



Compañías europeas a la conquista de Vaca Muerta

Siete empresas en el horizonte no convencional de la Cuenca Neuquina

EJES Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental

observatorio petrolero **sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

OILWATCH
LATINO AMÉRICA

Hernán Scandizzo
Martín Álvarez Mullally

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina.

Enfocados sobre los ángulos económico financieros y de justicia socioambiental para exponer las implicancias ocultas de la obstinación hidrocarburífera. Con el horizonte de una transición hacia fuentes de energías renovables y sustentables, y desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, pretendemos abordar fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta teniendo en cuenta las políticas y territorios implicados en el largo plazo.

Oilwatch. La red Oilwatch nació inspirada en la necesidad de desarrollar estrategias globales de las comunidades afectadas por actividad petrolera y de apoyar los procesos de resistencia de las comunidades que no quieren ver sus territorios afectados, trabajar por la sustentabilidad y los derechos colectivos.

Entre las funciones de la red están el intercambio de información sobre las operaciones de las compañías petroleras en cada país, sus prácticas de operación y los distintos movimientos de resistencia y campañas internacionales contra compañías específicas.

Oilwatch busca aumentar la conciencia ambiental a nivel global desentrañando los impactos que tiene la actividad petrolera sobre los bosques tropicales y sobre las poblaciones locales, estableciendo además el vínculo con la destrucción de la biodiversidad, con el cambio climático, con la violación a los derechos humanos o con el papel de las instituciones financieras internacionales.

Más información en:

ejes.org.ar

oilwatchesudamerica.org

Autores: **Hernán Scandizzo, Martín Álvarez Mullally**

Edición: **Fernando Cabrera**

Corrección: **Nancy Viviana Piñeiro**

Fotografías: **Martín Álvarez Mullaly y archivo**

Diseño y diagramación: **dosRíos [diseño & comunicación]**

1. Transnacionales europeas, 2. Sector hidrocarburífero
3. Energía, 4. Argentina.

Septiembre de 2018. Patagonia Norte, Argentina

¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite

Esta edición se realiza bajo la licencia de uso creativo compartido. Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de la obra bajo las siguientes condiciones: Atribución: Reconocer a los autores como fuente. No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.



Índice

Introducción	4
Shell Compañía Argentina de Petróleos S.A.	14
Pan American Energy Group / BP	22
Total Austral S.A.	28
Wintershall Holding GmbH	36
Equinor	42
Gazprom International	46
Phoenix Global Resources plc	52



Compañías europeas a la conquista de Vaca Muerta

Siete empresas en el horizonte no convencional de la Cuenca Neuquina

La llegada de **Mauricio Macri** a la Presidencia de la Nación, en diciembre de 2015, **significó un nuevo viraje en la política hidrocarburífera de Argentina**. Del modelo de intervención estatal implementado durante la segunda presidencia de Cristina Fernández a partir de 2012, con la sanción de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera y la expropiación parcial de YPF, se pasó al de apertura al mercado: quita de retenciones a la exportación de crudo, adopción de la cotización internacional del barril como precio interno, liberación del precio de los combustibles y paulatina eliminación de trabas a la exportación de gas. **Conjunto de medidas que están en consonancia con las que fueron aplicadas en la década de 1990, en el contexto de reforma neoliberal del Estado**. Una vuelta al mercado celebrada y demandada por las cúpulas de las petroleras privadas.

Signo de los nuevos viejos tiempos fue el nombramiento de **Juan José Aranguren**, ex CEO de la filial local de Shell, como ministro de Energía y Minería¹, y de **Ricardo Darré**, ex *managing director* de Exploración y Producción de la compañía Total en Estados Unidos, al frente de YPF². Si bien ni Darré ni Aranguren permanecen en esas funciones, sus nombramientos hicieron que muchas miradas se posaran sobre las petroleras europeas y se formularan algunas preguntas. La primera, y lineal, ¿las empresas europeas vienen por Vaca Muerta?³, o en otros términos, ¿van a motorizar la explotación de los reservorios no convencionales de gas y petróleo de la Cuenca Neuquina? Ese interrogante planteaba la duda, también, de si tales empresas actuaban en bloque. Y surgían hipótesis tales como “a las petroleras europeas les interesa posicionarse sobre este mega reservorio porque, en el marco de la crisis climática y la crítica a los fósiles,

-5-

1. Juan José Aranguren fue un encarnizado crítico de las políticas energéticas de los Gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández y se convirtió en el antagonico liberal por excelencia.

2. También Cristina Fernández, tras la expropiación parcial de YPF, puso al frente de la petrolera de bandera a un ex CEO, el ingeniero Miguel Galuccio, procedente de Schlumberger.

3. Las formaciones de lutitas Vaca Muerta y Los Molles, ubicadas en la cuenca Neuquina, tienen un potencial estimado en 582 TCF de gas según la Agencia de Información Energética (EIA) de EEUU, que las considera, además, uno de los principales reservorios globales. La cuenca Neuquina, ubicada en el norte de la Patagonia Argentina, comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa.

postulan al gas como combustible puente a hacia energías limpias”. Sobre esos interrogantes e hipótesis volvemos en este trabajo.

En fichas por empresas **reconstruimos el derrotero de siete compañías -Total, Wintershall, Shell, Equinor, Gazprom, BP y Phoenix Global Resources- de cara al desarrollo de no convencionales:** el proceso de acaparamiento de superficie -acreaje- sobre Vaca Muerta, alianzas, horizontes productivos. Acotamos la mirada a la actividad de exploración y producción *-upstream-*, sin adentrarnos en el universo de las empresas de servicios ni en otros eslabones de la cadena del sector hidrocarburos. Incluso dejamos de lado el *trading*⁴, un segmento en expansión, en la medida que Vaca Muerta es concebida como un megaproyecto de talla mundial abierto al mercado, es decir, a la exportación.



-6-

4. Las compañías de *trading*, en sus orígenes, operaban como intermediarias entre la oferta y la demanda de una materia prima concreta, en el caso de los hidrocarburos, por ejemplo, entre las productoras y las empresas que precisan de petróleo para su refinamiento. Pero poco a poco se expandieron hacia otros eslabones de la cadena, como el transporte, almacenamiento e, incluso, refinación.

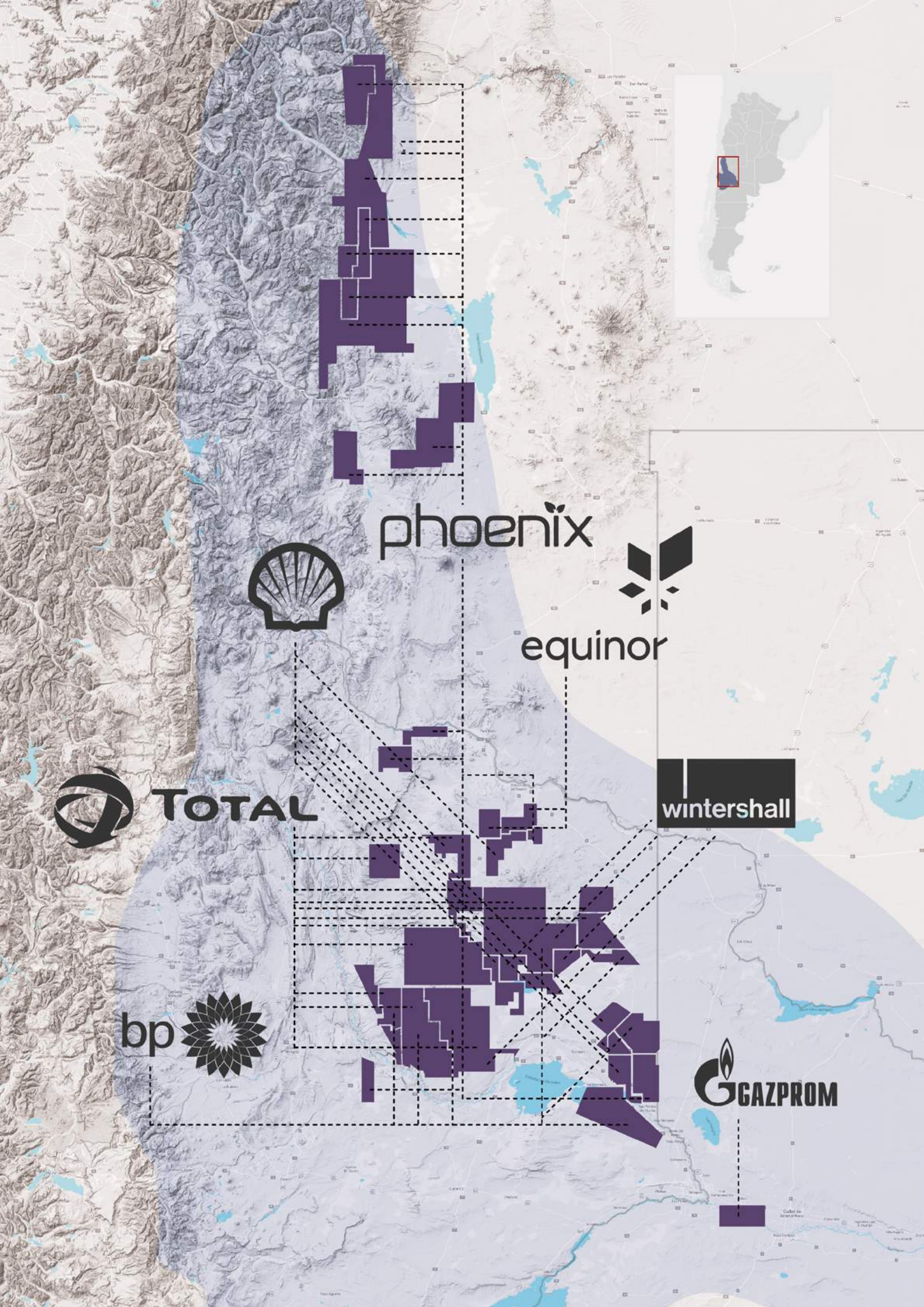
¿Nacionales o europeas?

El diario de mayor circulación del norte de la Patagonia argentina publicó, en la primera mitad de 2018, un informe sobre *los dueños de Vaca Muerta*. Allí destacaba que cuatro de las diez empresas petroleras que concentran mayor superficie sobre el mega reservorio de hidrocarburos no convencionales son extranjeras: Total, francesa; Exxon, estadounidense; Shell, anglo-holandesa; y Vista Oil & Gas, mexicana. Acto seguido, presentaba al grupo de las seis empresas nacionales mejor posicionadas: la empresa de bandera YPF, Pan American Energy LLC (PAE), Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía y la provincial Gas y Petróleo del Neuquén (GyP).

Este agrupamiento por origen, que refleja un sentido común extendido, merece algunas consideraciones. **¿Se puede afirmar, por ejemplo, que PAE es una empresa argentina?** Su casa matriz está radicada en Delaware, Estados Unidos, y es controlada por Pan American Energy Group SL, grupo registrado en España y conformado, en partes iguales, por la británica BP y Axion Energy Holding SL, que también tiene sede en España. Axion Energy Holding SL, en tanto, pertenece a Bridas Corporation, con casa matriz en Islas Vírgenes Británicas, cuya propiedad se dividen en partes iguales la familia argentina Bulgheroni y la petrolera china CNOOC. **Pasando en limpio, el 75% del paquete accionario de PAE es controlado por capitales no argentinos desde paraísos fiscales.** Una consideración similar podría hacerse con Tecpetrol –perteneciente al grupo ítalo-argentino Techint, que controla la familia Rocca–, actualmente, una de las más beneficiadas por la política de subsidios a la producción de gas de yacimientos no convencionales. Se podría extender la mirada también a Pluspetrol, cuyos titulares son argentinos pero tiene casa matriz en Holanda (Pluspetrol Resources Corporation N.V.).

Cabe preguntarnos, entonces, **¿qué define que una empresa sea nacional?** Según la respuesta, variará la apreciación sobre el grado de transnacionalización del sector hidrocarburífero en Argentina. Lo mismo, **¿qué entendemos por empresa europea?** Porque **detrás de una compañía con casa matriz en ese continente puede haber una cadena de firmas, algunas de ellas radicadas en paraísos fiscales de otros continentes y con participación, por ejemplo, de capitales chinos.** Según la respuesta, dependerá dónde se hará foco. Creemos que es importante plantear estas preguntas, aunque no sea el objetivo de este trabajo responderlas, para poner de manifiesto las complejidades que solapan ciertas afirmaciones.

Por nuestra parte, decidimos enfocarnos principalmente en compañías que funcionan como *íconos*, es decir, empresas de bandera o con una fuerte identificación con el o los países donde funciona la casa matriz, como es el caso de Total con Francia, Wintershall con Alemania, Shell con Holanda y el Reino Unido, Equinor (antes Statoil) con Noruega y Gazprom con Rusia –aunque este país, por su extensión, es un continente en sí mismo–. También sumamos a PAE, que es parcialmente controlada por BP, y Phoenix Global Resources (PGR), firma de reciente creación a la que están vinculados los empresarios argentinos –Daniel Vila y José Luis Manzano– pero que tiene casa matriz en el Reino Unido y participación mayoritaria del holding suizo Mercuria a través de una serie de empresas radicadas en diferentes países.



phoenix



equinor



TOTAL

wintershall





Trayectorias

El nivel de intervención de las *empresas europeas* en la actividad hidrocarburífera en Argentina varía, por lo que es difícil pensarlas como un bloque homogéneo. PAE/BP, por ejemplo, es la principal productora privada del país, en 2017 fue responsable del 20,3% del crudo y del 12,3% del gas extraído, ubicándose detrás de YPF (46,5% del crudo y 36,5% del gas); mientras que Total, con el 26,7%, fue la segunda productora de gas de Argentina. En tanto Shell, la principal firma privada en refinación y venta de combustibles, está reorientando sus inversiones hacia la producción de crudo, con una participación, de momento, marginal. Lo mismo ocurre con la producción de crudo y gas de Wintershall y PGR, que fueron inferiores al 1%; mientras que Equinor y Gazprom, aún no iniciaron la etapa de extracción.

También la trayectoria de las compañías es diversa; mientras que la anglo-holandesa se instaló en la década de 1910, en un contexto de fuerte gravitación del capital británico en la economía del país, Total Austral y Wintershall comenzaron a operar hacia finales de los años setenta, durante la dictadura cívico militar (1976-1983), en el marco

de la apertura del sector al capital privado. BP, por su parte, lo hizo a finales de la década de 1990, cuando se fusionó con la estadounidense AMOCO y se convirtió en socia mayoritaria de PAE, también en un momento de expansión del capital privado sobre el sector, en tiempos de reforma neoliberal del Estado. Mientras que Equinor ingresó al país de la mano de Vaca Muerta en 2017, y algo similar podría suceder con Gazprom, de concretarse el acuerdo de asociación con YPF. PGR, por su parte, creada en 2017, surge de la fusión de empresas con actividad en el país desde la primera década del 2000.

