	
Participación respecto del total nacional en gas natural	67,68% (84,605 MMm3/día)
Participación respecto del total nacional en petróleo	70,65% (2054 MMbbl/día)

Fuente: Elaboración propia en base a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (www.gov.br/anp/pt-br)

Distribución de empresas en las principales áreas en producción del Pré-sal – Septiembre 2020					
Área de desenvolvimiento de Mero		Entorno de Sapinhoá		Sudoeste de Tartaruga Verde	
Petrobras	40%	Petrobras	45%	Petrobras	100%
Total	20%	Shell	30%		
Shell	20%	Repsol Sinopec	25%		
CNOCC	10%				
CNPC	10%				

Fuente: Elaboración propia en base a Pré-sal Petróleo (www.presalpetroleo.gov.br)

REFERENCIAS

Bertinat, Pablo, D'Elia, Eduardo, OPSur, Ochandio, Roberto, Svampa, Maristella y Viale, Enrique (2014). *20 mitos y realidades del fracking*. Buenos Aires: Editorial El Colectivo.

BP (2019). *BP Statistical Review of World Energy 2019*. Londres: BP. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/>

[energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf)

Brandalise, Vitor y Barifouse, Rafael (6 de noviembre de 2019). Por que o leilão do pré-sal resultou no 'piorcenario' para o governo. *BBC News Brasil*. Consultado el 10 de julio de 2020. Recuperado de <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-50323083>

- Campello, Moura (2018). Atores, interesses e diferentes concepções sobre as reservas do pré-sal brasileiro: comparando os marcos regulatórios de 2010 e 2016. *Oikos*, Río de Janeiro, 17 (3), 6-30.
- 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*. Washington: EIA. Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2019). *World Energy Outlook 2019*. París: IEA. Recuperado de <http://www.iea.org/weo>
- Junger, Clara, Meirelles, Daniela, Bernardes, Flávia, Melca, Fabíola, Loureiro, Beto y Calazans, Marcelo (2019). *As reservas do Pré-sal no Brasil: a nova fronteira da Shell*. Fase Espírito Santo: Espírito Santo.
- Klare, Michael (2012). *The race for what's left. The global scramble for the world's last resources*. New York: Metropolitan Books.
- Lahoud, Gustavo (2015). Geopolítica de la energía en el Siglo XXI. Acceso, control y seguridad. *Industrializar Argentina*, Buenos Aires, 27, 25-30.
- López Crespo, Facundo, García Zanotti, Gustavo y Kofman, Marco (2017). *Informe económico. Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. Rosario y Buenos Aires: Taller ecologías y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- Martinez, Paulo y Colacios, Roger (2016). Pré-sal: Petróleo e políticas públicas no Brasil (2007-2016). *Fronteiras. Journal of Social, Technological and Environmental Science*, Brasil, 5 (1), 145-167.
- Nitahara, Akemi (2 de julio de 2020). Pandemia provoca caída en la producción de petróleo en mayo. *Agência Brasil*. Consultado el 15 de agosto de 2020. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/es/economia/noticia/2020-07/pandemia-provoca-caida-en-la-produccion-de-petroleo-en-mayo>
- PWC (2018). *Vaca Muerta: el futuro energético de Argentina*. Buenos Aires: PWC. Recuperado de <https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/vaca-muerta-energia-argentina-e.pdf>
- Sauer, Ildo (2016). O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. En, Melfi, Adolpho Misi, Aroldo, Campos, Diogenes y Cordani, Umberto (compiladores). *Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios*, Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 316-330.
- Secretaría de Planeamiento Energético (2018). *Argentina Energy Plan –Guidelines-*. Houston: Secretaría de Planeamiento Energético. Recuperado de www.energia.gov.ar
- Serrani, Esteban y Barrera, Mariano (2018). Los efectos estructurales de la política

energética en la economía Argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, Colombia, 34, 121-142.

Terzaghi, Victoria y Del Pozzi, Matías (19 de septiembre de 2019). Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras. *Río Negro*. Consultado el 10 de julio

de 2020. Recuperado de <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: YPF. Recuperado de <https://www.ypf.com/>

Boletín del Grupo de Trabajo
Energía y desarrollo sustentable

Número **3** · Febrero 2021