

MBA 2019

**Análisis de los factores condicionantes para el desarrollo del
shale gas de Vaca Muerta**

Alumno: Ruth M. Totorica

Tutor: Dr. Carlos A. Loisi

Buenos Aires, 2 de abril de 2021

AGRADECIMIENTOS

A Nora, Fede, Robert, Susi, Pedro y Gise.

RESUMEN EJECUTIVO

Vaca Muerta, la formación geológica que dio origen a la mayor parte de los hidrocarburos explotados desde hace más de 80 años en la Cuenca Neuquina, constituye en sí misma un reservorio de petróleo y gas no convencional de gran importancia a nivel mundial.

El método de explotación, perfeccionado en las últimas décadas en Estados Unidos, se basa en la perforación de pozos horizontales y en la realización de sucesivas fracturas en la roca para aumentar su permeabilidad.

El éxito del desarrollo de proyectos similares en otras partes del mundo, particularmente en Estados Unidos, se respaldó no sólo en avances tecnológicos que optimizaron la técnica sino también en la necesidad de abastecer una demanda creciente de energía y asegurar su suministro de manera autónoma. Además de condiciones propicias de mercado, cumplió un rol crítico la elaboración de un plan estratégico de largo plazo.

Desde 2010, cuando Argentina dio los primeros pasos en la exploración de este recurso, la evolución de la producción de Vaca Muerta presentó aumentos exponenciales llegando a soportar actualmente más del 20% de la oferta interna de hidrocarburos del país. El gran impacto que esto tuvo en la balanza comercial energética implicó una paulatina reducción del déficit ocasionado por la importación de energía a alto costo y la posibilidad de volver a exportar gas.

El recorrido de la curva de aprendizaje, que aún hoy las compañías se encuentran transitando, ha demostrado una evolución positiva en la productividad de los pozos. Estos resultados, sumados a estudios que posicionan las reservas de gas natural y petróleo en los primeros puestos a nivel global, indican la existencia de un potencial similar a los proyectos más prósperos de Norteamérica.

Si bien las condiciones geológicas y la disponibilidad de equipamiento y recursos humanos calificados parecen estar aseguradas, existen otros factores con incertidumbre que podrían condicionar el desarrollo futuro de los proyectos de gas de Vaca Muerta. Estos se encuentran ligados a la economicidad de los desarrollos y a la confiabilidad de las inversiones de largo plazo. Los principales desafíos relevados en este trabajo son el costo de los pozos, los precios de venta del gas natural, ligados a un complejo marco regulatorio vigente, y la disponibilidad de la infraestructura y logística necesaria para no detener el crecimiento.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
MARCO TEORICO.....	11
CAPITULO 1: SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES	11
Definición de sistema no convencional	11
Clasificación de los hidrocarburos.....	11
Técnica de explotación.....	12
Evolución de la técnica de explotación	14
Inicios los desarrollos no convencionales	15
CAPITULO 2: SHALE GAS	16
Importancia del gas natural	16
Unidades de medición del gas	16
Desarrollo en Estados Unidos.....	17
Motivación del desarrollo e impacto	18
MARCO EMPÍRICO	22
CAPITULO 3: VACA MUERTA	22
Ubicación y características.....	22
Historia de su desarrollo.....	25
Evolución de la actividad de perforación	26
Empresas involucradas y principales proyectos.....	28
Producción de hidrocarburos	29
Impacto en el balance energético argentino.....	30
Recursos y potencial.....	33
CAPÍTULO 4: FACTORES CONDICIONANTES	36
Economicidad y principales desafíos	36
Diseño y productividad de los pozos	38

Curva de aprendizaje y costos	41
Marco regulatorio y precios	45
Infraestructura	51
CONCLUSIONES.....	55
REFERENCIAS.....	57

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de los precios del gas natural a nivel mundial.	18
Gráfico 2. Consumo primario de energía en Estados Unidos, por fuente.	19
Gráfico 3. Consumo, producción e importaciones netas de gas natural en Estados Unidos.	20
Gráfico 4. Producción de gas natural en Estados Unidos, 2000 vs 2019.	21
Gráfico 5. Evolución de reservas probadas de gas natural de los países con mayor volumen.	21
Gráfico 6. Pozos perforados a Vaca Muerta por año y acumulados.	26
Gráfico 7. Pozos perforados a Vaca Muerta vs. Precios.	27
Gráfico 8. Empresas operadoras en Vaca Muerta.	28
Gráfico 9. Concesiones principales de Vaca Muerta.	29
Gráfico 10. Producción de gas y petróleo de Vaca Muerta.	30
Gráfico 11. Evolución de la oferta interna de energía primaria en Argentina. ...	31
Gráfico 12. Evolución de la balanza comercial energética argentina.	32
Gráfico 13. Recursos técnicamente recuperables de shale gas.	34
Gráfico 14. Cantidad de pozos verticales y horizontales a Vaca Muerta.	38
Gráfico 15. Evolución de la geometría de pozos horizontales a Vaca Muerta. ...	39
Gráfico 16. Evolución de la productividad de los pozos a Vaca Muerta.	40
Gráfico 17. Evolución de la productividad de los pozos de Eagle Ford.	41
Gráfico 18. Días de perforación pozos verticales Vaca Muerta.	42
Gráfico 19. Días de perforación pozos horizontales Vaca Muerta.	42
Gráfico 20. Días de perforación pozos horizontales en cuencas de referencia.	43
Gráfico 21. Costo de pozos horizontales en Eagle Ford.	44
Gráfico 22. Evolución del consumo promedio de gas natural en Argentina.	46
Gráfico 23. Proyección de precios del gas en Argentina, a noviembre 2019. ...	50
Gráfico 24. Precios de breakeven para shale plays de Estados Unidos.	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Perforación horizontal en yacimientos no convencionales.	13
Figura 2. Cuencas sedimentarias y formaciones shale de Argentina.....	22
Figura 3. Mapa distribución de fluidos de la Formación Vaca Muerta.....	24
Figura 4. Categorización de los volúmenes de hidrocarburo	33
Figura 5. Proyecto Gasoducto Vaca Muerta.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo de pozos horizontales en Vaca Muerta, a diciembre 2019.....	45
Tabla 2. Caudales y precios Plan Gas 4 (Anexo Resolución 391/2020).	49

INTRODUCCIÓN

Argentina cuenta con una matriz energética ejemplar a nivel mundial con gran sustento en el gas natural desde el desarrollo convencional del yacimiento Loma La Lata en 1977. Esto constituyó una ventaja competitiva hasta finales de 2010, cuando la declinación de los yacimientos, debido a la falta de inversiones en el sector y al agotamiento progresivo del recurso, derivó en la necesidad de importar energía y ocasionó un déficit en la balanza comercial energética. Con la explotación de Vaca Muerta se logró revertir esta tendencia y reducir el déficit a valores cercanos a cero hacia 2019.