Si bien se registran avances *en bloque*, la convergencia de empresas con casa matriz en Europa en un mismo proyecto –por ejemplo, de Total, Wintershall y PAE, o de Total y Shell– no es una modalidad adoptada en la *era Vaca Muerta*; pueden rastrearse antecedentes en desarrollos convencionales en la misma Cuenca Neuquina, como las áreas Aguada Pichana y San Roque⁵ –en las que en los últimos años se pusieron en marcha desarrollos no convencionales–, al igual que en bloques de la cuenca Austral Marina⁶ –frente a las costas de la Isla de Tierra del Fuego–, e incluso en los septentrionales yacimientos de la provincia de Salta⁷. Estas alianzas refieren a sinergias necesarias para afrontar la complejidad técnica y la alta demanda financiera que requiere la puesta en producción de ciertos bloques o las campañas exploratorias en áreas que constituyen nuevas fronteras.

Así como se verifican alianzas entre compañías europeas, se da también el ingreso de firmas extranjeras a bloques con potencial no convencional a partir de su asociación tanto con la empresa provincial GyP como con YPF. Cabe señalar que las áreas hidrocarburíferas que estaban bajo dominio de la provincia del Neuquén fueron incorporadas a los activos de GyP cuando se creó la empresa, en los albores de los no convencionales. Esta transferencia ha posibilitado que las uniones transitorias de empresas (las UTE) constituidas con la petrolera neuquina funcionen como concesiones directas, dado que permiten a las empresas asociadas acceder a los bloques sin que los acuerdos sean sometidos previamente al control parlamentario. Un mecanismo que ha sido cuestionado por ser poco transparente.

Expansión no convencional

Desde los primeros años de la década de 2010 a la fecha hubo un progresivo incremento de la participación de empresas europeas en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Neuquina. A pesar de ello, YPF lidera la avanzada, tanto en relación a la concentración de superficie sobre Vaca Muerta como al monto de las inversiones y al número de proyectos en fase productiva. Según

5. Ambas áreas fueron adjudicadas a las UTE conformadas por Total Austral, Wintershall, PAE e YPF.

6. La concesión Cuenca Marina Austral 1 es operada por Total Austral en sociedad con Wintershall Energía y PAE.

7. O&G Developments (Shezll CAPSA) integra, junto a otras empresas, la UTE Acambuco, que opera PAE.

un relevamiento realizado por el diario *Río Negro*, la compañía de bandera concentra un 35,3% de la superficie (9605 km²), seguida por GyP con 5,8% (1575 km²), Total Austral con 4,8% (1316 km²) y PAE con 4,8% (1298 km²), mientras que Shell se ubica en el octavo puesto, con el 2,9% (786 km²) y Wintershall en el décimo primero, con el 2,3% (622 km²). Cabe señalar que Phoenix Global Resources destaca, en informes para inversores, que cubre aproximadamente el 7,5% del total de la formación Vaca Muerta; un dato que debe ser tomado con reservas, y que ese porcentaje puede ser construido a partir de acceder a áreas alejadas de las zonas de mayor interés geológico.

Más allá de lo representativo que pueda ser la acumulación de superficie, con las salvedades antes expresadas, Vaca Muerta tiene diferentes significados para cada una de las empresas:

- Para **Shell es el retorno al *upstream*, segmento en el que tenía escasa presencia desde la década de 1970.** El interés de la compañía por Vaca Muerta no sólo se manifiesta en el progresivo aumento del acreaje sobre la formación de lutitas, sino también en la reestructuración de su horizonte, al desprenderse del 50% de sus activos en el segmento de refinación y comercialización para concentrarse en exploración y producción. Un dato para destacar es que si bien a nivel global la compañía es una de las líderes en el comercio de gas natural licuado (GNL), y postula al gas natural como combustible puente hacia el desarrollo de fuentes limpias, sus principales avances en la Cuenca Neuquina se orientan a la producción de *shale oil* –a comienzos de 2018 anunció inversiones con la meta de extraer 40 mil barriles diarios en 2021, actualmente no supera los 12 mil. Si bien en el plano local resulta significativa la reorientación de las inversiones de Shell, en el porfolio internacional de la compañía, las mayores expectativas en América Latina estarían depositadas más los yacimientos de aguas profundas de Brasil y del Golfo de México que en el gas y crudo de lutitas de Vaca Muerta.

- En 2017 **BP/PAE** relegó a un segundo plano las inversiones en su principal activo, el yacimiento Cerro Dragón –el más importante en producción de petróleo convencional del país, ubicado en las provincias de Chubut y Santa Cruz– y concentró el mayor volumen en no convencionales en la Cuenca Neuquina. **Si bien la compañía comenzó en 2011 el desarrollo de *tight gas*, la opción por esa vía se consolidó paulatinamente y se manifestó con claridad a partir de 2015**, año en que ingresó al área Aguada Cánepa, asociada a GyP, y en que tomó el control de Bandurria Centro. Desde entonces, sumó la operación del bloque Coirón Amargo Sur Este y, con la división del área Aguada Pichana, en la que ya participaba, comenzó a operar la UTE Aguada Pichana Oeste y mantuvo un porcentaje en la UTE Aguada Pichana Este/Aguada de Castro, a cargo de Total Austral.

- **Total Austral**, presente en la Cuenca Neuquina desde la década de 1990, **a partir de 2010 comenzó expandirse hacia zonas de interés geológico sobre Vaca Muerta, hasta convertirse en la empresa europea con mayor superficie acumulada sobre la formación, y la tercera en términos generales**, detrás de YPF y GyP. Se trata de un dato paradójico, dado que la extracción del gas y el petróleo allí contenidos debe realizarse mediante *fracking*, y Francia ha sido uno de los primeros países en prohibir la implementación de esa técnica en su territorio; y más paradójico aún si se tiene en cuenta que en su avanzada no convencional realizó fractura hidráulica dentro del Área Natural Protegida Auca Mahuida. Con desarrollos no convencionales y *offshore* en la cuenca Austral, la empresa francesa se consolida como la principal productora privada de gas de Argentina.

- **Wintershall**, presente en la Cuenca Neuquina a través de diversas UTE operadas por Total Austral e YPF, **no solo incrementó su acreaje al acceder a dos áreas en la provincia de Neuquén, sino que además opera una de ellas, en la que está asociada con la empresa provincial GyP**. También avanzó en la vecina provincia de Mendoza en un proyecto convencional, en una UTE con la empresa chilena GeoPark, y no descarta avanzar, desde allí, sobre el potencial de la formación Vaca Muerta. Tomando en cuenta la participación marginal de Wintershall en la producción de hidrocarburos del país y su acotado número de proyectos, su apuesta por los no convencionales es significativa.

- **Equinor** desembarcó en 2017 en Vaca Muerta sobre dos áreas, asociada a YPF y a GyP, en este caso, como operadora. La llegada de la empresa noruega para el desarrollo de yacimientos no convencionales se produce después de un largo proceso de negociación. **Su arribo al país se da en un marco de lenta expansión hacia Latinoamérica, iniciado a principios de milenio** y orientado principalmente a bloques costa afuera en Brasil –presal–, Surinam –donde opera tres áreas– y campañas de exploración en Nicaragua, Colombia y México. En relación con los desarrollos no convencionales, llega a Vaca Muerta con la experiencia de operar en dos de los principales *plays* de lutitas de EE.UU., las formaciones Bakken y Marcellus. Si bien la empresa asegura que la decisión de cambiar su nombre, Statoil por Equinor, refleja el proceso de transformación de compañía petrolera a energética, con horizonte en el desarrollo de fuentes limpias y renovables –acorde a la agenda que impone la crisis climática–, en América Latina concentra su participación en proyectos que amplían la frontera extractiva fósil hacia las energías extremas.

- Las negociaciones para el ingreso de **Gazprom** a la Cuenca Neuquina, a través de su asociación con YPF, se iniciaron en 2015, durante el Gobierno de Cristina Fernández, y hasta el cierre de este informe está pendiente la firma

del acuerdo. **La empresa rusa expresó su interés por el área Estación Fernández Oro (Río Negro), que actualmente es una de las más importantes del país en producción de tight gas.**

• **Phoenix Global Resources** fue creada en 2017, a partir de la fusión de Andes Energía y Petrolera El Trébol, controlada por la suiza Mercuria. Ambas firmas tenían una participación marginal en la producción de hidrocarburos. En el sector hidrocarburífero local, el derrotero del grupo Vila-Manzano estuvo marcado por la “actividad inmobiliaria”, es decir, la adquisición de áreas de escaso interés para ponerlas en valor y luego venderlas. La decisión de Mercuria de ampliar su actividad en el país se da en simultáneo con el desembarco de la holandesa **Trafigura**⁸, otra líder mundial en la comercialización de petróleo y carbón. **Que ambas compañías recalen en Argentina cobra particular relevancia en un contexto en el que el Gobierno nacional implementa medidas para liberar las exportaciones de hidrocarburos**, y desde el sector corporativo se plantea que, para hacer efectivo el desarrollo masivo de yacimientos no convencionales, debe garantizarse un mercado para lo extraído.

Fuentes

Aringoli, F. (2018), “[Quiénes son los dueños de Vaca Muerta](#)”, en *Río Negro*, 30 de junio de 2018.

El Cronista (2014), “[Destacan el nivel de reservas de shale en la Argentina](#)”, en *El Cronista*, 23 de mayo.

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (2017), [Informe Económico. Ganadores y Perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales](#).

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (2018), “[Las transferencias económicas a favor de Techint en Vaca Muerta](#)”, en *Boletín EJES N° 20*, julio de 2018.

Gandini, N. (2012), “Enarsa negocia asociación con Statoil para buscar shale oil en Neuquén”, en *El Inversor Online*, 1 de octubre. (Consultado en línea el 20/08/2018)

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2017), “[Producción de Petróleo y Gas. Informe 2017](#)”, en *Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*.

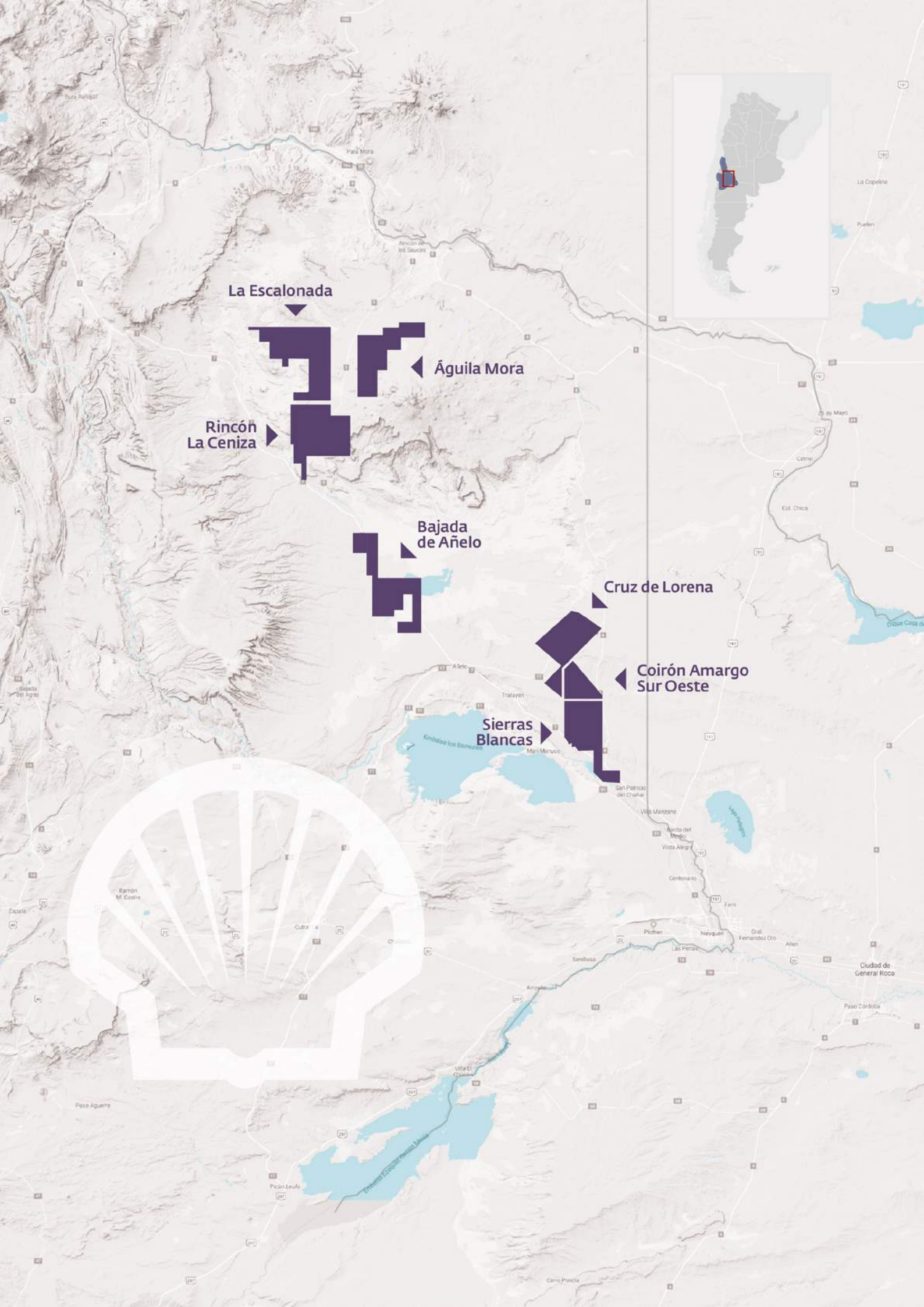
Portal Informativo Industrial (2016), “Las compañías de trading, la mano invisible del mercado”, en *Portal Informativo Industrial*, 17 de enero.

Revista Petroquímica (2011), “[Una petrolera noruega quiere buscar hidrocarburos no convencionales en Neuquén](#)”, en *Revista Petroquímica*, 1 de agosto.

Shell Global (s/d), “[Our major projects](#)”, en *Shell Global*. Visto: 9/08/2018.

Zaiat, A. (2015), “[La CEOcracia](#)”, en *Página/12*, 6 de diciembre

8. Trafigura, a través de la firma Puma Energy, está presente en los segmentos de almacenamiento y comercialización de crudos, refinó y venta de combustibles a través una red propia de estaciones de servicio.



La Escalonada

Águila Mora

**Rincón
La Ceniza**

**Bajada
de Añelo**

Cruz de Lorena

**Coirón Amargo
Sur Oeste**

**Sierras
Blancas**





Royal Dutch Shell plc

Shell Petroleum N.V. controla el 99,99% del capital accionario; empresa creada bajo normas holandesas, pertenece en un 100% a Royal Dutch Shell plc.