Vaca Muerta combina una serie de características de subsuelo y de superficie que la convierten un *play* (conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, controlados por los mismos rasgos geológicos generales) de gran relevancia internacional. Sus reservas de gas ocupan el segundo lugar en el *ranking* mundial de reservorios no convencionales. Situada principalmente en la Provincia de Neuquén, las condiciones geográficas, topográficas y demográficas y la disponibilidad de agua en grandes volúmenes resultaron favorables para iniciar su desarrollo hace ya una década. Sin embargo, existen factores condicionantes que podrían poner en juego la explotación futura del recurso e interferir con el desarrollo de su máximo potencial.

El objetivo general de este trabajo es definir y caracterizar los factores condicionantes en el desarrollo del gas de Vaca Muerta. El objetivo específico es estudiar sus reservas de gas natural, la evolución de su producción, los costos de perforación, el marco regulatorio asociado a los precios de venta y la actualidad de la infraestructura de transporte, sintetizando los principales desafíos que enfrentará la explotación futura del recurso y tomando como referencia el caso de éxito americano.

El alcance del estudio se limitará al gas por constituir la principal fuente primaria de energía de Argentina y, además, por ser el combustible fósil menos contaminante y con mejores perspectivas en el mediano plazo. El gas natural

es considerado una solución “puente” en el camino hacia la transición energética a fuentes renovables ya que produce volúmenes sustancialmente menores de emisiones de CO₂ que los combustibles sólidos y líquidos.

La metodología aplicada es la investigación bibliográfica y el análisis de datos secundarios. Las fuentes de información consultadas son exclusivamente de carácter público.

MARCO TEORICO

CAPITULO 1: SISTEMAS PETROLEROS NO CONVENCIONALES

Definición de sistema no convencional

Un sistema petrolero convencional cuenta con cuatro elementos fundamentales:

- una roca madre, en donde se genera el hidrocarburo (ya sea gas o petróleo);
- una roca reservorio, hacia donde migra y se almacena;
- una roca sello, que lo retiene e impide que continúe migrando;
- y el peso de la columna de roca, que ejerce presión sobre el sistema.

La estructura geológica conformada por la roca reservorio y la roca sello se denomina trampa. Allí el petróleo y/o el gas son alojados y contenidos, evitando que continúen su migración.

Se denominan sistemas no convencionales a todas aquellas acumulaciones de hidrocarburo que difieren de las trampas tradicionales por no contar con alguno de los elementos que las caracterizan o por presentar propiedades físicas particulares. Por ejemplo, cuando una única roca cumple la función de generadora, reservorio y sello. Este tipo de yacimientos son estudiados y explotados con técnicas ya utilizadas en los sistemas convencionales, pero adaptándolas a sus características geológicas especiales, entre las que se destaca su significativamente baja permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que un material tiene de permitirle a un fluido atravesarlo sin alterar su composición. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de sí mismo una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado. Una baja permeabilidad hace que el movimiento de fluidos (líquidos y gases) sea lento y dificultoso.

Clasificación de los hidrocarburos

La composición química de los hidrocarburos que se encuentran en reservorios no convencionales es idéntica a aquella proveniente de reservorios convencionales. Puede tratarse de gas o de petróleo, dependiendo de la madurez de la roca madre que le dio origen. Rocas sometidas a mayores

presiones y temperaturas (encontradas a altas profundidades) dan lugar a los hidrocarburos de menor peso molecular como el gas seco, que consta de un 90% o más de metano. Dependiendo de la ventana de presión y temperatura a la que fue expuesta la roca generadora, puede producirse también gas húmedo (que da origen a recuperación de petróleo liviano por condensación) o inclusive petróleo de densidades variables. En líneas generales el hidrocarburo se extrae en combinación con porcentajes variables de agua.

Según el reservorio que los aloja, los hidrocarburos presentes en los sistemas no convencionales pueden recibir diferentes denominaciones. El *tight gas* o *tight oil* es aquel que proviene de areniscas compactas, mientras que el *shale gas* o *shale oil*, se encuentra en rocas generadoras de aún menor permeabilidad, conformadas por sedimentos de grano muy fino con cantidades variables de carbonatos, cuarzo y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica. Las permeabilidades de estas rocas, conocidas como *shale*, suelen ubicarse entre el 0.1% y el 0.001% de la permeabilidad mínima encontrada en reservorios convencionales.

Técnica de explotación

Algunas rocas madre *shale* poseen una proporción de los hidrocarburos que generaron alojados dentro de su matriz micro porosa, imposibilitados de migrar debido a su escasa permeabilidad y constituyendo así un reservorio no convencional. Por este motivo, se le deben proveer medios especiales para que el hidrocarburo fluya a superficie.

Para la explotación y desarrollo de los reservorios no convencionales suelen combinarse dos técnicas ya utilizadas con anterioridad en los yacimientos convencionales: la perforación horizontal y la fracturación hidráulica.

La perforación horizontal consiste en, una vez alcanzada la profundidad de la formación a explotar, dirigir el pozo de forma total o medianamente paralela a la superficie con el objetivo de contactar la mayor longitud posible, como se ilustra en la Figura 1. Las ramas laterales de los pozos horizontales pueden superar los 3000 m y siguen una trayectoria preestablecida en base a los atributos geológicos esperados. Las herramientas disponibles en la actualidad permiten desarrollar una perforación dirigida con alta precisión gracias al monitoreo

continuo de la trayectoria real del pozo y de diferentes propiedades de la roca para corregir desvíos o ajustar los planes de manera conveniente.

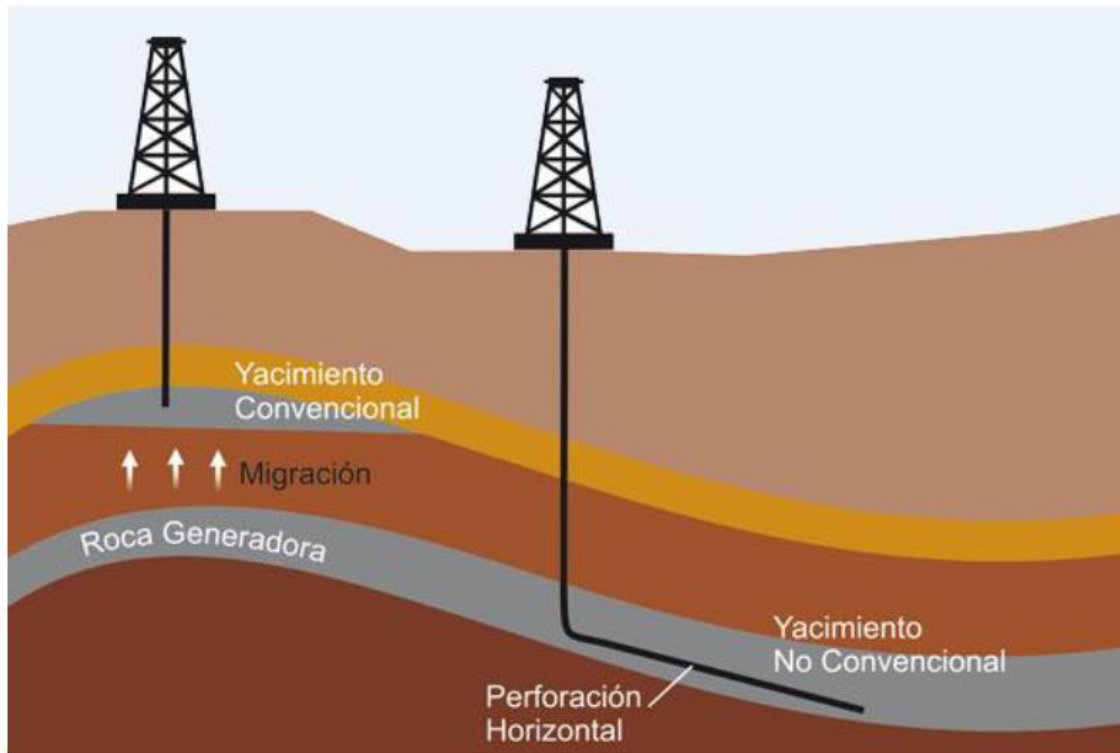


Figura 1. Perforación horizontal en yacimientos no convencionales.

Fuente: *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*, IAPG 2015.

La fracturación hidráulica o *fracking* consiste en la apertura de fisuras inducidas en la formación a través de la inyección a alta presión de un fluido a base agua y su posterior apuntalamiento con arenas sintéticas de gran porosidad y permeabilidad. Estas arenas se denominan agentes de sostén y su función es impedir que las fisuras inducidas vuelvan a cerrarse debido a las tensiones presentes en el subsuelo. Las fracturas se desarrollan en planos verticales perpendiculares la sección horizontal del pozo. Con esta técnica se consigue ampliar la superficie de contacto con el reservorio, aumentando el volumen a drenar y favoreciendo el flujo del hidrocarburo hacia el pozo y de allí a la superficie.

Evolución de la técnica de explotación

La perforación direccional tuvo sus inicios a partir de 1950, cuando se implementaron herramientas mecánicas simples para redirigir el curso de los pozos hasta entonces verticales. A fines de los años 60, la tecnología de perforación dio un paso decisivo al incorporar motores de fondo, que permiten un mayor control de la trayectoria del pozo. La evolución de este recurso sumada al desarrollo de novedosos instrumentos de medición permitió difundir ampliamente la perforación direccional a partir de la década del 80. Sin embargo, la técnica continuó siendo significativamente más costosa que la perforación vertical tradicional debido en gran parte a los tiempos muertos en los que debía incurrir el equipo perforador para recuperar la información en superficie y realizar ajustes para corregir desvíos. Con el desarrollo de herramientas de telemetría que transmiten en tiempo real la información desde el fondo del pozo hasta la superficie, se logró mejorar ese aspecto recién a comienzos de los 90. Desde entonces la tecnología continúa evolucionando y permitiendo sortear dificultades como la perforación debajo de edificaciones o campos cultivados, la necesidad de realizar un baipás de un tramo de un pozo inutilizado por un problema mecánico y la perforación marítima de varios pozos desde una única plataforma o incluso desde tierra firme¹. En particular en las últimas dos décadas fue de gran importancia en la explotación de las formaciones no convencionales probando una mejora significativa en la productividad de los pozos y haciéndolos económicamente viables, gracias a que contactan una proporción mayor de la formación que los verticales.

Por otro lado, el *fracking* se desarrolló a fines de los años 40 en Estados Unidos para mejorar la permeabilidad reservorios convencionales y fue aceptado comercialmente a partir de 1950, cuando comenzó a aplicarse regularmente en Argentina. Mientras que los reservorios convencionales pueden necesitar o no esta técnica para producir volúmenes atractivos de hidrocarburos, los reservorios no convencionales lo requieren indefectiblemente y a escalas mayores. La cantidad de fracturas por pozo y el volumen de agua inyectado para lograr la correcta estimulación de la roca son de órdenes mayores, teniendo alto impacto en la inversión inicial requerida. La necesidad

de estos altos volúmenes de agua, que representan más del 95% de los fluidos inyectados al realizar estimulaciones hidráulicas, y el sometimiento del subsuelo a altas presiones dieron origen a algunas controversias medioambientales a lo largo de la historia². Sin embargo, la industria del petróleo ha demostrado confiabilidad y minimización del riesgo medioambiental si la técnica es implementada bajo estándares de calidad y buenas prácticas.

Inicios los desarrollos no convencionales

Desde principios del siglo XIX, cuando se realizaron los primeros pozos de petróleo y gas natural similares a los actuales, la exploración dirigió sus esfuerzos a localizar trampas cercanas a rocas generadoras en donde pudiera haberse dado una acumulación de hidrocarburos económicamente explotable. Sin embargo, suele suceder que una alta proporción de los hidrocarburos producidos jamás migre y quede contenida en la roca que los generó, la roca madre. Estas acumulaciones no se encuentran restringidas geográficamente a una trampa, sino que constituyen acumulaciones continuas de mayor extensión. A pesar de que esto siempre se supo, hasta hace algunas décadas la tecnología existente y algunas condiciones de contexto no eran favorables para extraerlos en forma económica y sostenida. A partir de 1995 la combinación entre perforación horizontal y *fracking* alcanzó un nivel de desarrollo suficiente para que la explotación no convencional comience a resultar eficiente y rentable.

Por otro lado, hacia el año 2000, las perspectivas de encontrar nuevas cuencas productivas de volúmenes significativos siguiendo el paradigma del sistema petrolero convencional comenzaron a agotarse globalmente y la atención de la industria del *oil & gas* se redireccionó hacia los *plays* no convencionales. Los ejemplos más interesantes a nivel mundial de la explotación de recursos no convencionales, principalmente de *shale gas*, se encuentran en Estados Unidos. Este país fue pionero en la investigación y en el diseño de estrategias exitosas para su desarrollo y merece tomarse como referencia.

CAPITULO 2: SHALE GAS

Importancia del gas natural

Como se indicó previamente, la composición del denominado *shale gas* es idéntica a la del gas natural extraído de reservorios convencionales. Se trata de un hidrocarburo formado principalmente por metano en una concentración mayor al 90%. También puede contener una proporción variable de nitrógeno, etano, dióxido de carbono, agua y algunos hidrocarburos más pesados.