¿Cuándo comienza a operar la empresa en el país?

La empresa comenzó a operar en Argentina en 1914 a través de la subsidiaria Anglo Mexican Petroleum Products Co., dedicada a la comercialización de fuel oil y bitúmenes importados de México. En 1917 adquirió el yacimiento Diadema para exploración y producción de hidrocarburos en Comodoro Rivadavia, por entonces era la cuenca con mayor desarrollo del país. En 1922 se aprobaron los estatutos de Shell Argentina Oil Company y se crea la subsidiaria Compañía Diadema Argentina S.A. de Petróleo, para desarrollar el yacimiento homónimo.

Es la compañía petrolera europea con más años de actividad en el país; a lo largo de más de un siglo diversificó sus inversiones en los diferentes eslabones de la cadena productiva de los hidrocarburos: exploración y producción, transporte, refinó y comercialización. En 1977 vendió el yacimiento Diadema y en los años posteriores su actividad *upstream* se concentró en campañas exploratorias de riesgo tanto *offshore* (Río Gallegos, Magallanes, San Jorge y Colorado Marina) como *onshore*. En 1998 se suma a la Unión Transitoria de Empresas Acambuco para explotar el yacimiento del mismo nombre, ubicado en la provincia de Salta, que es operado por Pan American Energy. En la referida UTE participa a través de su subsidiaria O&G Developments Ltd. S.A. (O&G), empresa creada en 1998 para intervenir en el segmento de exploración y producción.

El paquete accionario de O&G es controlado por Shell CAPSA (45,61%), B.V. Dordrsche Petroleum Maatschappij (50,84%) y Energina Compañía Argentina de Petróleo S.A. (3,55%). El 100% de Dordrsche Petroleum Maatschappij y Energina CAPSA pertenecen a Shell Petroleum N.V.

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

En 2011 Shell CAPSA comenzó a incursionar en el desarrollo de yacimientos no convencionales en el país, desde entonces se incorporó a diferentes uniones transitorias de empresas (UTE) para posicionarse en diferentes bloques, la mayoría de los cuales actualmente opera. En el término de siete años se produjeron notables cambios al interior de esas UTE, lo que da la pauta del dinamismo del sector; en ese lapso la compañía no solo incrementó su presencia en cantidad de bloques sino que también, en algunos casos, aumentó su participación al interior de las asociaciones.



Águila Mora: en 2010 el área Águila Mora era controlada por la UTE conformada por Cañuelas Gas S.A., 90%, y GyP con el 10%. Al año siguiente, Medanito S.A., empresa de capitales argentinos, controlaba el 22,5% y operaba el bloque, mientras que O&G participaba con el 67,5% y la empresa neuquina mantenía el mismo porcentaje. En 2016 O&G incrementó su participación al 85%, mientras que Medanito conservó solo un 5%. En 2018 O&G Developments opera el área, actualmente participa del 90% de la UTE y GyP conserva el 10% restante. El bloque, de 170 km², se encuentra en la etapa de exploración.

Sierras Blancas y Cruz de Lorena: en 2015 el Gobierno de la Provincia del Neuquén otorgó concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos por 35 años para los bloques Sierras Blancas y Cruz de Lorena. La etapa de desarrollo contempla la perforación de 550 pozos horizontales.

Sierras Blancas: en 2011 O&G compró a Medanito S.A. el 65% de los derechos y obligaciones emergentes y la operación de la UTE Sierras Blancas con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. Tres años más tarde, Medanito S.A. cedió un 20% adicional de su participación a la subsidiaria de Shell, que pasó a detentar el 85%. En la actualidad, O&G controla el 90% de la UTE, absorbió por completo la participación de Medanito S.A., mientras que GyP conserva el 10%. En el bloque, de 168 km² se perforaron tres pozos horizontales a Vaca Muerta, se está ejecutando un proyecto piloto.

Cruz de Lorena: en 2010 la UTE Cruz de Lorena estaba conformada por Raiser S.A., empresa argentina vinculada al sector financiero y con escasos antecedentes en la producción de hidrocarburos, oficiaba de operadora, con el 80%, y GyP con el 20% restante. En 2012 O&G y Shell CAPSA compraron en partes iguales la participación de Raiser, y para 2015 la filial de la compañía angloholandesa incrementó nuevamente su participación. La UTE quedó conformada por Shell CAPSA, con el 50%; O&G, con el 40%, y

GyP, con el 10%. Se perforaron tres pozos horizontales y uno vertical a Vaca Muerta; además se construyó una planta de tratamiento de petróleo y gas con capacidad para 10.000 barriles diarios, financiada conjuntamente por las UTE Cruz de Lorena y Sierras Blancas para atender la producción de ambas áreas. En el bloque de 159 km² se está ejecutando un proyecto piloto.

La Escalonada y Rincón La Ceniza: en 2012 la UTE la constituían la francesa Total Austral, que operaba el bloque, con el 85% y GyP el 15%. En 2014 Shell y O&G adquirieron porcentajes de participación de Total Austral en ambos bloques. Total Austral mantuvo el 42,5%; Shell CAPSA, el 21,25%; O&G, el 21,25% y GyP conservó el 15%. En 2016 la empresa neuquina vendió el 5% de sus derechos por lo que los porcentajes actuales de participación son: Total Austral, 45%; Shell CAPSA, 22,5%; O&G, 22,5%; y GyP, 10%. Se está ejecutando un proyecto piloto de producción sobre estos bloques, que totalizan una superficie de 463 km², dirigidos a la formación Vaca Muerta.

Coirón Amargo Sur Oeste: en 2016 el bloque Coirón Amargo, en el que tenían participación las empresas GyP, la canadiense Madalena Austral, la argentina Roch S.A. y APCO (subsidiaria de la argentina Pluspetrol) fue dividido en tres: Coirón Amargo Sur Este (CASE), Coirón Amargo Norte (CAN) y Coirón Amargo Sur Oeste (CASO). O&G y APCO se asociaron con una participación similar, del 45%, en el bloque Coirón Amargo Sur Oeste; el 10% restante pertenece a GyP. O&G quedó a cargo de la operación. En abril de 2018 se concretó la adquisición de los activos de APCO por parte de la petrolera mexicana Vista Oil & Gas, que se convirtió en la quinta productora de petróleo del país. La empresa ingresó al *joint venture* conservando los mismos porcentajes. El bloque, de 294 km² se encuentra en etapa de exploración, con objetivo Vaca Muerta.

Bajada de Añelo: en 2011 la UTE que operaba el bloque la conformaban YPF 70%, GyP 15% y Rovella Energía S.A. –empresa constructora argentina– 15%. En 2014 YPF y su subsidiaria YSur adquirieron los derechos de GyP y Rovella Energía S.A., distribuyéndose la participación 85% YPF e YSur el 15% restante. En 2017 O&G ingresó a la asociación, adquirió el 50% de la participación y opera el bloque; YPF detenta el 35% y su subsidiaria, YSur, el 15% restante. Shell se suma al proyecto piloto que está ejecutando en este bloque de 204 km² que incluye la perforación de 150 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

Durante las presidencias de Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández de Kirchner (2007-2011 y 2011-2015) el entonces CEO de Shell CAPSA, Juan José Aranguren, se catapultó como uno de los principales críticos liberales de la política energética gubernamental. Con la llegada del empresario Mauricio Macri a la Casa Rosada, Aranguren fue nombrado ministro de Energía y Minería de la Nación, cartera a la que



-18-

también ingresaron en cargos de jerarquía otros ex ejecutivos de empresas petroleras. El 15 de junio de 2018 Aranguren fue desplazado de ese ministerio y reemplazado por Javier Iguacel, quien en 2015 había renunciado a la vicepresidencia de Pluspetrol para iniciar su carrera política en Cambiemos.

Más que un cambio de actitud de la empresa, la política energética y decisiones como la importación de gasoil y gas que beneficiaron a empresas del holding Royal Dutch Shell plc. no solo generaron suspicacias sobre qué intereses defiende Aranguren desde la función pública sino además denuncias judiciales (entre ellas, por haber asumido como ministro siendo accionista de Royal Dutch Shell plc). Desde la cartera de Energía se implementaron políticas tendientes a la liberalización del sector: tarifas energéticas acopladas a las fluctuaciones del mercado, dolarización de los precios de la energía, flexibilización y precarización laboral, apertura de la exportación de hidrocarburos, entre otras.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

En 1931, a menos de dos décadas de su desembarco en el país, la filial local del Shell se convirtió en una empresa integrada, con exploración y extracción de hidrocarburos en Comodoro Rivadavia, refinería en Dock Sud (provincia de Buenos Aires), planta de lubricantes en Barracas (ciudad de Buenos Aires), redes de transporte, plantas de almacenamiento y una extensa red estaciones de servicio. La presencia en los diferentes segmentos se extendió o contrajo a lo largo de los años, aunque mantuvo fuertes inversiones en refinería, comercialización de combustibles y lubricantes y transporte.

En abril de 2018 Shell CAPSA vendió los activos de ese segmento a la empresa brasileña Raizen –controlada por el Grupo Cosan y Shell–; si bien en términos de Royal Dutch Shell plc, la compañía sigue presente en todos los eslabones de la cadena de producción, a partir de estos cambios la filial local se concentra en exploración y explotación. Aunque a nivel global es una de las principales comercializadoras de gas natural licuado (GNL) y postula al gas natural como combustible puente hacia el desarrollo de fuentes limpias, sus principales avances en la Cuenca Neuquina están orientados a la producción de *shale oil*: anunció a comienzos de 2018 que proyecta aumentar la producción a 40 mil en 2021, que actualmente no llega a 12 mil. Tampoco descarta avanzar sobre áreas *offshore*, donde la compañía tiene amplia experiencia internacional.

Conflictividad social

La población de las localidades que tenían como eje productivo la actividad frutihortícola y la ganadería, así como las familias campesinas y comunidades mapuche asentadas en parajes distantes de los centros urbanos, se cuentan entre los sectores más impactados por el proceso de transformación, que afecta su economía y vínculo con el territorio y aumenta la migración hacia centros urbanos en busca de oportunidades laborales.

Las familias campesinas afectadas por las operaciones de la compañía han negociado beneficios económicos o de otro tipo como la perforación de pozos de agua, extensión del tendido eléctrico hasta viviendas apartadas, etc., ante situaciones de conflicto.

En Bajada de Añelo el Gobierno de Neuquén autorizó el trazado de un oleoducto



entre el bloque mencionado y una planta de tratamiento ubicada en el bloque Loma Campana. La obra afecta el territorio de la comunidad mapuche Campo Maripe, que no fue consultada previamente, lo que generó un conflicto que se saldó a través de un acuerdo económico entre la comunidad y la empresa. El arreglo fue presentado como una solución ejemplar por las autoridades neuquinas. Poco antes habían sido paralizadas obras de YPF en el mismo bloque. En ese caso la empresa pidió la intervención de Gendarmería Nacional para garantizar la continuidad de los trabajos.

También cabe señalar que la compañía realiza actividades extractivas en cercanías del Área Natural Protegida Auca Mahuida, en el bloque Águila Mora, y además tiene participación en Rincón La Ceniza, operado por Total Austral, que se encuentra en una situación similar. El área protegida en cuestión fue creada en 1996 con el objetivo de preservar la diversidad de especies de la estepa patagónica que han desaparecido o son muy raras de encontrar en otros sitios de la provincia. Existen varios además yacimientos arqueológicos, en los que se hallan petroglifos y pinturas rupestres, y el cerro Auca Mahuida tiene gran valor histórico y espiritual para el Pueblo Mapuche.

Fuentes

Aringoli, F. (2018) "Inédito acuerdo económico con una comunidad mapuche en Vaca Muerta", en *Río Negro*, 8 de marzo.

Catalano, S. (2018), "Teófilo Lacroze, presidente de Shell: 'Le vendimos parte del negocio a un socio, pero no nos vamos: nos reordenamos'", en *Infobae*, 26 de abril.

CISION PR Newswire (2016), "Madalena enters into agreements to increase its ownership at Coirón Amargo Sur and reduce near-term work commitments", en *CISION PR Newswire*, 11 de julio.

Clarín (2017), "Denuncia penal contra Aranguren", en *Clarín*, 7 de mayo.

Dellatorre, R. (2017), "Todo por amor a la camiseta", en *Página/12*, 8 de noviembre.

El Inversor Energético & Minero (2014), "Pese a la baja del crudo, Shell y Total invertirán u\$s 550 millones en Vaca Muerta", en *El Inversor Energético & Minero*, 2 de diciembre.

Fiscales.gob.ar (2017) "A pedido de la Fiscalía, la Cámara rechazó la homologación del acuerdo preventivo extrajudicial de una firma del grupo Moneta", en *Fiscales.gob.ar*, 22 de agosto.

Gandini, N. (2012) "Shell vuelve en agosto a explotar en la Argentina", en *El Inversor Online* (Consultado en línea el 20/08/2018).

Krakowiak, F. (2018), "Vista Oil & Gas tomó el control de Entre Lomas y APCO", en *EconoJournal*, 5 de abril.

La Mañana Neuquén (2014), "La desconocida empresa que quiere entrar en Vaca Muerta", en *La Mañana Neuquén*, 29 de octubre.

La Mañana Neuquén (2018), "Para Shell, su máxima prioridad es Vaca Muerta", en *La Mañana Neuquén*, 18 de febrero.

Minutouno (2016), "Presentaron una nueva denuncia penal contra Juan José Aranguren", en *Minutouno*, 29 de julio.

Observatorio Petrolero Sur (2014a), "Auca Mahuida: área protegida para el sacrificio", en *Observatorio Petrolero Sur*.

Observatorio Petrolero Sur (2014b), "Relatos ilegales", en *Observatorio Petrolero Sur*.

Página/12 (2017), "Denuncia penal contra Aranguren", en *Página/12*, 9 de noviembre.

Télam (2017), "El Gobierno neuquino convalidó el acuerdo entre YPF y Shell para la explotación del bloque Bajada de Añelo", en *Télam*, 15 de agosto.

Información pública

Contaduría General de la Provincia (2010), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2010, Tomo II*, Empresas del Estado, Ministerio de Hacienda, Obras y Servicios Públicos, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2012), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2012, Tomo II-3*, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2014), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2014, Tomo II-3*, Ministerio de Economía y Obras Públicas, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2015), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2015, Tomo II-2*, Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2017), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2017. Tomo II-2*, Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Gas y Petróleo del Neuquén (s/d) *Activos y participaciones*.

Gobierno de la Provincia del Neuquén (2016), "Aprueban cambios en contratos petroleros", en *Neuquén Informa*, 4 de octubre.