La ventaja clave del uso de gas natural como fuente de energía es la eficiencia y limpieza de su combustión. Los subproductos principales son dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, es decir los mismos gases que emitimos con nuestra respiración. Por otro lado, sus emisiones de CO₂, causantes del efecto invernadero, son entre un 40 y 50% menores a las del carbón y entre un 25 y 30% menores a las de combustibles líquidos derivados del petróleo crudo, para una misma cantidad de energía generada. Los hidrocarburos líquidos y sólidos además emiten altas proporciones de contaminantes perjudiciales para la salud y partículas de ceniza. Por estas razones el gas natural es considerado la solución “puente” en el camino hacia la transición energética a fuentes de energía renovables que, si bien se encuentra delineado, demandará tiempo, aprendizaje y altos niveles de inversión en infraestructura con las que actualmente no se cuenta. Adicionalmente, podría trascender la transición y afianzarse como complemento de las dos fuentes renovables de mayor desarrollo, solar y eólica, cuya alternancia e imprevisibilidad demandan por ahora una fuente suplementaria para satisfacer en todo momento la demanda.

Unidades de medición del gas

El gas natural puede medirse en base al volumen que ocupa o en función de la energía que genera. En el primer caso, las unidades en las que usualmente se mide es en metros cúbicos (m³) o pies cúbicos (cf, por sus siglas en inglés).

Las compañías petroleras normalmente expresan sus reservas de gas natural en miles de millones de pies cúbicos (Bcf, por sus siglas en inglés) o millones de millones (Tcf).

Por otro lado, al igual que otras fuentes de energía, puede ser computado en función a la cantidad de British Thermal Units (BTU) que entrega. Un BTU es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit, a presión normal. Un pie cúbico de gas natural equivale a 1000 BTUs en las condiciones en las que se entrega al consumidor.

Otra alternativa, particularmente útil para combinar o comparar producción de hidrocarburos de distintos tipos, es la unidad Barrel of Oil Equivalent (BOE).

Ésta es en la energía aproximada que libera la combustión de un barril de petróleo crudo (158.9873 litros) y equivale a 5.8 millones de BTUs o 5800 pies cúbicos de gas natural.

Desarrollo en Estados Unidos

Estados Unidos había comenzado a producir pequeñas cantidades de *shale gas* desde los inicios de la explotación tradicional. Sin embargo, el desarrollo comercial a gran escala comenzó a fines de los 90 en Barnett Shale, una formación situada al norte de Texas, impulsado por la compañía Mitchell Energy and Development Corporation.

Luego de casi dos décadas de experimentar con métodos alternativos para potenciar la técnica de fractura ya existente, Mitchell Energy encontró una forma económicamente viable de extraer el gas natural atrapado en la roca combinando la estimulación hidráulica con la perforación horizontal. Cuando el éxito comercial en Barnett Shale se volvió evidente, otras compañías comenzaron a perforar pozos en esta formación, que se encuentra a 2400 m de profundidad y ocupa una extensión de 13000 km². Hacia el 2005 Barnett Shale producía 0.5 Tcf por año, que equivalen a casi 39 millones de m³/d en promedio, representando el 2.8% de la producción total de gas natural de Estados Unidos.

La técnica se extrapoló en primer lugar a la formación Fayetteville Shale, al norte Arkansas, con buenos resultados y luego se extendió al resto de las formaciones *shale* presentes en la mayoría de los 48 estados continentales que hasta ese momento habían sido pasadas por alto debido a la imposibilidad de explotarlos de manera económica. Entre las más importantes se encuentran Permian, Eagle Ford y Haynesville, en Texas y parte de Louisiana, Woodford

en Oklahoma y las formaciones Marcellus y Utica en la región de los Apalaches, principalmente en Pennsylvania y Ohio³.

Motivación del desarrollo e impacto

Los avances tecnológicos en la perforación y terminación de pozos no fueron por sí solos el único motivo que permitió el desarrollo comercial del *shale gas* en Estados Unidos. La producción de este recurso se tornó económicamente viable gracias a la convergencia de otro factor clave: un significativo incremento de los precios del gas natural como resultado de incrementos en las tensiones entre oferta y demanda. En el Gráfico 1 puede observarse la evolución del precio del gas natural en los principales mercados internacionales y sus significativos aumentos a partir del año 2000.

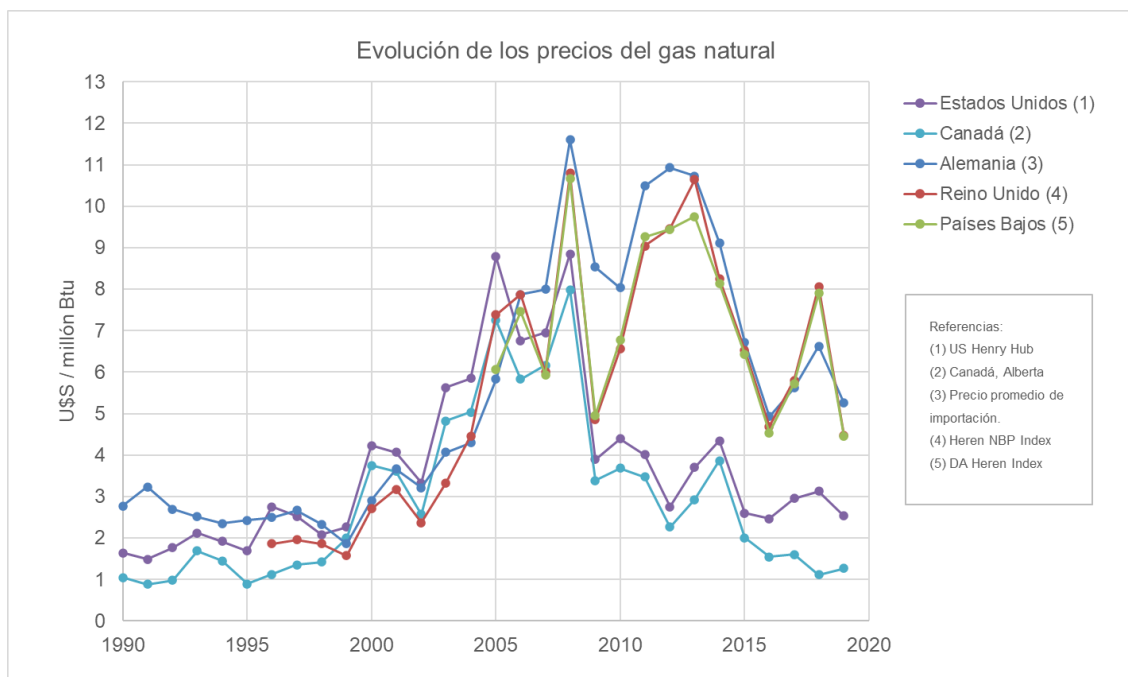


Gráfico 1. Evolución de los precios del gas natural a nivel mundial.

Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, June 2020.

Por otro lado, entre 1985 y 2000, Estados Unidos enfrentaba una creciente dependencia de fuentes extranjeras de energía debido a un fuerte incremento en la demanda que no alcanzaba a ser cubierto por la oferta interna. Esta situación conducía a al menos dos problemas: amenazas en el aseguramiento del suministro, dada la inestabilidad política de los principales países

proveedores de petróleo y gas del Medio Oriente, y un flujo multimillonario de capital hacia el exterior, atentando contra la inversión doméstica³. Puede decirse que el desarrollo del *shale gas* formó parte de un plan estratégico de largo plazo con el objetivo de desarrollar recursos propios e incrementar la independencia energética.

El gas natural es utilizado en distintos sectores de la economía americana, cobrando gran relevancia como fuente de energía de la industria, el comercio y la generación eléctrica y teniendo una vital importancia en la calefacción residencial. Hacia el año 2000 representaba el 24% del consumo primario de energía, mientras que en la actualidad representa el 32% de la matriz energética primaria del país, desplazando al carbón y alcanzando valores cercanos al petróleo crudo, como puede observarse en el Gráfico 2.

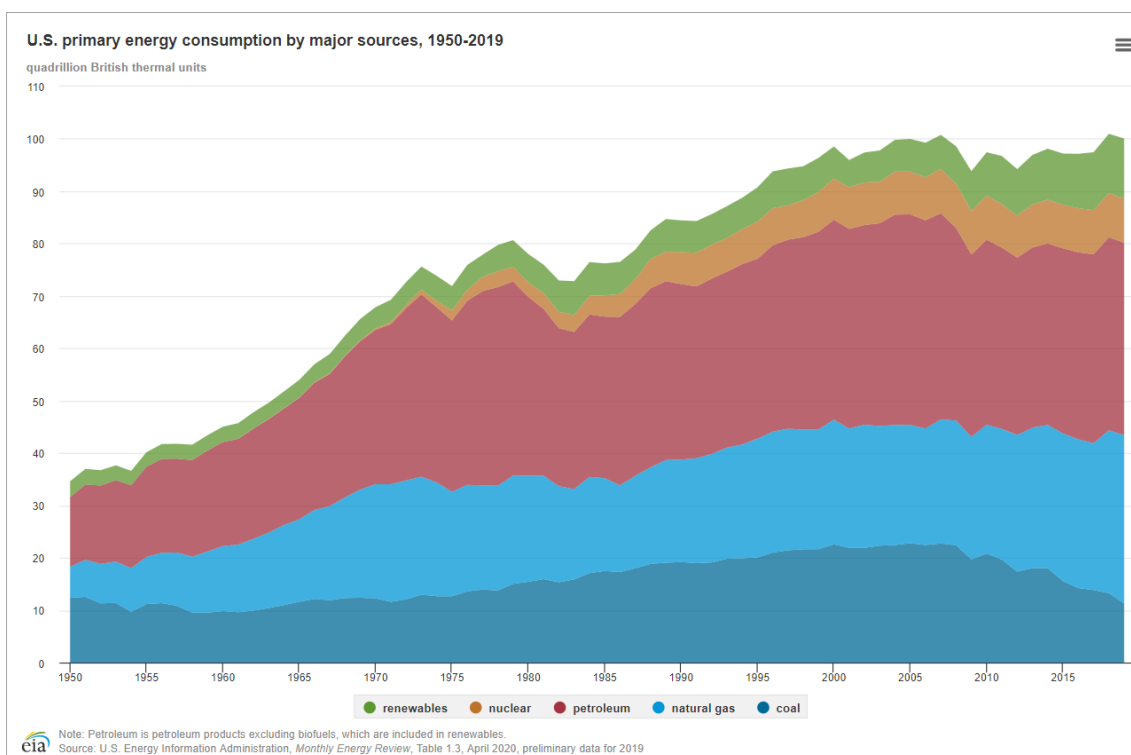


Gráfico 2. Consumo primario de energía en Estados Unidos, por fuente.

Fuente: <https://www.eia.gov/energyexplained/us-energy-facts/>

Las importaciones netas de esta fuente fósil en Estados Unidos alcanzaron su pico en 2007, abasteciendo el 16% del consumo interno. Desde ese momento, y gracias al incremento de la producción no convencional de los campos

mencionados en el apartado anterior, la importación neta de gas natural comenzó a descender gradualmente hasta el día de hoy, volviéndose menor a cero en 2017 cuando comenzó su exportación, como se ilustra en el Gráfico 3.

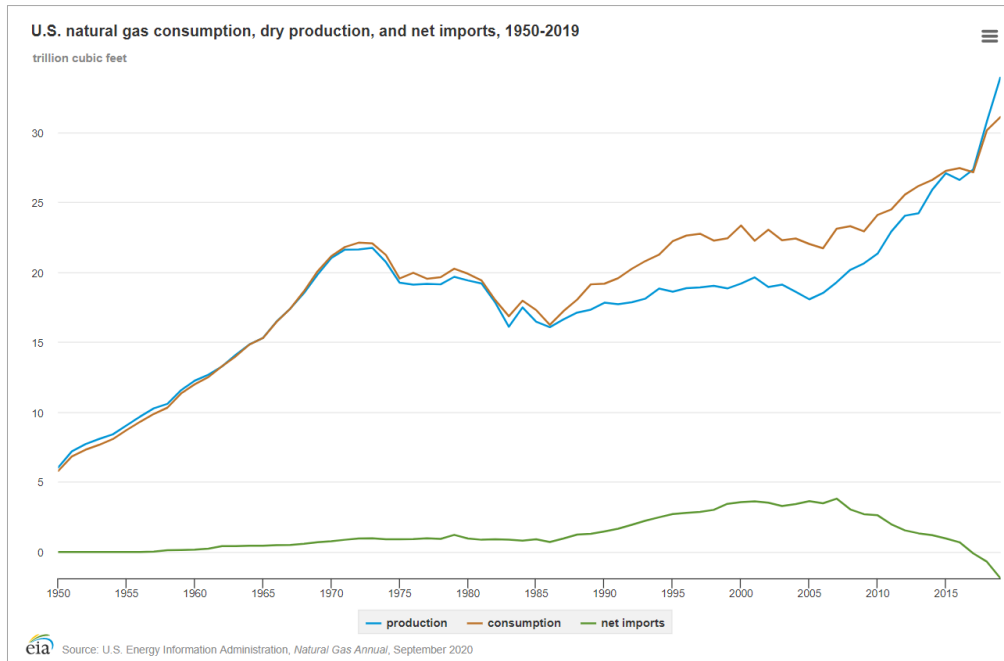


Gráfico 3. Consumo, producción e importaciones netas de gas natural en Estados Unidos.
Fuente: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>

Entre el 2000 y el 2019, las fuentes no convencionales de gas natural, *shale* y *tight*, pasaron de representar el 38% del total de gas natural producido en Estados Unidos al 84%, como puede observarse en el Gráfico 4.