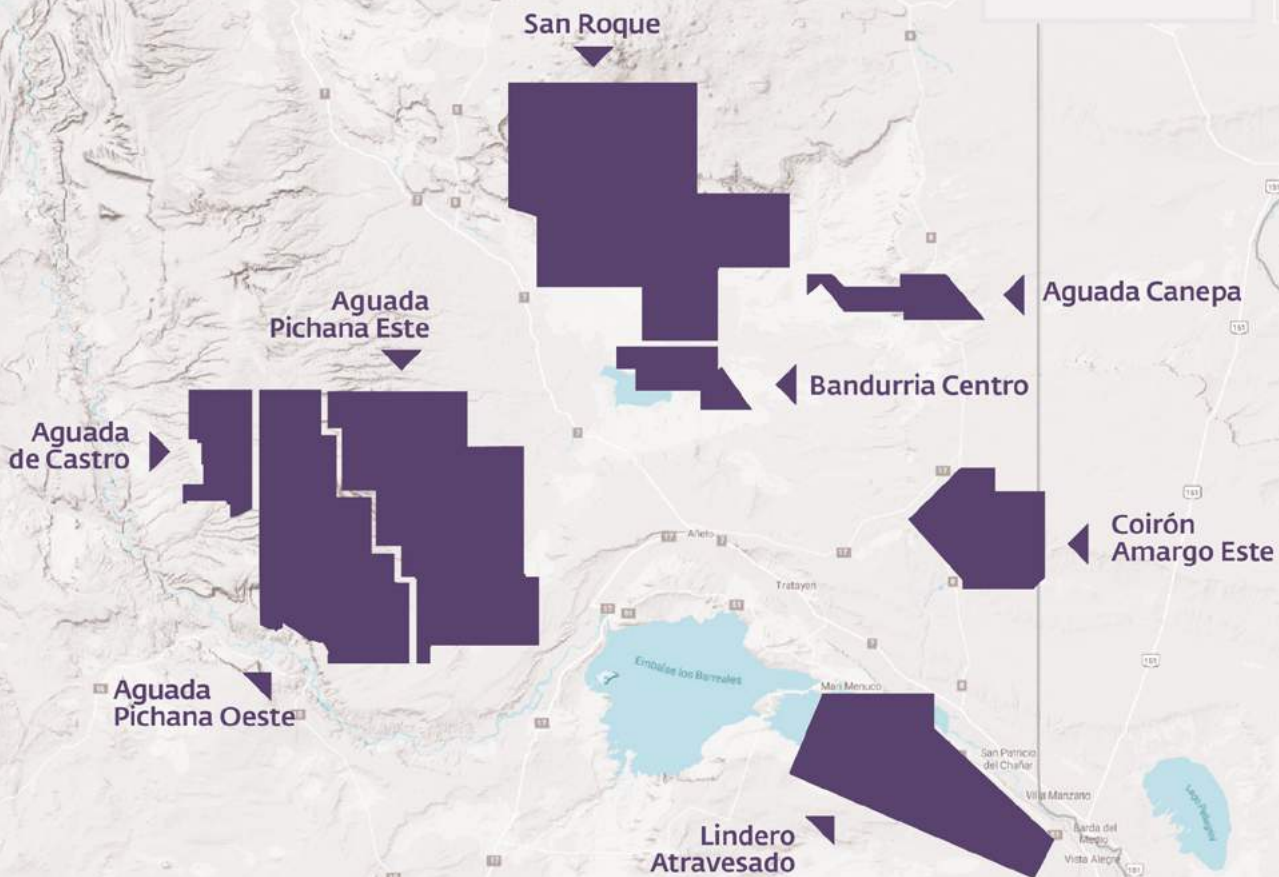
Secretaría de Comercio de la Nación (2016) Resolución Nro 15, Ministerio de Producción.

Corporativas

Shell Argentina (s/d), "Acerca de Shell".

Stratta, E. (2014), "Shell cumple un siglo en la Argentina", en *Petrotecnia* 106, agosto.

Vista Oil&Gas (2018), *Presentación a Inversionistas*, 18 de mayo.



bp





Pan American Energy Group / BP

La principal petrolera privada integrada de Argentina, es controlada en partes iguales por las compañías BP Argentina Exploration Company –subsidiaria de la británica BP plc con sede en EE.UU.– y Bidas Corporation –registrada en Islas Vírgenes Británicas–, perteneciente en partes iguales a la familia argentina Bulgheroni y a la China National Offshore Oil Corporation Limited (CNOOC Limited).

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

En septiembre de 2017, comenzó el proceso de fusión de Pan American Energy LLC –cuya propiedad compartían BP Argentina Exploration Co (60%) y Bidas Corporation (40%)– y Axion Energy Holding S.L. –perteneciente a Bidas Corporation–, para la conformación de PAEG. En marzo de 2018, PAE LLC, Sucursal Argentina, y Axion Energy Argentina arribaron a un acuerdo definitivo por el que la empresa controlada por Bidas Corporation transfirió el fondo de comercio de Axion relativo a la refinación de petróleo crudo y al almacenamiento, distribución y comercialización de productos derivados, así como también la totalidad de los activos y pasivos.

La fusión es reciente, pero la firma tiene un extenso historial en el país a través de las empresas que la componen. Pan American Energy LLC fue constituida en 1997 por Bidas⁹ –de la familia argentina Bulgheroni, fundada en 1948– y la estadounidense Amoco¹⁰, que comenzó a operar en el país en 1958. La casa matriz fue radicada en Delaware, EE.UU., y el paquete accionario se dividió 40-60, respectivamente. Al año siguiente, Amoco se fusionó con British Petroleum, y ésta tomó la titularidad de las acciones. Años más tarde, la compañía británica simplificó su nombre por BP. Por su parte, Bidas y CNOOC Limited conformaron en 2010 la *joint venture* Bidas Corp.

Pan American Energy es la primera productora privada de hidrocarburos del país, participa con el 18%-19% de petróleo y 17% de gas. En 2012 Axion compró los activos de ExxonMobil (ESSO) en Argentina, Paraguay y Uruguay, solo en Argentina controla una red de más de 500 estaciones de servicio, además de una refinería en la localidad bonaerense.

9. Inicialmente la firma se dedicaba a la importación de insumos y prestación de servicios petroleros estratégicos.

10. American Oil Company (Amoco) pertenecía a la estadounidense Standard Oil Company of Indiana.

rense de Campana, la cuarta más importante del país y en la que se anunciaron inversiones que permitirían ampliar su capacidad de producción de nafta y de gasoil en un 60%.

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

La compañía comenzó a incursionar en el desarrollo de yacimientos no convencionales en la provincia de Neuquén en 2011, enfocada en el potencial de gas de formaciones de arenas compactas del Grupo Cuyo (formaciones Lajas y Punta Rosada) en el bloque Lindero Atravesado, que opera desde 1980 –primero como Bidas y, a partir de 1998, como PAE-. Además, proyecta explotar la formación de lutitas Vaca Muerta desde el bloque Bandurria Centro.

Aguada Canepa: PAE ingresó en 2015, participa con el 90% de la UTE; el resto lo controla GyP. El horizonte en el bloque, de 112 km², es el gas de la formación Lajas, de arenas compactas. El proyecto está en la etapa de exploración.

Aguada Pichana Este / Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro: PAE, Total, Wintershall e YPF S.A., que conformaban la UTE a cargo del área Aguada Pichana, acordaron la división de ésta en dos bloques no convencionales, como lo contempla Ley Nacional de Hidrocarburos 27.007, sancionada en noviembre de 2014, que incorpora a la legislación la explotación de yacimientos no convencionales. Con el aval del Gobierno del Neuquén, se crearon los bloques Aguada Pichana Este (APE) y Aguada Pichana Oeste (APO), que a su vez fue unificado con Aguada de Castro (ACA). Al momento de la división, Aguada Pichana era el 4º bloque más importante de la Argentina en producción de gas, en el primer semestre de 2016 había aportado el 10% del *tight* gas de Neuquén, y en 2013 se había puesto en marcha el desarrollo de un piloto de *shale* gas hacia la formación Vaca Muerta, que comenzó a producir en 2015.

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro: tienen una extensión de 605 km² y 163 km² respectivamente, este bloque no convencional lo opera PAE, que tiene una participación del 45% en la UTE; YPF, el 30%; y Total, el 25%; hasta el año 2021 se prevé la perforación de 30 pozos horizontales.

Aguada Pichana Este: la UTE la constituyen Total Austral, que es la operadora, con un 40% de la participación, YPF y Wintershall detentan el 22,50% cada una, y PAE el 15% restante. Para este bloque de 761 km² el plan de trabajo hasta 2021 consiste en la perforación de 48 pozos horizontales, que se sumarían a 12 ya perforados.

Coirón Amargo Sur Este: En 2016 se aprobó la división del Coirón Amargo en tres bloques no convencionales: Coirón Amargo Sur Este (CASE), Coirón Amargo Norte (CAN) y Coirón Amargo Sur Oeste (CASO), en ese marco PAE ingresó al área. En Coirón Amargo tenían participación GyPS.A. (10%), Madalena Austral S.A. (35%), Roch S.A. (10%) y

APCO Oil & Gas International Inc. (45%) –que fue adquirida en 2017 por Vista Oil&Gas, empresa con sede en México dirigida por el ex CEO de YPF Miguel Galuccio-. En marzo de 2017 se puso en marcha el piloto que contempla la exploración de reservorios de *shale oil* de la formación Vaca Muerta y de *tight gas* en Grupo Cuyo (formaciones Lajas y Punta Rosada) en CASE. PAE es la operadora de este bloque de 141 km², participa del 55%, la canadiense Madalena 35% y GyP del 10%.

Bandurria Centro: la UTE Bandurria, integrada por YPF (54,55%, operadora), Wintershall (27,27%) y PAE (18,18%), obtuvo la concesión del área en 2002; en 2015 fue subdividida en tres áreas para desarrollos no convencionales: Norte, Centro y Sur. PAE opera Bandurria Centro (100%), que tiene una superficie de 130 km². En 2016 inició un piloto que contempla la perforación de 16 pozos en reservorios no convencionales de *shale*, formación Vaca Muerta; y de *tight*, Grupo Cuyo.



Lindero Atravesado: el bloque, de 509 km², es operado por PAE, que controla el 62,5%, y el 37,5% restante YPF. En el primer semestre de 2016 Lindero Atravesado concentró el 13% de la producción de *tight gas* de Neuquén, según estimaciones de la Subsecretaría de Energía de la provincia. En 2011 PAE puso en marcha un proyecto de explotación no convencional, que contempla la perforación de 104 pozos, en arenas compactas de la formación Lajas-Punta Rosada y *shale oil* en Vaca Muerta. La compañía tiene presencia en el área desde 1974, a través de Bridas. Desde el inicio de la campaña no convencional multiplicó por siete la producción de gas del bloque.

San Roque: en 1994 se constituyó la UTE San Roque, Total Austral (operadora con 24,71%), YPF SA (34,11%), Wintershall Energía (24,71%) y PAE (16,47%). La concesión vencía en 2017 pero en 2008 negociaron una prórroga hasta 2027 con el Gobierno del Neuquén. Por su nivel de producción de gas, este bloque 1040 km², es el 5º más importante de la Argentina. Se perforaron pozos de delineación –que permiten recabar información sobre tamaño y características del yacimiento– tanto con objetivos de *tight* como de *shale*.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

Desde 2011 PAE manifestó interés en el desarrollo de yacimientos no convencionales en Lindero Atravesado y aumentó su participación en otros proyectos para hidrocarburos de arenas compactas y lutitas, sin afectar considerablemente el volumen de inversiones destinado al desarrollo del yacimiento Cerro Dragón. Sin embargo, a partir de 2017, incrementó el volumen de recursos destinados a la Cuenca Neuquina, en desmedro de las operaciones del Golfo San Jorge, en consonancia con la política de subsidios del Gobierno nacional a nuevos proyectos de gas en la Cuenca Neuquina.

En tanto la creación de PAEG, como trascendió en la prensa, sería una respuesta para afrontar las contingencias de un escenario global de precios bajos del crudo.

¿Cambió el destino de sus inversiones?

PAE opera el yacimiento Cerro Dragón desde 1958, en la Cuenca del Golfo San Jorge. Este es el principal productor de crudo del país y concentró históricamente el grueso de las inversiones de PAE, relegando a las cuencas Neuquina y Noroeste. Sin embargo en los últimos años la compañía comenzó a incrementar el porcentaje destinado al desarrollo de no convencionales en la Cuenca Neuquina, y así desplazó a un segundo plano a su yacimiento insignia. “En los yacimientos chubutenses los números más bajos de la década los mostró Pan American Energy, que decreció sus inversiones en un -15%, bajando de 801 millones de dólares en 2008 a los 678 millones actuales. PAE había alcanzado su punto más elevado en 2015, con una inversión de 1.137 millones de dólares, y decayó -40% en dos años” (García, M.: 2017).

Conflictividad social

El área Lindero Atravesado ocupa parcialmente el ejido de Vista Alegre, municipio que había sido declarado libre de *fracking* el 13 de diciembre de 2016, a través de una ordenanza aprobada por unanimidad en su Concejo Deliberante. Sin embargo, el Gobierno de Neuquén presentó un recurso de inconstitucionalidad ante la justicia, la norma fue suspendida en mayo de 2017 por el Tribunal Superior de Justicia de la provincia, que finalmente la declaró inconstitucional el 22 diciembre. A pesar de este revés permanece activa la movilización vecinal impulsada por la Asamblea Vista Alegre Libre de Fracking.

Si bien no se la ha cuestionado en forma directa, PAE tiene participación en el área San Roque, operada por Total Austral, vecina al Área Natural Protegida Auca Mahuida. El área protegida en cuestión fue creada en 1996 con el objetivo de preservar la diversidad de especies de la estepa patagónica que han desaparecido o son muy raras de encontrar en otros sitios de la provincia. Existen varios además yacimientos arqueológicos, en los que se hallan petroglifos y pinturas rupestres, y el cerro Auca Mahuida tiene gran valor histórico y espiritual para el Pueblo Mapuche.

Fuentes

García, M. (2017), "Las inversiones petroleras se alejan de Chubut y Santa Cruz para privilegiar a Neuquén", en *El Extremo Sur de la Patagonia*, 17 de julio.

La Mañana Neuquén (2009), "YPF perforará dos pozos más en Bandurria", en *La Mañana Neuquén*, 13 de diciembre.

Loncopan Berti, L. (2018), "En Vista Alegre, la chacra cotiza más que el petróleo", en *Río Negro*, 28 de enero.

Markova, A. (2017), "BP, el dueño oculto de fracking. Pan-American Energy y el mega-proyecto Vaca Muerta", en *Platform London*, 7 de diciembre.

Naishtat, S. (2017), "La trama secreta de la fusión entre PAE y Axion y otras pistas empresarias", en *Clarín*, 17 de septiembre.

Información pública

Contaduría General de la Provincia (2017), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2017. Tomo II-2*, Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Diario Judicial (2017) "Pulgar arriba para el fracking", *Diario Judicial*, 28 de diciembre.