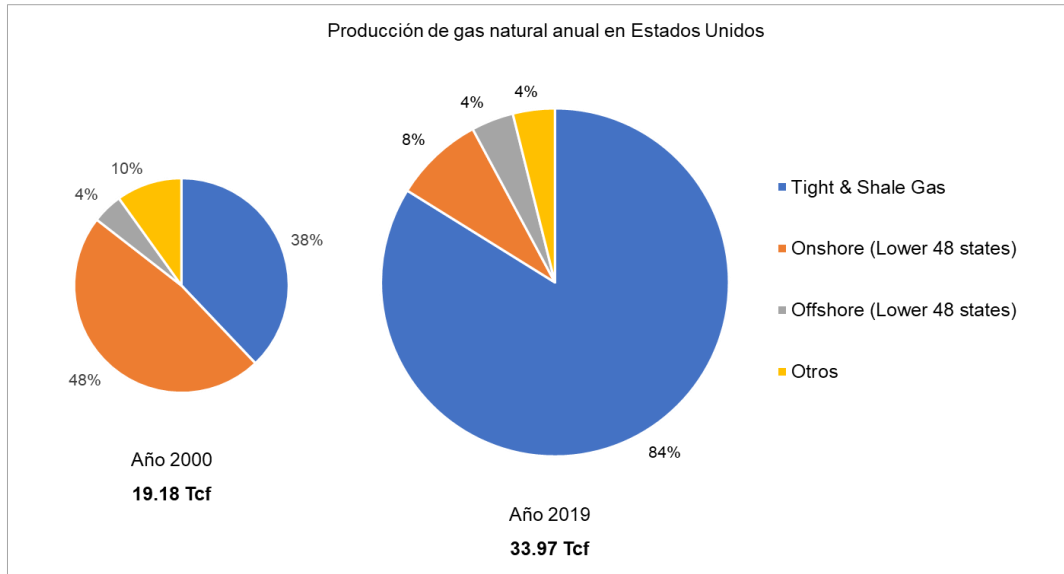


Gráfico 4. Producción de gas natural en Estados Unidos, 2000 vs 2019.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en

<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>

Finalmente, el desarrollo de gas no convencional le permitió a Estados Unidos triplicar sus reservas de gas natural en los últimos 20 años y posicionarse como el quinto país en términos de volumen de este recurso, desplazando a Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Venezuela en el ranking global. Esto se evidencia en el Gráfico 5.

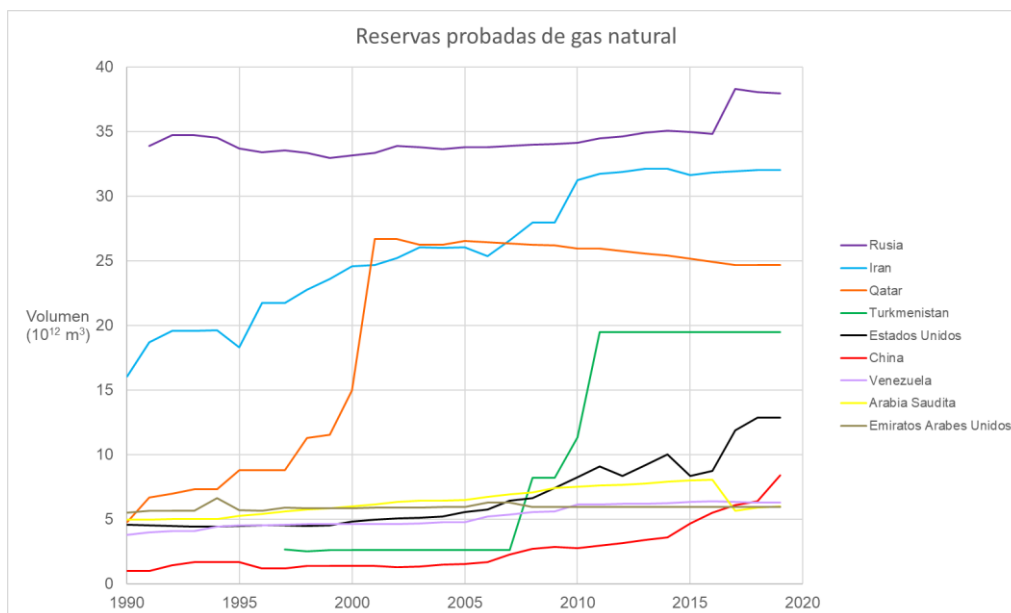


Gráfico 5. Evolución de reservas probadas de gas natural de los países con mayor volumen.

Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy June 2020.

MARCO EMPÍRICO

CAPITULO 3: VACA MUERTA

Ubicación y características

Vaca Muerta es una formación geológica que forma parte de la Cuenca Neuquina, una de las cinco cuencas sedimentarias productoras de hidrocarburos del territorio argentino. Las mismas se encuentran resaltadas en color rojo en la Figura 2. La Cuenca Neuquina, como su nombre lo indica, abarca gran parte del territorio de la Provincia de Neuquén y una parte menor del de las provincias de Mendoza, La Pampa y Río Negro.