Gobierno de la Provincia del Neuquén (2016), "Aprueban cambios en contratos petroleros", en *Neuquén Informa*, 4 de octubre.

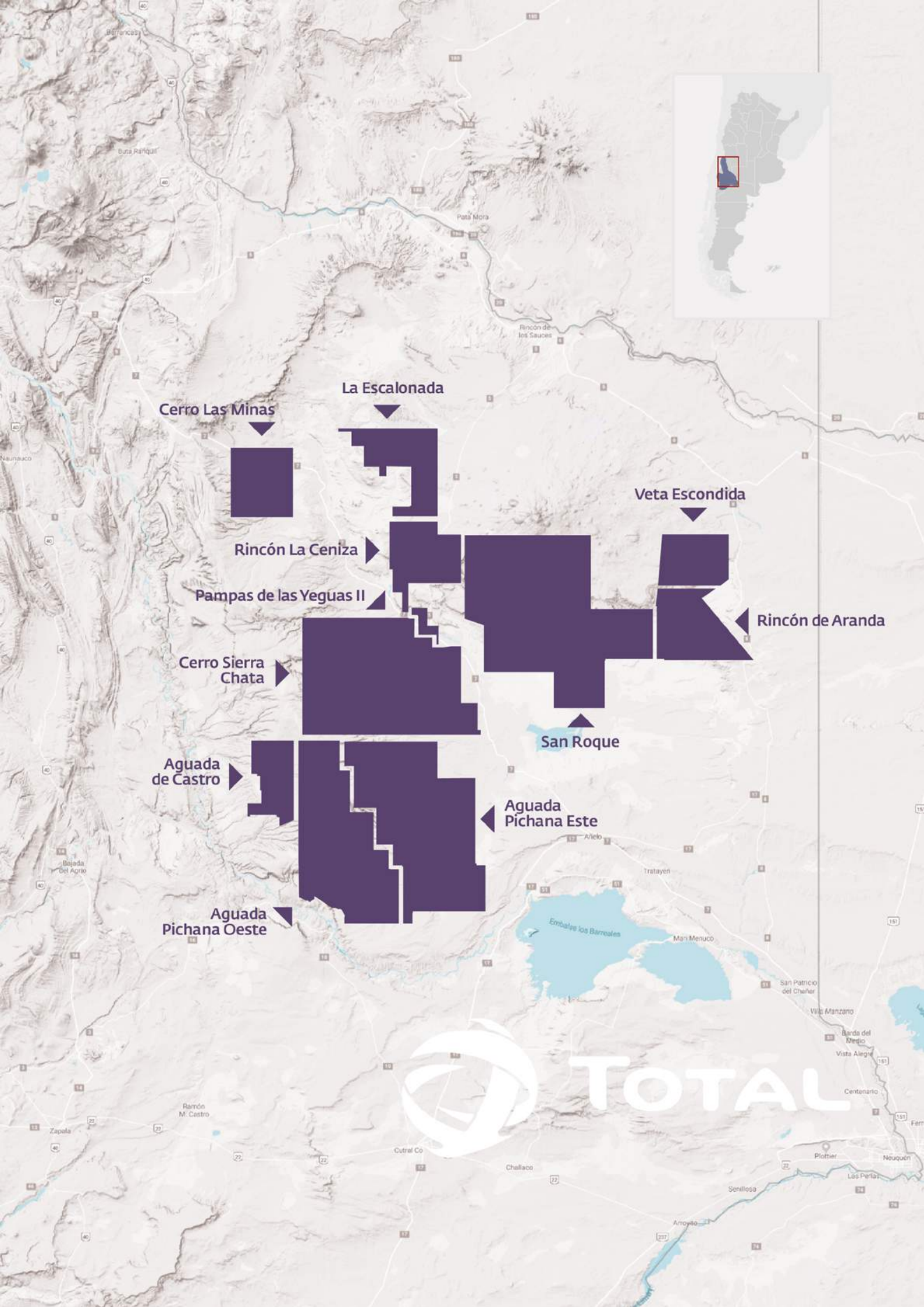
Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación (1998), "Decisión Administrativa 460/98", en *Infoleg*.

Corporativas

Pan American Energy (s/d) *Operacion Sustentable. Neuquina*.

Pan American Energy (2015), *Prospecto. Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables*, 5 de octubre.

Pan American Energy (2017), *Energía que evoluciona. Brochure institucional 2018*.



Cerro Las Minas

La Escalonada

Veta Escondida

Rincón de Aranda

Rincón La Ceniza

Pampas de las Yeguas II

Cerro Sierra Chata

San Roque

Aguada de Castro

Aguada Pichana Este

Aguada Pichana Oeste





Total Austral S.A.

Total Austral fue fundada en 1972, tiene su sede en Francia y es subsidiaria de Total. Total es el quinto grupo petrolero a nivel mundial. Con presencia en más de 130 países, sus actividades cubren todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos. Fue fundada en 1924 con el nombre de Compagnie française des pétroles CFP, con participación privada y del Estado francés; en 1985 adoptó el nombre de Total-CFP, que simplificó por Total S.A. en 1991. Tras la fusión con la compañía belga Petrofina en 1999, cambió por Total Fina. Más tarde absorbió Elf Aquitaine y a partir de 2000 se llamó TotalFinaElf, hasta que en 2003 nuevamente lo abrevió Total.

¿Cuándo comienza a operar la empresa en el país?

La empresa llegó al país en 1978, durante la última dictadura cívico-militar (1976-1983), concentrándose en proyectos de exploración de petróleo y gas *offshore* en la Cuenca Austral Marina, frente a las costas de la provincia sureña de Tierra del Fuego. En 1989 puso en marcha la primera explotación costa afuera del país en el área Hidra. En 1994 ingresó a la Cuenca Neuquina con la operación de las áreas San Roque y Aguada Pichana. En 1996 comenzó a desarrollar el área Aguada Pichana –para entonces Total ya era la segunda compañía productora de gas del país–, y dos años más tarde dio inicio al desarrollo de San Roque.

En 1997 ingresó al segmento de comercialización de gas a través de Total Gas Marketing Cono Sur, para abastecer tanto el mercado residencial e industrial, como a generadoras eléctricas y al segmento del transporte vehicular. Mientras que a través de TotalGaz lo hace en el mercado de GLP (gas licuado de petróleo), y en el sector de lubricantes y fitosanitarios opera a través de sus marcas Total y ELF.

Total es la segunda productora de gas de Argentina, aporta alrededor del 27%; con cuatro décadas de presencia en el país se caracteriza por el desarrollo de nuevas fronteras: *offshore, shale y tight*. En Tierra del Fuego opera los yacimientos Ara-Cañadón Alfa, Hidra, Kaus, Carina, Aries y Vega Pléyade; el 51% de su producción de hidrocarburos proviene de esos bloques costa afuera. Desde 2016 Vega Pléyade es el principal yacimiento productor de gas a nivel nacional; en ese proyecto está asociada con PAEG y Wintershall. En la Cuenca Neuquina participa en once bloques, que suman 5300 km², lo que representa casi el 6% de la superficie de la provincia de Neuquén. El 90% de la producción de la empresa es gas.

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

En la Cuenca Neuquina se encuentran desde 1994, cuando comenzó a operar las áreas San Roque y Aguada Pichana, asociada a YPF S.A., Pan American Energy y Wintershall. En 2008 perforó una docena de pozos horizontales multifracturados dirigidos a objetivos de *tight sands* en el área Aguada Pichana; tres años más tarde perforó pozos exploratorios dirigidos a la formación Vaca Muerta. La concesión del bloque vencía en 2017, pero en 2009 negoció con la provincia del Neuquén una prórroga anticipada de 10 años más (hasta 2027, decreto provincial N°235). Organizaciones sociales, políticas y sindicales se opusieron a esta medida, entre otros aspectos, por considerar que violaba artículos de la Constitución Provincial, como el 95, que indica que “las fuentes energéticas son de propiedad provincial exclusiva y no podrán ser enajenadas ni concedidas en explotación a personas, entidades o empresas que no sean organismos fiscales competentes, nacionales, provinciales, municipales y/o consorcios de tipo cooperativo regidos por el Estado”.

A principios de 2010, la empresa compró la participación en los bloques La Escalonada y Rincón Ceniza, mientras que en enero 2011 adquirió parte de las áreas Aguada de Castro, Pampa de Las Yeguas II, Cerro Las Minas y Cerro Partido (esta última fue devuelta en 2017). Para 2015 había concretado 12 pozos dirigidos a la formación de *shale* Vaca Muerta en Aguada Pichana y Rincón de La Ceniza. Actualmente opera seis áreas -Aguada Pichana Este NC, San Roque, Rincón La Ceniza, La Escalonada, Pampa de las Yeguas II NC y Cerro Las Minas NC-; y tiene participación en otras cinco: Aguada Pichana Oeste NC, Aguada de Castro NC, Rincón de Arana, Veta Escondida y Sierra Chata.

A los bloques Cerro Las Minas, Rincón La Ceniza, La Escalonada y Pampa de las Yeguas II ingresó a través de acuerdos con la empresa provincial Gas y Petróleo del Neuquén (GyP), lo que resulta en una concesión directa que elude el control del Poder Legislativo.



Áreas:

Aguada Pichana Este / Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro: en 1994 Total Austral (27,3%), Wintershall Energía (27,3%), PAE (18,2%) e YPF (27,3%) conformaron una UTE para el área Aguada Pichana, operada por la empresa francesa. En marzo de 2017 firmaron un Memorándum de Entendimiento para su división: Aguada Pichana Este NC (APE), de 761 km²; y Aguada Pichana Oeste NC (APO), 605 km²; y la unificación del área Aguada de Castro NC (ACA) con la nueva área APO. Al momento de su división, Aguada Pichana era el 4º bloque más importante de la Argentina en producción de gas, en el primer semestre de 2016 había aportado el 10% del *tight gas* de Neuquén; en 2011 se habían perforados los primeros pozos hacia formaciones de *shale*, y en 2013 se había puesto en marcha el desarrollo de un piloto de *shale gas* sobre Vaca Muerta, que inició su producción en 2015.

Aguada de Castro, bloque de 163 km² a partir de 2011 estuvo a cargo de la UTE conformada por Total Austral (42,5%), operadora; YPF SA (42,5%), Rovella Energía S.A. (5%) y GyP (10%). En 2013 Rovella Energía S.A. vende su participación en partes iguales a Total Austral e YPF S.A.

Aguada Pichana Este: Total Austral opera el bloque, con un 40% de participación, YPF y Wintershall detentan el 22,50% cada una, y PAE el 15% restante. El plan de trabajo hasta 2021 consiste en la perforación de cuarenta y ocho pozos horizontales, que se sumarán a los doce ya perforados a las formaciones Vaca Muerta y Mulichinco; en este bloque se lanzó la primera fase de desarrollo de *shale gas* de Vaca Muerta a escala industrial.



Aguada Pichana Oeste NC–Aguada de Castro: lo opera PAE, con el 45%; YPF con el 30%; y Total con el 25%; hasta el año 2021 se prevé la perforación de 30 pozos horizontales hacia Vaca Muerta.

San Roque: en 1994 se conforma la UTE San Roque, integrada por Total Austral (operadora con 24,71%), YPF (34,11%), Wintershall Energía (24,71%) y PAE (16,47%). La concesión vencía en 2017 pero en 2008 negociaron una prórroga hasta 2027 con el Gobierno del Neuquén. Por su nivel de producción de gas, este bloque de 1040 km², es el 5° más importante de la Argentina. En 2011 perforaron pozos de delineación tanto con objetivos de *shale*, también hay interés en el potencial de *tight sands* de la formación Mulichinco; en 2017 pusieron en marcha un piloto de *shale oil*.

La Escalonada y Rincón La Ceniza: Accede al área en 2010, a través de una UTE, Total Austral operaba el bloque, con el 85%, y GyP, detentaba el 15%. En 2014 Shell y O&G adquirieron porcentajes de participación de Total Austral en ambos bloques. Total Austral mantuvo el 42,5%; Shell CAPSA, el 21,25%; O&G, el 21,25% y GyP conservó el 15%. En 2016 la empresa neuquina vendió el 5% de sus derechos. Los porcentajes actuales de participación son: Total Austral, 45%; Shell CAPSA, 22,5%; O&G, 22,5%; y GyP, 10%. Se está ejecutando un proyecto piloto de producción sobre estos bloques, que totalizan una superficie de 463 km², con objetivo la formación Vaca Muerta. La planta de tratamiento de gas de Loma de las Yeguas, que la compañía posee en San Roque, recibe la producción de los pozos de *shale* de Rincón las Cenizas, allí se separa gas, condensados y agua.

Pampa de las Yeguas II: Total Austral, operadora del bloque de 116 km², ingresó a la UTE en 2011 con una participación del 42,5%, porcentaje similar al de YPF S.A.; en tanto GyP controlaba un 10%, y el 5% restante, Rovella Energía S.A. Tiempo después Rovella Energía vendió su participación en partes iguales a Total Austral e YPF S.A. En 2016 YPF S.A. firmó un acuerdo con Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) y la provincia del Neuquén para la reconversión de permisos de exploración y desarrollo de un conjunto de bloques, según los términos de la Ley Nacional de Hidrocarburos, con el objetivo de ampliar los plazos para poder desarrollar proyectos en áreas estratégicas con potencial en la formación Vaca Muerta; Pampa de Las Yeguas II era uno de esos bloques. Prevé perforar 20 nuevos pozos de *shale gas*.

Cerros Las Minas: Total Austral accede al bloque, de 208 km², en 2011 y opera el área YPF. Su composición accionaria era: G&P con 10%, Rovella Energía S.A. con 10%, Total con 40% e YPF con 40%. En 2013 YPF y Total Austral adquieren, en partes iguales, la participación de Rovella Energía, y pasan a controlar cada una el 45% de la UTE. En 2016 YPF firmó un acuerdo con Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) y la provincia del Neuquén para la reconversión de permisos de exploración y desarrollo de un conjunto de bloques, según los términos de la Ley Nacional de Hidrocarburos, con el objetivo de redefinir la superficie de los bloques para hacer una intervención más “eficiente” –fraccionarlos en

algunos casos- y ampliar los plazos para poder desarrollar proyectos en áreas estratégicas con potencial en la formación Vaca Muerta; Cerro Las Minas era uno de esos bloques. En marzo de 2018 YPF anunció la puesta en marcha de un proyecto piloto.

Rincón de Aranda: el bloque, de 239,4 km², es operado por Pampa Energía S.A., que se encuentra entre las cinco principales productoras de gas no convencional de la provincia. Esta compañía de energía de capitales argentinos controla el 55% de la UTE, mientras que Total Austral -presente en el área desde 1993- está a cargo del 45% restante. En 2014, Petrobras Argentina -que fue absorbida por Pampa Energía- inició la producción temprana de petróleo no convencional de la formación Vaca Muerta, tras el descubrimiento realizado el año anterior.