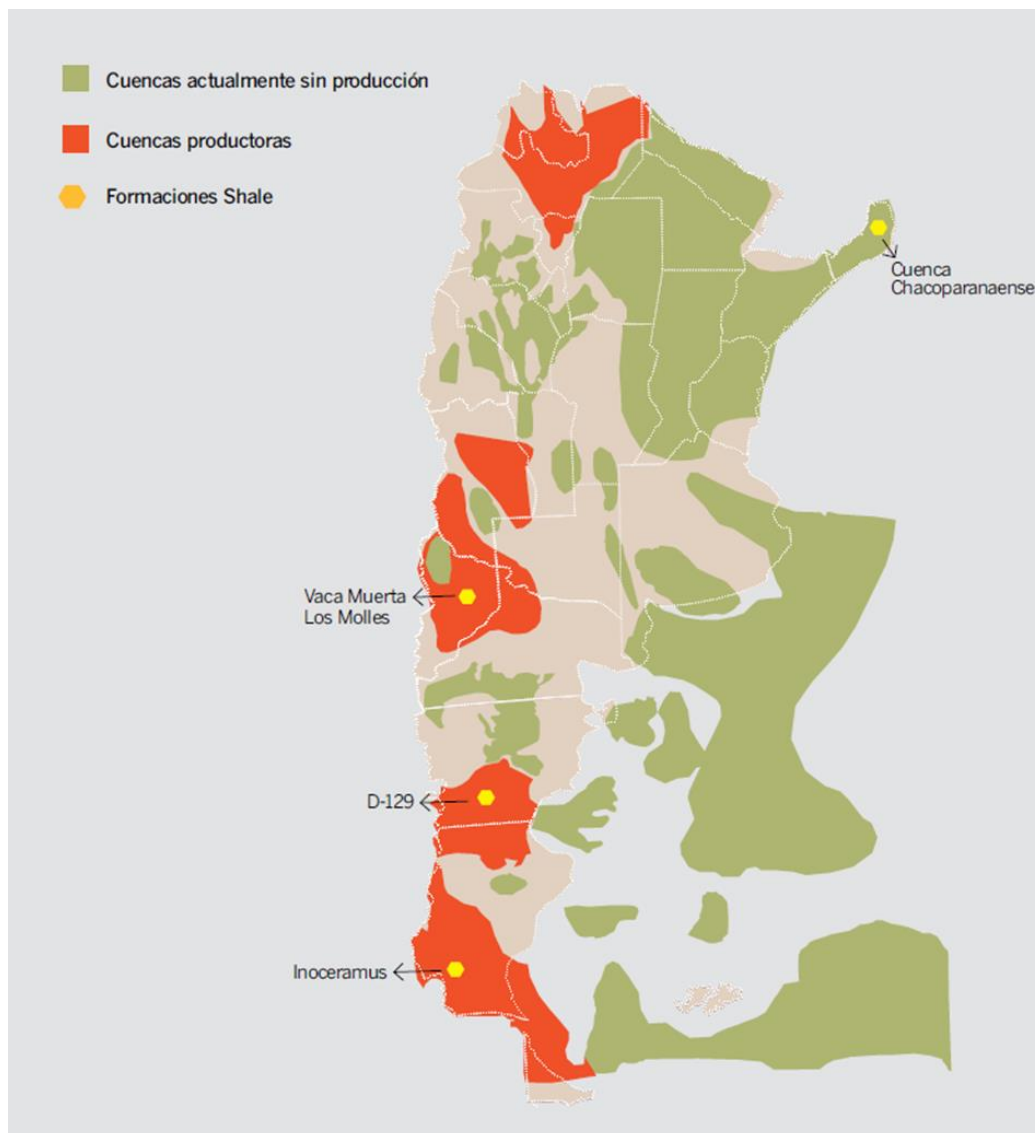


Figura 2. Cuencas sedimentarias y formaciones shale de Argentina.

Fuente: *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*, IAPG 2015.

La formación Vaca Muerta, una roca sedimentaria pelítica o *shale* de alto contenido de materia orgánica, es considerada la roca generadora de una gran parte de los hidrocarburos explotados convencionalmente en la Cuenca Neuquina, que migraron a rocas reservorios cuyas propiedades hacen más fácil su extracción. Si bien existen en el país otras formaciones *shale* de características similares, por ahora sólo se ha logrado viabilidad en la extracción de hidrocarburos a gran escala en Vaca Muerta gracias a que una significativa proporción de los compuestos generados quedaron atrapados en sus poros y hoy pueden ser producidos a través de las técnicas presentadas en el Capítulo 1.

Según la madurez de la roca, que se interpreta como las condiciones de presión y temperatura a las que fue expuesta en el período de la generación de los hidrocarburos, Vaca Muerta presenta diferentes ventanas o secciones en las que se pueden encontrar fluidos de distintas densidades, desde *shale gas* al oeste hasta *shale oil* al este. La Figura 3 ilustra esta distribución de fluidos relativa al territorio de la provincia de Neuquén. La zona de *shale gas* tiene una extensión aproximada de 900 mil hectáreas. La profundidad en la que se encuentra la formación en esta zona alcanza los 3000 metros. Su espesor total se encuentra en un rango que varía entre los 60 y los 450 metros⁴.