Sierra Chata: el bloque, de 865 km² es operado por Pampa Energía (antes Petrobras Argentina), con el 45,5%, y participan Total Austral con el 3,5% de las acciones y Exxon Mobil con el 51%. En 2015 Petrobras Argentina perforó cuatro pozos en el área con el fin de desarrollar reservas de *tight gas* en las formaciones Punta Rosada y Mulichinco; en 2016 el área aportó el 3% de la producción de *tight gas* de la provincia. En julio 2018 el Gobierno del Neuquén otorgó a la UTE la concesión no convencional del área en la que se pondrá en marcha un piloto que prevé el desarrollo de quince pozos hacia la formación Vaca Muerta y nueve hacia Mulichinco.

Veta Escondida: Pampa Energía, con el 55% de participación en la UTE, es la operadora del bloque, de 165 km², mientras que Total Austral está a cargo del 45% restante. En abril de 2012, mediante el Decreto Provincial N° 563 el Gobierno del Neuquén decre-



tó la caducidad de la concesión de explotación del área. La decisión gubernamental fue resistida por las empresas concesionarias; si bien avanzaron las negociaciones entre las partes, al cierre de este informe no había un acuerdo definitivo.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

No hubo grandes cambios en cuanto a las proyecciones de la empresa durante el nuevo Gobierno, salvo la división en dos del área Aguada Pichana y la anexión de Aguada Castro a una de las fracciones de Aguada Pichana.

Conflictividad social

La empresa es cuestionada por desarrollar proyectos no convencionales –en los bloques Pampa de las Yeguas II, Rincón La Ceniza y San Roque–, tanto dentro del Área Natural Protegida Auca Mahuida como en sus límites. El punto de mayor fricción fue la perforación del pozo no convencional PLY.x-1 en el interior del área protegida. Esta área fue creada en 1996 (decreto provincial N° 1446), con el objetivo de preservar la diversidad de especies de la estepa patagónica que han desaparecido o son muy raras de encontrar en otros sitios del territorio provincial. Existen además varios yacimientos arqueológicos, en los que se hallan petroglifos y pinturas rupestres, y el cerro Auca Mahuida tiene gran valor histórico y espiritual para el Pueblo Mapuche.

A pesar de que el equipo técnico de la Dirección de Áreas Naturales Protegidas de la provincia del Neuquén recomendó en 2012 que no se autorice la perforación de pozos no convencionales dentro de Auca Mahuida, el director del organismo allanó el camino al proyecto. En 2014 el caso fue denunciado en la reunión de la junta de accionistas de Total Austral, en París. Allí se cuestionó que mientras en el país de origen de la empresa el *fracking* está prohibido, la compañía no solo lo aplica fronteras afuera sino peor aún, en un área natural protegida.

Fuentes

Ayerra, D. (2014), "Galuccio cree que el control provincial del petróleo limita las inversiones", en *El Cronista*, 22 de mayo.

Bloomberg (s/d) "Company Overview of Total Austral SA", en *Bloomberg*.

Castro, F. (2018), "Ranking; quién es quién en el gas de Vaca Muerta", en *La Mañana Neuquén*, 11 de abril.

di Risio, D. y Cabrera, F. (2014), *Fracturando Límites, Argentina: El desembarco del fracking en Latinoamérica*, en *Observatorio Petrolero Sur*, 3 de noviembre.

El Cronista (2018), "La Justicia avaló a Pampa Energía en la fusión por absorción de Petrobras Argentina", en *El Cronista*, 26 de abril.

Navazo, C. (2014), "Sapag y Galuccio admiten sus diferencias", en *La Mañana Neuquén*, 23 de mayo.

La Mañana Neuquén (2008) "Las renegociaciones y sus polémicas", en *La Mañana Neuquén*, 30 de mayo.

OPSur (2014a) *Auca Mahuida: área protegida para el sacrificio*, en *OPSur*, 16 de septiembre

OPSur (2014b) [Total y Shell están cercando Auca Mahuida](#), en *Observatorio Petrolero Sur*, 19 de diciembre.

Página 12 (2014) ["Negocian con los gobernadores petroleros"](#), en *Página/12*, 9 de junio.

Río Negro (2017) ["Exxon y Pampa Energía negocian la división de Sierra Chata"](#), en *Río Negro*, 16 de noviembre.

Wikipedia (s/d) ["Total S.A."](#), en Wikipedia.

Información pública

Contaduría General de la Provincia (2010), [Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2010, Tomo II](#), Empresas del Estado, Ministerio de Hacienda, Obras y Servicios Públicos, Gobierno de la Pcia. del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2013), [Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2013, Tomo II-2](#), Ministerio de Economía y Obras Públicas, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2014), [Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2014, Tomo II-3](#), Ministerio de Economía y Obras Públicas, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2015), [Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2015, Tomo II-2](#), Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Contaduría General de la Provincia (2017), [Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2017. Tomo II-2](#), Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Gobierno del Neuquén (2018), ["Neuquén otorgó una concesión no convencional en Sierra Chata"](#), en *Neuquén Informa*, 11 de julio.

Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos (2016), [Potencial Exploratorio de Áreas Provinciales -Fichas Técnicas-](#), Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Valdez, A.D. (2017), [Legal Framework of Upstream Activities. Shale Development and Business Opportunities](#), Dirección Prov. de Hidrocarburos y Energía, Subsecretaría de Energía Minería e Hidrocarburos, Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales, Gobierno del Neuquén.

Normativa nacional

(2013) ["Ley X-1842 \(antes Ley 24145\) Federalización de hidrocarburos. transformación empresarial y privatización de Y.P.F. Sociedad Anónima"](#), en *Infoleg*.

Corporativas

Di Nigris, D (2018), [ExxonMobil Upstream in Argentina](#), en SPE Argentina.

Pampa Energía S.A. (2017), [Notas a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2017](#).

Pampa Energía S.A. (2017), [Programa de Emisión de Obligaciones Negociables Simples \(No convertibles en acciones\)](#). Prospecto es 3 de enero de 2017.

Total (2013), [Total Austral](#).

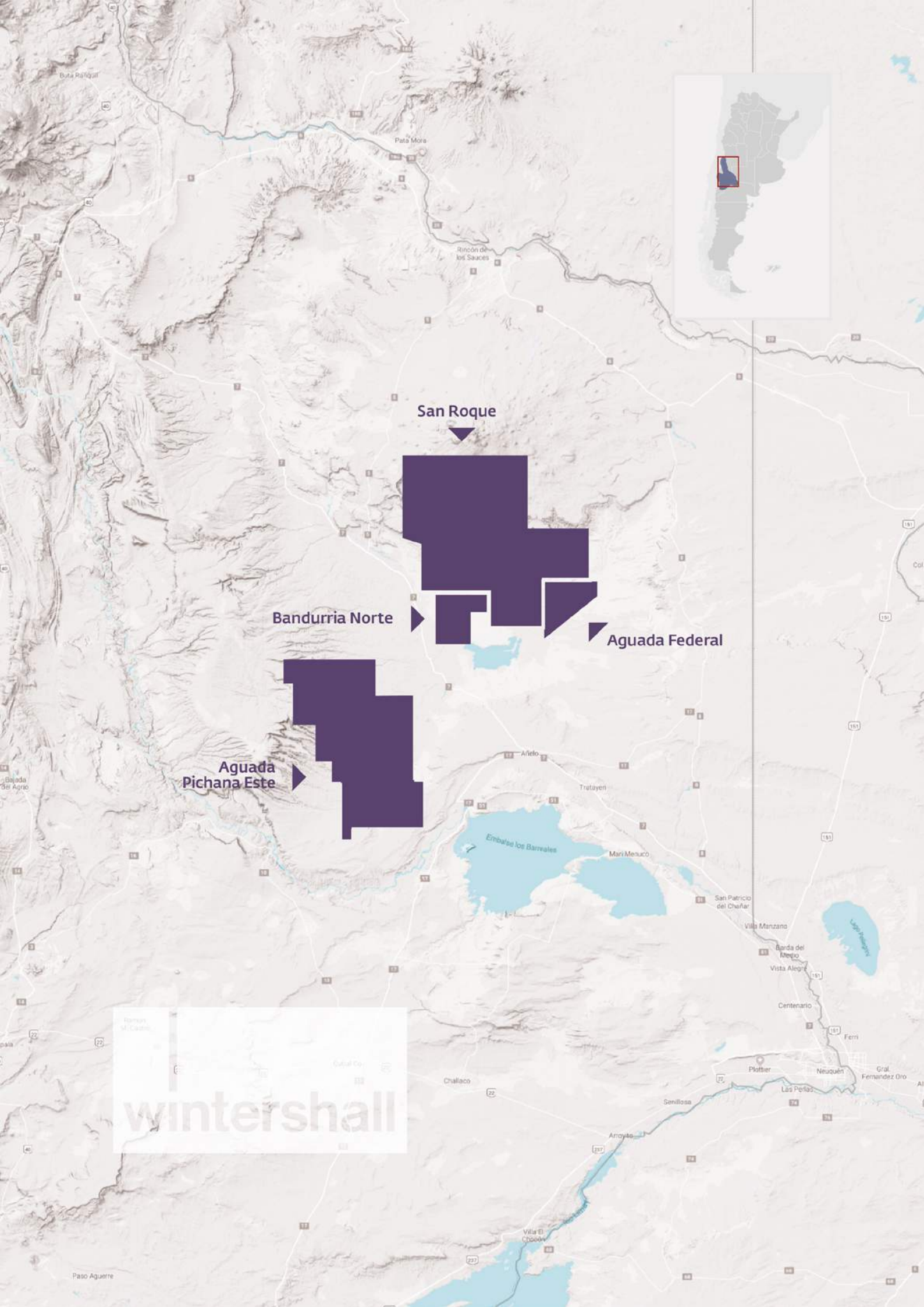
Total (2015), [Total Austral, Exploración y Producción](#).

Total (2017), [Total Austral, Exploración y Producción](#).

Total (2017), [Factbook 2017](#).

YPF Sociedad Anónima (2016), [Acuerdo NQN-GP](#), 17 de octubre.

YPF Sociedad Anónima (2017), [Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015](#).



San Roque

Bandurria Norte

Aguada Federal

Aguada Pichana Este

Embalse los Barrales





Wintershall Holding GmbH

Wintershall fue fundada en 1894 para producir potasa en Kamen, Alemania. En 1930, la producción de petróleo crudo fue incorporada como otra línea de trabajo de la compañía, y en 1951 la de gas natural. En 1969, el grupo BASF, gigante de la industria petroquímica, adquirió Wintershall. En 1990 la compañía alemana comenzó a vincularse con la empresa rusa Gazprom, con la que estrechó una fuerte alianza comercial. El desarrollo de bloques costa afuera en el Mar del Norte, catapultaron a Wintershall como una de las principales productoras y proveedoras de gas de la Unión Europea.

¿Cuándo comienza a operar la empresa en el país?

Wintershall Energía comenzó su actividad en el país en 1978, durante la última dictadura cívico militar (1976-1983); por entonces lo hacía bajo la razón social Deminex, de la que eran accionistas las empresas alemanas Veba Oil, RWE-DEA y Wintershall, que participaba con el 18,5%. En 1998 Wintershall adquirió los activos de Deminex y creó Wintershall Energía S.A.; hoy es la cuarta productora de gas de país y aporta cerca del 8%.

Desde su llegada al país se concentró en el área Cuenca Marina Austral-1, en bloques costa afuera, frente a las costas de Tierra del Fuego. En 1981 Deminex inició su primera campaña de perforación y desde 1989 produce petróleo en el campo Hidra. En 2005 se ponen en producción los campos Carina y Aries, y en 2016 la plataforma Vega Pléyade. Actualmente del área CMA-1 se extrae el 20% del gas que se produce en el país. Allí la empresa alemana opera asociada a Total Austral y Pan American Sur, subsidiaria de Pan American Energy.

Además, en 1994 la compañía ingresó a la Cuenca Neuquina con participaciones en las UTE San Roque y Aguada Pichana, conformadas por Pan American Energy, Total Austral e YPF. A cuatro décadas de su llegada al país, Wintershall tiene presencia en quince yacimientos distribuidos en las provincias de Tierra del Fuego, Neuquén y Mendoza.

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

Wintershall opera los bloques Aguada Federal y Bandurria Norte y participa en Aguada Pichana Este NC y San Roque, operados por Total Austral. Ingresó a la Cuenca Neuquina en 1994 asociada a Total, YPF y PAE en las UTE Aguada Pichana y San Roque. En 2014 se hace cargo de la operación de Aguada Federal, tras un acuerdo con la empresa provincial GyP, y en 2015 toma la operación de Bandurria Norte. Desde 2013 también

está presente en el sur de la provincia de Mendoza, en el bloque CN-V, en 2015 le vendió el 50% de su participación a la empresa chilena GeoPark y en 2017 informaron el descubrimiento de petróleo. Si bien no anunciaron la puesta en marcha de proyectos no convencionales, sí destacaron el potencial de la formación Vaca Muerta.

Áreas

Aguada Pichana Este: en 1994 Total Austral (27,3%), Wintershall Energía (27,3%), PAE (18,2%) e YPF (27,3%) conformaron un UTE para el área Aguada Pichana, operada por la empresa francesa. En marzo de 2017 firmaron un memorándum de entendimiento para su división: Aguada Pichana Este NC (APE), de 761 km²; y Aguada Pichana Oeste NC (APO), 605km²; y la unificación del área Aguada de Castro con la nueva área APO. Al momento de su división, Aguada Pichana era el 4º bloque más importante de la Argentina en producción de gas; en el primer semestre de 2016 había aportado el 10% del *tight gas* de Neuquén (formación Mulichinco); en 2011 se habían perforados los primeros pozos hacia Vaca Muerta y en 2013 se puso en marcha el desarrollo de un piloto de *shale gas*, que inició su producción en 2015.

Total Austral opera el bloque, con un 40% de participación; YPF y Wintershall detentan el 22,50% cada una, y PAE el 15% restante. El plan de trabajo hasta 2021 consiste en la perforación de 48 pozos horizontales, que se sumarán a los 12 ya perforados en las



formaciones Vaca Muerta y Mulichinco; en este bloque se lanzó la primera fase de desarrollo de *shale* gas de Vaca Muerta a escala industrial.

San Roque: en 1994 se conforma la UTE San Roque, integrada por Total Austral (operadora con 24,71%), YPF (34,11%), Wintershall Energía (24,71%) y PAE (16,47%). La concesión vencía en 2017 pero en 2008 negociaron una prórroga hasta 2027 con el Gobierno del Neuquén. Por su nivel de producción de gas, este bloque de 1040 km², es el 5° más importante de la Argentina. En 2011 perforaron pozos de delineación tanto con objetivos de *shale*, también hay interés en el potencial de *tight sands* de la formación Mulichinco; en 2017 pusieron en marcha un piloto de *shale oil*.

Aguada Federal: en 2012 GyP perforó el primer pozo exploratorio hacia la formación Vaca Muerta, en la antigua área Aguada del Chañar. Al año siguiente, por decreto del Gobierno del Neuquén, se realizó una escisión en el bloque para crear Aguada Federal (antes conocida como Aguada del Chañar Occidental), con 97 km² y Aguada Cánepa, con 112 km². En ese momento comenzaron las negociaciones entre GyP y Wintershall y se celebró el acuerdo para la conformación de la UTE en 2014. La empresa alemana ingresó al bloque como operadora y con una participación del 50%. Tras la perforación del primer pozo a su cargo, Wintershall aumentó en 2015 su participación societaria concentrando el 90% de los derechos y puso en marcha un piloto de seis pozos.



Bandurria Norte: la UTE Bandurria, integrada por YPF (54,55%, operadora), Wintershall (27,27%) y PAE (18,18%), obtuvo la concesión del área en 2002; en 2015 fue subdividida en tres áreas para desarrollos no convencionales: Norte, Centro y Sur. La empresa alemana es la operadora del área y única concesionaria del área de 107 km². En 2017 comenzó un piloto con la perforación de tres pozos horizontales a la formación Vaca Muerta.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

Si bien no ha disminuido su presencia en la Cuenca Marina Austral, hay un interés manifiesto de la compañía de no quedar al margen en el desarrollo de yacimientos no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Conflictividad social

No hay conflictividad visible en las áreas que opera la empresa. En el área Aguada Federal familias campesinas afectadas por la actividad de la empresa han llevado adelante demandas por pagos de servidumbres petroleras.



Fuentes

di Rísio, D. (2016) "Wintershall: piensa global, actúa local", en: Obra Colectiva (2016) *La Tentación de Esquisto. Capitalismo, democracia y ambiente en la Argentina no convencional*, Buenos Aires, Observatorio Petrolero Sur / Jinete Insomne, pp. 45-52.

di Rísio, D. y Cabrera, F. (2014), "Fracturando Límites, Argentina: El desembarco del fracking en Latinoamérica", en *Observatorio Petrolero Sur*, 3 de noviembre.

EcoJournal (2017) "Una petrolera independiente descubrió un yacimiento de crudo en Mendoza", en *EcoJournal*, 24 de agosto.

González, M. (2018), "El nivel de actividad es crítico para la rentabilidad de Vaca Muerta", en *EcoJournal*, 21 de marzo.

Información pública

Comisión Técnica de Renegociación y Total Austral S.A. Sucursal Argentina (2009), *Acta Acuerdo*.

Corporativas

Geopark (2017) *Geopark anuncia descubrimiento de nuevo yacimiento de petróleo en Argentina*.

Wintershall Holding GmbH (2018), *Wintershall: 40 años en Argentina*.

Wintershall Holding GmbH (2018), *Wintershall in Argentina*.



équinor

Bajo del Toro

Bajo del Toro Este

Embalse los Barreales



Ranquel del Nte.
Barrancas
Buta Ranquel
Bajada del Agrio
Zapala
Ramón M. Castro
Cutral Co.
Challaco

Pata Mora

Añelo

Tratayen

Mari Menuco

San Patricio del Chañar

Villa Manzano

Barda del Medio

Vista Alegre

Centenario

Plottier

Neuquén



Equinor

Statoil fue fundada en 1972 por el Estado noruego, que controla con el 67% de las acciones. Tiene su sede en Stavanger, Noruega. La empresa se especializa en exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera (*offshore*); su desarrollo inicial fue en el Mar del Norte, hoy tiene proyectos en más de 30 países de Europa, América, Asia, Oceanía y África. El 15% de sus inversiones son en energías renovables, mientras que mantiene un 85% en gas y petróleo.

En mayo de 2018 la compañía cambió su nombre a Equinor, la versión oficial de esa modificación es que luego de que Statoil decidiera en 2017 convertirse en un “gran empresa de energía” y avanzar en la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles, era un paso natural eliminar el petróleo (“oil”) de su nombre. Sin embargo, desde Greenpeace Noruega la acusaron de tratar de pintar de verde la cuestionada imagen de la compañía vinculada a sus campañas exploratorias en el mar Ártico y en la Gran Bahía de Australia.

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

En agosto de 2017 suscribió un acuerdo con la petrolera de bandera, YPF S.A., para la exploración del bloque Bajo del Toro NC, mientras que en noviembre de ese año accedió al área Bajo del Toro Este en el marco de la V Ronda de licitaciones de la





-44-

empresa provincial GyP, mecanismo de concesión directa que elude el control del Poder Legislativo. La llegada de la empresa noruega para el desarrollo de yacimientos no convencionales se produce después de un largo proceso de negociación. Su arribo al país se da en un marco de lenta expansión hacia Latinoamérica, iniciado a principios de milenio y orientado principalmente a bloques costa afuera en Brasil -presal-, Surinam -donde opera tres áreas- y campañas exploratorias en Nicaragua, Colombia y México. En relación con los desarrollos no convencionales, recalca en Vaca Muerta con la experiencia de operar en dos de los principales *plays* de lutitas de EE.UU., las formaciones Bakken y Marcellus.

Bajo del Toro Este: Equinor es la operadora, detenta el 90% de las acciones de la UTE, mientras que GyP conserva el 10%. El permiso de exploración cubre un área de 133 km² y está proyectando la perforación de dos pozos exploratorios durante 2018.

Bajo del Toro NC: YPF ingresó al bloque Bajo del Toro en 2011, en ese momento controlaba el 46,80% de la UTE conformada con la compañía holandesa EOG Resources Argentina Limited (43,20%) y la empresa provincial GyP (10%). En agosto de 2016 YPF S.A. compró los activos en Argentina de EOG Resources Netherlands, por lo que pasó a controlar el 90% de la UTE. Dos meses más tarde la compañía de bandera acordó con GyP la división del bloque de 290 km² en dos: Bajo del Toro NC, de 157 km², y Bajo del Toro Este, de 133 km². YPF tomó el control de Bajo del Toro NC donde ya se habían perforado tres pozos en la formación Vaca Muerta.

En enero de 2018 Equinor firmó un acuerdo definitivo tras meses de conversaciones con YPF S.A. La empresa noruega tendrá un 50% de las acciones de la UTE, y la operación queda en manos de YPF. El compromiso firmado consta de dos fases: en la primera -que se ejecutará en 2018- se perforarán dos pozos horizontales en la formación Vaca Muerta y, durante la segunda, se realizarán seis pozos horizontales.

¿Cambió el destino de sus inversiones?

En términos globales la compañía decidió ampliar su campo de intervención más allá de los combustibles fósiles para desarrollar otras fuentes en una transición requerida por el cambio climático; sin embargo, en Argentina se suma a un proceso de ampliación de la frontera extractiva hacia yacimientos de lutitas (*shale*) en los que se aplica la cuestionada técnica de la fracturación hidráulica o *fracking*.

Fuentes:

Adomaitis, N. (2018), "Statoil to become Equinor, dropping 'oil' to attract young talent", en *Reuters*, 15 de mayo.

Hill, J.S (2018) "Statoil Officially Changes Name To Equinor", en *CleanTechnica*, 16 de mayo.

Pérez Roig, D.; Scandizzo, H. y di Risio, D. (2016), *Vaca Muerta. Construcción de una estrategia*, Observatorio Petrolero Sur / Jinete Insomne, Buenos Aires.

Petroquímica (2018) "La noruega Statoil hace su debut en Vaca Muerta", en *Petroquímica*, 14 de abril.

Télam (2016) "YPF toma el control total de las áreas neuquinas Bajo del Toro y Cerro Avispa", en *Télam*, 31 de agosto.

The Local (2018) "Call me Equinor': Statoil changes name", en *The Local*, 16 de mayo.

Información pública:

Contaduría General de la Provincia (2010), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2010. Estados contables de Empresas del Estado, Tomo II*, Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

Gas y Petróleo del Neuquén (s/d) *Activos y participaciones*.

Gas y Petróleo del Neuquén (2017), *Bajo del Toro Este*.

Corporativas:

Equinor (2018), *Equinor en Argentina*.

Equinor (s/d), "Where we are", en *Equinor*. Visto 09/08/2018.

YPF (2018), *Inversiones y accionistas*.



▲
**Estación
Fernández Oro**





Gazprom International

En 1998, Gazprom OAO, Zarubezhneft RBO y Stroitransgaz OAO crean en Rusia la empresa Zarubezhneftegaz ZAO para operar en el extranjero. En 2008 Gazprom adquiere el 100% de las acciones y pasa a denominarse Gazprom Zarubezhneftegaz ZAO, que tiene presencia en países de Asia Central y Suroriental, India y Venezuela. Ese mismo año también crean en los Países Bajos la sociedad Gazprom EP International B.V. En 2011 fusionan todos los activos de ambas firmas para crear Gazprom International. La empresa es 100% estatal pero de carácter privado. Opera en Uzbekistán, Tayikistán, Kirguistán, Vietnam, Libia, Argelia, Nigeria, Venezuela, Bolivia, Argentina, Paraguay, Bangladesh, la India, la República Dominicana, Alemania, Países Bajos y en el mar del Norte.

¿Cuándo comienza a operar la empresa en el país?

Las conversaciones con Gazprom vienen desarrollándose desde el 2008, cuando la empresa YPF se encontraba en manos de la española Repsol. Continuaron en 2012, con el estado argentino al comando de YPF, y se consolidaron en abril de 2015 con la firma de un memorándum de cooperación entre ambas compañías. A pesar de haber tenido el impulso del presidente ruso Vladímir Putin y de la entonces presidenta Cristina Fernández de Kirchner, el acuerdo no avanzó. En septiembre de ese año YPF y Gazprom firmaron un nuevo acuerdo donde queda manifiesto el interés ruso por las áreas donde YSur –subsidiaria de YPF– produce *tight gas*.

A fines de enero del 2018 se retomaron las conversaciones orientadas al yacimiento gasífero estrella de la provincia de Río Negro, el área Estación Fernández Oro, en la que Gazprom pretende una participación del 50% y promete una inversión de 500 millones de dólares. En la actualidad, el yacimiento, con 130 pozos activos, produce 2,5 MMm³/día, la mitad del gas que se extrae en toda la provincia y el 20% del total de gas no convencional extraído por YPF, la principal firma del sector.

Al cierre de este informe no se había concretado la firma del traspaso de acciones ni definido qué empresa sería la operadora del área.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

Las negociaciones para que Gazprom Internacional desembarque en Vaca Muerta comenzaron durante la gestión de Cristina Fernández de Kirchner y continuaron tras la llegada de Mauricio Macri a la Casa Rosada. Los obstáculos para que éstas se concreten, a primera vista, estarían más relacionados con los vaivenes del mercado petrolero que con coyunturas políticas de Argentina.





Conflictividad social

Si bien Gazprom no ingresó al área Estación Fernández Oro, la producción masiva de *tight gas*, llevada adelante por YSur desde 2014 y antes por Apache Corporation, fue el desencadenante de una serie de conflictos que llegan al presente. En 2013 la movilización popular logró la sanción de una ordenanza para prohibir la aplicación del *fracking* en el ejido municipal de Allen, pero el Gobierno provincial accionó ante el Superior Tribunal de Justicia de Río Negro, que la declaró inconstitucional. En 2017 una ordenanza que prohibió el *fracking* fue sancionada en la vecina ciudad de Fernández Oro y corrió la misma suerte. Esto significó un revés para la movilización local, aunque no detuvo los intentos por blindar del *fracking* a otras localidades del Alto Valle del río Negro, como Gral. Roca y Cipolletti; e incluso del Valle Medio, donde se sancionaron ordenanzas de prohibición en todos sus municipios.



El avance de la frontera extractiva sobre las tierras de producción frutícola cambió el paisaje rural; explosiones, derrames y ruidos molestos son parte de la vida cotidiana de las familias que ahora conviven con pozos a pocos metros de sus casas en Allen¹¹. A su vez, las instalaciones de gas y petróleo se han convertido en el escenario en el que empleados/as estatales, productores/as rurales y vecinos/as afectados/os por la actividad extractiva protestan a través de la toma de pozos y corte de acceso a instalaciones como la planta de clasificación y producción de gas.

-50-

11. Martín Álvarez Mullally (2018), "El drama de vivir al lado de un pozo de fracking en Allen"

Fuentes

Álvarez Mullally, M. (2018), "El drama de vivir al lado de un pozo de fracking en Allen", en *Observatorio Petrolero Sur*.

Álvarez Mullally, Martín (2016), "Un año de victorias en la lucha contra el fracking", en *Observatorio Petrolero Sur*, 26 de diciembre.

Álvarez Mullally, Martín (2015), *Alto Valle Perforado. El petróleo y sus conflictos en las ciudades de la Patagonia Norte*, Buenos Aires, Ediciones del Jinete Insomne/Observatorio Petrolero Sur.

La Mañana Neuquén. (2018) "Desde Rusia llega un gigante mundial del gas", en *La Mañana de Neuquén*, 24 de enero.

La Mañana de Neuquén (2018) "Gazprom se mete en EFO: el gigante ruso del gas está por acordar con YPF", en *La Mañana de Neuquén*, 18 de abril.

Río Negro (2017) "Fernández Oro debe suspender la ordenanza antifracking", en *Río Negro*, 30 de agosto.

Corporativas:

Gazprom International (s/f), "La Compañía".

Gazprom International (2015) "Firma de Memorándum sobre la cooperación entre «Gazprom» e YPF", 24 de abril.

YPF (2015) "YPF y Gazprom avanzan en una asociación para proyectos de gas en la Argentina", 4 de septiembre.



Vega Grande ▶

Río Atuel ▶

Cerro Mollar Norte ▶

Cerro Mollar Oeste ▶

La Brea ▶

Malargüe ▶

Manzano Oeste ▶

▲ La Paloma

▲ Mina Cerro del Alquitrán

◀ Puesto Rojas

▼ Corralera Noreste

▲ Corralera Sur

◀ La Tropicla I

▼ Aguada de Castro Oeste I

▼ Aguada de Castro Oeste II

▶ Santo Domingo I

▼ Mata Mora

phoenix



Phoenix Global Resources plc

Es la resultante de la fusión de Andes Energía plc (firma controlada por empresarios argentinos pero con sede en el Reino Unido) y Petrolera El Trébol S.A. (PETSA). Trefoil Holdings B.V. Group, con sede en Países Bajos, controla el 99.99% de PETSA a través de subsidiarias radicadas en diferentes países: Trefoil Limited (Islas Bermudas), Trefoil GmbH (Austria), Trefoil Switzerland (Suiza), San Enrique Petrolera B.V. (Países Bajos) y Upstream Latino America S.L. (España). Trefoil Holdings B.V. Group, en tanto, es controlado por Upstream Capital y Mercuria EAM, que pertenecen a Mercuria EG, empresa constituida en Chipre, que es propiedad de Mercuria EGH (con sede en Suiza). Mercuria EG participaba del 8% de Andes Energía; a partir de la fusión, controla el 75,38% de las acciones de Phoenix Global Resources plc (PGR), mientras que los accionistas de Andes Energía, el 24,62% restante.

A partir de la fusión de ambas empresas, las subsidiarias del grupo Andes Energía se incorporan a PGR: MSO Andes Energía Argentina S.A. (servicios), Andes Oil S.A., Andes Oil and Gas S.A., Grecoil y Cia. S.A., Patagonia Oil & Gas S.A., Andes Hidrocarburos Investments S.A. Argentina, Kilwer S.A., Ketsal S.A. y CHPPC Andes S.R.L.

-53-

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

Andes Energía fue constituida en el Reino Unido en 2007, a partir de la adquisición, por parte de la firma británica Ragusa Capital, del 50% de Sodem (dueña de un 51% de la Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza -EDEMSA-), el 100% de Integra Oil y el 100% de Andes Oil. Si bien la empresa tenía sede fuera de Argentina, era controlada por los empresarios mendocinos Daniel Vila -propietario del multimedio Grupo América- y José Luis Manzano -que fue diputado nacional por el Partido Justicialista entre 1983 y 1989 y ministro del Interior de la Nación (1989-1992) durante la primera presidencia de Carlos Menem-. En 2017 la empresa suiza Mercuria, a través de su subsidiaria Trefoil Holdings B.V. Group, se fusionó con Andes Energía, mediante un proceso de ampliación de capital, y esta última cambió su nombre por Phoenix Global Resources plc.

No se trata de la fusión de dos empresas con sólidos antecedentes en producción de hidrocarburos. A través de Andes Energía y subsidiarias, el Grupo Vila-Manzano accedió a concesiones de exploración en diferentes provincias -como Mendoza, Chubut y Neuquén-, derechos que en varias ocasiones negoció -vendió o conformó distintas UTE- con empresas con capacidad técnica y financiera para desarrollar las áreas. En artículos periodísticos Andes Energía y sus subsidiarias fueron caracterizadas como

“inmobiliarias” por acceder a activos petroleros a precios subvaluados para luego potenciarlos para la venta o renegociación. Por su parte, Mercuria se encuentra entre las principales empresas globales de comercialización de *commodities* (carbón y petróleo).

¿Cuándo se posiciona en Vaca Muerta? Evolución en número de áreas

Phoenix Global Resources destaca en sus informes a inversores que cubre aproximadamente el 7,5% del total de la formación Vaca Muerta. El *acreaje* -la acumulación de superficie- se presenta como un dato revelador, aunque en realidad su valor es relativo, dado que ese porcentaje puede ser construido a partir de la presencia en áreas que estén alejadas de las de mayor interés geológico o son de difícil acceso por la falta de logística y cuyo desarrollo demanda mayores inversiones. Según PGR su estrategia es controlar y consolidar, luego evaluar y explorar, y finalmente avanzar hacia un desarrollo completo.

A partir de 2007, a través de Kilwer y Ketsal, la empresa se posicionó en Neuquén sobre las áreas Mata Mora y Corralera, en las que varió su porcentaje de participación con el transcurso de los años. En 2017 el Gobierno de la provincia, a través de la empresa GyP, lanzó el Plan Exploratorio Neuquén. En ese marco, Petrolera El Trébol S.A. hizo una oferta por siete áreas, que totalizaban una superficie de 1132 km². La empresa neuquina objetó la propuesta: consideró que no era conveniente una concentración de tal magnitud en una misma zona geográfica a manos de una empresa. También planteó la necesidad de analizar si la oferente estaba en condiciones de realizar las inversiones que demandan las etapas de exploración y eventual explotación. Finalmente le fueron concesionadas las áreas Aguada de Castro Oeste I y II, La Tropilla I y Santo Domingo I, que totalizan una superficie de 360,45 km², menos de un tercio de lo pretendido por la subsidiaria de PGR.

En tanto, Petrolera El Trébol ingresó al negocio de petróleo y gas en 2001 con la adquisición de una participación en las áreas Chañares Herrados y Puesto Pozo Cercado, en la provincia de Mendoza, y en 2006 realizó nuevas adquisiciones, entre ellas, Puesto Rojas. En 2016 PETSA se fusionó con otras dos empresas locales controladas por Mercuria, Glacco Compañía Petrolera -adquirida en 2009- y San Enrique Petrolera S.A., y extendió su presencia a las cuencas Austral y San Jorge. Además de proyectos de explotación y desarrollos de *shale* en la Cuenca Neuquina, en publicaciones de la compañía dirigidas a inversionistas se contempla la exploración de no convencionales en las cuencas del Golfo San Jorge y Cuyo, aunque no se mencionan plazos.

Mendoza

Puesto Rojas – Cerro Mollar: bloque de 190 km² controlado en un 100% por Petrolera El Trébol S.A. desde 2006. A partir de cuatro pozos convencionales existentes perforó hacia la formación Vaca Muerta en 2017, también dirigió otro hacia la formación Agrio (*tight*). Según destaca la empresa en informes a inversores, los resultados positivos obtenidos en el área extienden aproximadamente 145 km hacia el norte la zona de interés sobre Vaca Muerta. El punto que toma de referencia la compañía es el pozo perforado en 2012 por YPF en el bloque Payún Oeste, que era hasta el momento el más septentrional de la Cuenca Neuquina para objetivos no convencionales. El 70% de las inversiones proyectadas por PETSА para esos bloques están dirigidas a nuevas perforaciones hacia las formaciones Vaca Muerta y Agrio. En la segunda mitad de 2018, PETSА planea perforar y terminar su primer pozo horizontal en el área Puesto Rojas.

El Manzano Oeste: la licencia del área para la explotación convencional pertenece en un 100% a Phoenix Global Resources, sin embargo, para formaciones no convencionales la firma conformó una UTE con YPF, donde mantiene una participación del 40%. En 2014 fue perforado el pozo Las Varillas x-1 para evaluar el potencial no convencional de la formación Vaca Muerta.

En la presentación a inversores realizada por PGR en junio de 2018, destaca que la firma también está posicionada sobre Vaca Muerta a través de las áreas La Paloma, Vega Grande, Mina Cerro del Alquitrán y La Brea, que opera Grecoil; Río Atuel, Cerro Mollar Norte y Cerro Mollar Oeste, concesionadas a Petrolera El Trébol; y Malargüe, en la que tiene participación Kilwer S.A.



Neuquén

Mata Mora–Corralera Sur y Corralera Noroeste: en 2007 la empresa Hidrocarburos de Neuquén S.A. (HideneSA), controlada por la provincia, conformó una UTE con Ketsal y Kilwer -subsidiarias de Integra Oil&Gas- para la gestión de las áreas Mata Mora (223,71 km²) y Corralera (336,94 km²). La firma neuquina tenía una participación del 10%, Ketsal del 18% y Kilwer del 72%. Con la creación de Gas y Petróleo de Neuquén, en 2009, las áreas controladas por HideneSA fueron transferidas a GyP. En 2012 YPF ingresó a la UTE, compró el 63 de la participación y se hizo cargo de la operación del área. Ketsal mantuvo el 5,4% y Kilwer el 21,6%, y GyP no registró cambios. En 2013, se verificó la presencia de hidrocarburos en la etapa de explotación; según la información brindada por PGR a sus accionistas, los pozos piloto perforados en ese momento por YPF a la formación Vaca Muerta resultaron ser altamente prospectivos para el desarrollo no convencional. Sin embargo, en 2017 YPF renunció a su participación en ambas áreas y en 2018 Phoenix negoció con la provincia incrementar su participación del 27% -que detentaba a través de Integra Oil&Gas- al 90%. Se comprometió a perforar dos pozos horizontales en Mata Mara en el transcurso de 2018, y un pozo en el bloque Corralera Sur y otro en el bloque Corralera Noroeste en el transcurso de 2019 o 2020.

La Tropilla I: el área tiene una superficie de 48,65 km²; la compañía se comprometió a reprocesar datos sísmicos durante el período 2018-2019, y -sobre la base de los resultados de la interpretación sísmica- eventualmente perforar un pozo exploratorio en 2020. Según informes elaborados por la Provincia, el área tiene alto potencial de hidrocarburos en las formaciones de *shale* Vaca Muerta y Los Molles.

Aguada de Castro Oeste I y II y Santo Domingo I: los bloques Aguada de Castro Oeste I y II suman una superficie de 199,9 km², mientras que Santo Domingo I, 111,9 km². La compañía se propone realizar actividades geoquímicas y sísmicas y perforar un pozo exploratorio en Aguada de Castro Oeste I entre 2019 y 2020. Antes de la división del área Aguada de Castro, informes elaborados por la Provincia le adjudicaban a esta potencial en hidrocarburos no convencionales en la formación de arenas compactas Mulichinco y en la de lutitas Vaca Muerta.

¿Cambió de actitud ante el nuevo Gobierno?

PGR se conformó en 2017, cuando ya se había consumado la llegada de la Alianza Cambiemos al Gobierno nacional, sin embargo, en una presentación a sus accionistas, destaca que Argentina es uno de los mercados emergentes más atractivos, dado que el clima político ha mejorado en el país y el nuevo Gobierno se enfoca en crear un ambiente regulatorio de apoyo para alentar el crecimiento de la industria no convencional de petróleo y gas.

¿Cambió el destino de las inversiones?

Por tratarse de una empresa de reciente formación no es posible registrar cambios, aunque la fusión misma de Andes Energía y Mercuria marca el interés por posicionarse sobre la Cuenca Neuquina y, particularmente, sobre su potencial no convencional.

Conflictividad social

Si bien en Mendoza YPF perforó un pozo hacia la formación Vaca Muerta en el área Manzano Amargo Oeste, en 2012, los ensayos realizados por Petrolera El Trébol en el área Puesto Rojas y la aprobación de un marco regulatorio ambiental para la aplicación masiva del *fracking* en la provincia dieron lugar a un fuerte proceso de movilización popular de rechazo a esta técnica. La lucha de la población mendocina en defensa del agua pura es de larga data y encuentra un antecedente cercano en la organización de asambleas socioambientales y movilizaciones contra la megaminería metalífera en ese territorio.



Fuentes

- ámbito.com (2015), "Negocio millonario detrás de las áreas petroleras sin producción", 3 de marzo.
- Asamblea Popular por el Agua del Gran Mendoza (2018), La opinión pública rechaza el fracking en Mendoza, en *Observatorio Petrolero Sur*, 7 de junio.
- El Cronista (2017), "Andes Energía se fusionó con Mercuria e invertirán u\$s 160 millones en Vaca Muerta", 25 de julio.
- Energía 360 (2014) "Andes Energía comenzó exploración en el pozo Las Varillas x-1 de Vaca Muerta", 6 de enero.
- Gaceta (2014) "Mendoza: Petroleras de Vila y Manzano, afuera de la licitación de áreas", 26 de junio.
- Icardi, P. (2017), "Andes negocia con un socio suizo por áreas petroleras en Mendoza", en MDZ, 3 de julio.
- La Mañana Neuquén (2012) "Más hallazgos de crudo y gas en Vaca Muerta", 29 de febrero.
- La Nación (2006) "Reactivan un importante pozo petrolero en Mendoza", 29 de agosto.
- Observatorio Petrolero Sur (2018), "¿Por qué Mendoza se moviliza contra el fracking?", 2 de mayo.
- Observatorio Petrolero Sur (2017), "Mendoza se acerca a Vaca Muerta y las fracturas quedan a la vista", 25 de agosto.
- Ortega Cerdá, M., Vargas, M. y Chantry, O. (2013), "Siglo XXI. La emergencia de los invisibles titanes de las materias primas", en *Ecología Política* N° 45.
- Proactiveinvestors (2018), "Phoenix Global Resources in prime spot as Argentina starts to realise shale potential", 11 de mayo.
- Revista Petroquímica (2018) "Phoenix elevó a 90% su participación en las áreas Mata Mora y Corralera en Vaca Muerta", 3 de mayo.

Información pública

- Contaduría General de la Provincia (2009), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2009, Tomo II-2*, Ministerio de Hacienda y Obras Públicas, Gobierno de la Provincia del Neuquén.
- Contaduría General de la Provincia (2010), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2010, Tomo II*, Empresas del Estado, Ministerio de Hacienda, Obras y Servicios Públicos, Gobierno de la Provincia del Neuquén.
- Contaduría General de la Provincia (2012), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2012, Tomo II-3*, Gobierno de la Provincia del Neuquén.
- Contaduría General de la Provincia (2013), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2013, Tomo II-2*, Ministerio de Economía y Obras Públicas, Gobierno de la Provincia del Neuquén.
- Contaduría General de la Provincia (2017), *Cuenta General de Inversión. Ejercicio 2017. Tomo II-2*, Ministerio de Economía e Infraestructura, Gobierno de la Provincia del Neuquén.
- Gas y Petróleo del Neuquén (2018) "Plan Exploratorio Neuquén, Comunicado de Prensa", en *Revista Petroquímica*, 23 de febrero.
- Gobierno de la Provincia del Neuquén (2018) "Avanza la licitación para exploración de áreas hidrocarbúferas", en *Neuquén Informa*, 27 de abril.
- Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos (2016), *Potencial Exploratorio de Áreas Provinciales -Fichas Técnicas-*, Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales, Gobierno de la Provincia del Neuquén.

United States District Court Southern District of New York (2018) "*Jeffrey W. Miller, plaintiff -v- Mercuria Energy Trading, Inc., Mercuria Energy Asset Management, BV, Mercuria Capital Partners Ltd., Mercuria US Asset Holdings, LLC, Upstream Latinoamerica, SL, and Phoenix Global Resources plc (f/k/a Andes Energia plc), defendants*". Case 1:17-cv-08859-JSR Doc #: 42 Filed 03/05/18.

Corporativas

Phoenix Global Resources plc (2018), *The unconventional opportunity in Argentina. Company presentation*, junio.

Phoenix Global Resources plc (2018), "Se aumentó al 90% la participación en Mata Mora y Corralera, y se logró la adjudicación de cuatro nuevos bloques en la Provincia del Neuquén", en Comisión Nacional de Valores, 30 de abril.

Phoenix Global Resources plc (2018), "Normativa relativa al Petróleo y Gas No Convencional en la Provincia de Mendoza", en *Comisión Nacional de Valores*, 12 de marzo.

Phoenix Global Resources plc (2017), *AIM Admission Document Intro*.

Phoenix Global Resources (2017), *The unconventional opportunity in Argentina Annual Report and Accounts 2017*.



www.ejes.org.ar

www.oilwatchesudamerica.org

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

 observatorio
petrolero **sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

**OILWATCH**
LATINO AMÉRICA