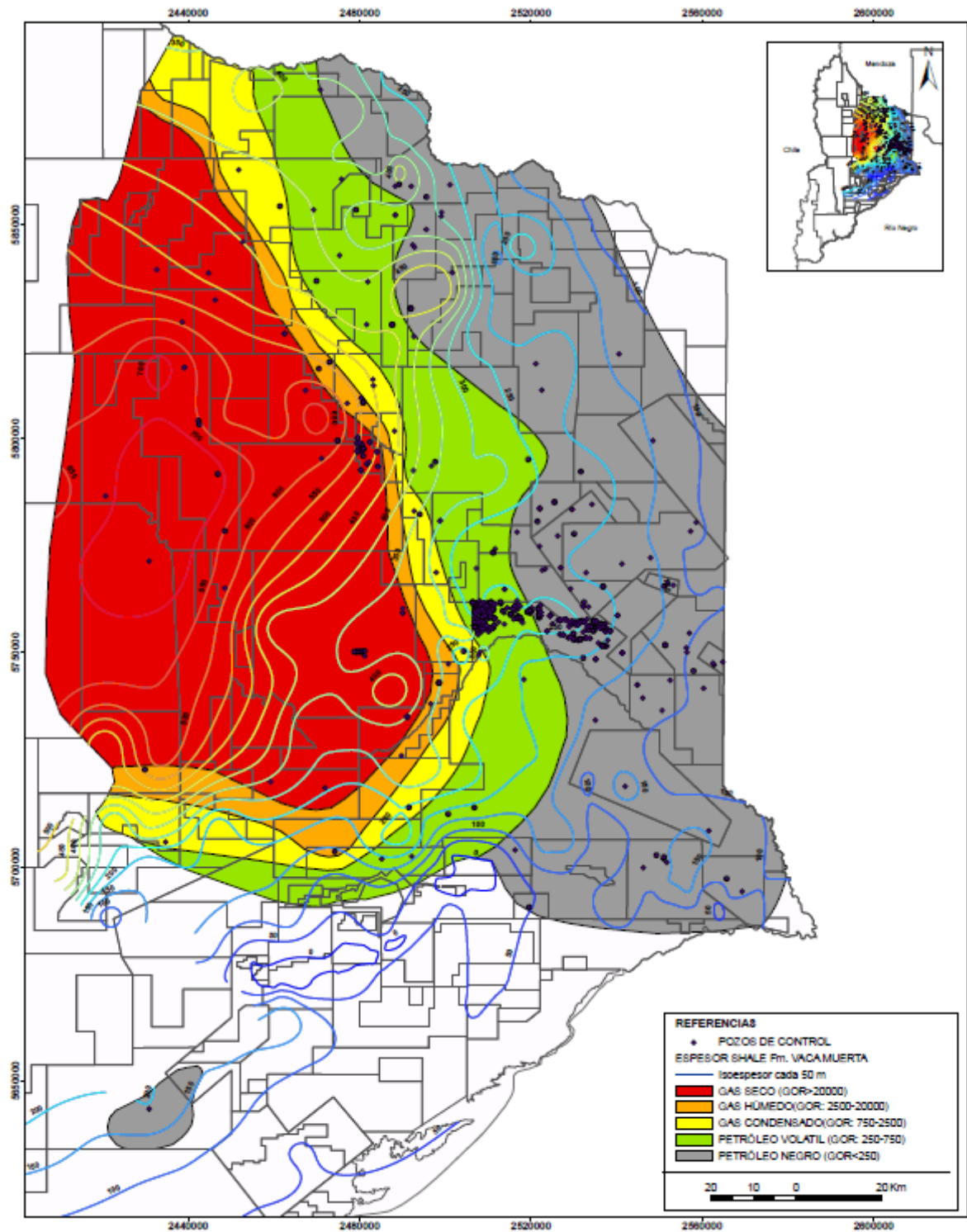


Figura 3. Mapa distribución de fluidos de la Formación Vaca Muerta

Fuente: <http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/>

Historia de su desarrollo

La formación fue estudiada por primera vez por el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958), PhD en Geología y Paleontología, mientras realizaba tareas de exploración y prospección de yacimientos latinoamericanos para la compañía Standard Oil, actualmente Chevron. En una publicación de 1931, en donde describe la estratigrafía y paleontología de la Cuenca Neuquina, le asigna su nombre luego de estudiar los afloramientos de esta roca en la sierra de Vaca Muerta ⁸.

Años más tarde, en 1946, el geólogo alemán Pablo Groeber (1885-1964) que trabajaba para la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología de la Argentina, contribuyó adicionalmente a su caracterización. Destacó su importancia como potencial roca madre dado su alto contenido de materia orgánica y determinó, en conjunto con Weaver, la edad geológica de esta roca configurada a partir de sedimentos de fondo marino en el Período Jurásico, cuando no existía la cordillera de los Andes y la costa del Océano Pacífico se adentraba en el continente.

Si bien el primer pozo convencional perforado en la cuenca data de 1918, le siguió un período exploratorio que se extendió por varias décadas hasta dar con los hallazgos de mayor importancia. Dos de los hitos principales son el descubrimiento de Challacó en 1941, que significó la apertura petrolera de Neuquén hacia el país, y el de Loma La Lata en 1977, que originó la llamada “revolución del gas” con un alto impacto en la matriz energética nacional ⁹.

Fue luego de 90 años de explotación convencional, que YPF inició los estudios y se propuso el testeado de Vaca Muerta como formación productiva. Si bien su potencial siempre se tuvo en cuenta, la tecnología y los costos alcanzaron el punto de maduración necesario recién en ese momento, siguiendo el *boom* americano y reaccionando a la declinación de los yacimientos convencionales de la cuenca.

El pozo descubridor de *shale gas* fue perforado en julio de 2010 en el área de Loma Lata, seguido por el de *shale oil* en noviembre del mismo año, en Loma Campana. Durante el año siguiente, YPF completó otros 10 pozos verticales a Vaca Muerta en estas dos concesiones con el objetivo de delinear el *play*. Su capacidad productiva fue testeada con éxito a través del primer pozo horizontal

en 2011. Desde entonces, otras empresas comenzaron a invertir proyectos de exploración similares, varios de los cuales se convirtieron primero en pilotos y luego en importantes desarrollos, totalizando 1246 pozos perforados a diciembre de 2020⁷.

Evolución de la actividad de perforación

La curva de aprendizaje y el éxito en los sucesivos proyectos permitieron alcanzar un pico en 2015 con la perforación de 198 pozos por año, como puede verse en el Gráfico 6. Luego del auge a 5 años del inicio, una importante caída del precio del crudo, que había comenzado en julio de 2014 y tuvo su mínimo en enero de 2016, originó dos años con menor ritmo de perforación: 2016 y 2017. Pasado este lapso la actividad había recuperado los niveles pre-crisis hasta que en 2020 el impacto de la pandemia, tanto en las posibilidades de operar como en los precios, hizo que alcanzara los niveles más bajos desde 2015.

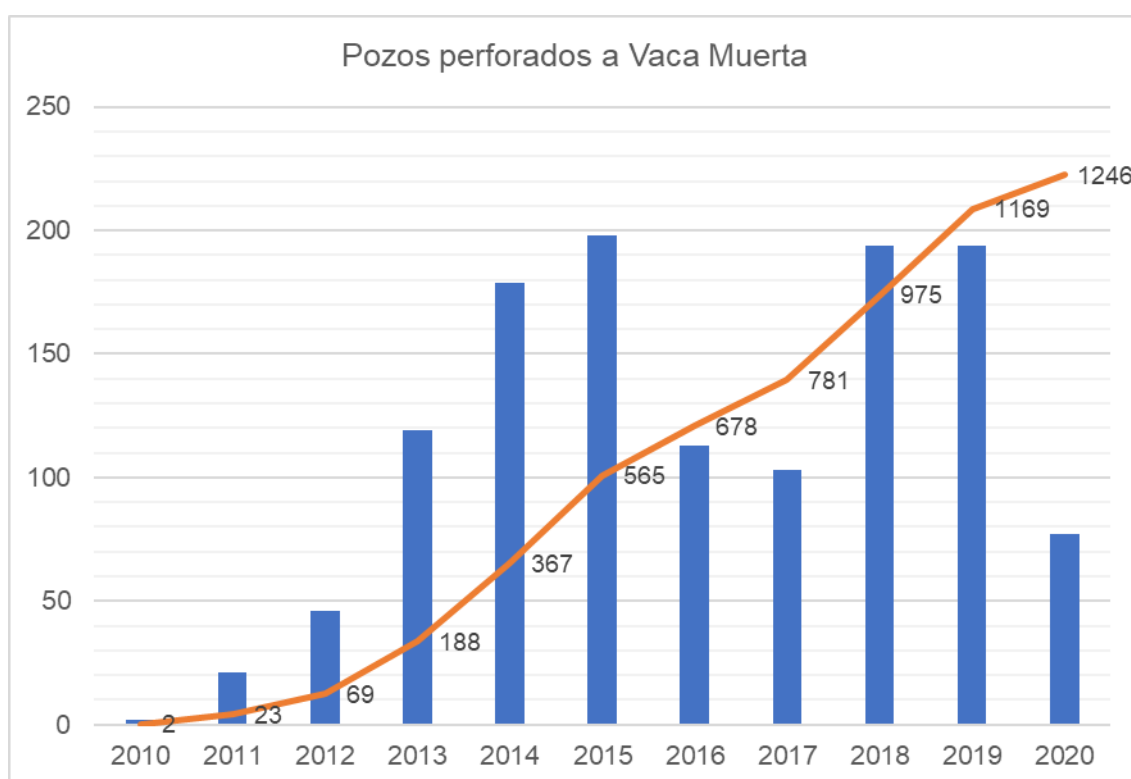


Gráfico 6. Pozos perforados a Vaca Muerta por año y acumulados.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en www.se.gov.ar/datosupstream

En el Gráfico 7, se analizan por separado la perforación de pozos de petróleo y de gas debido a que presentan tendencias levemente diferentes.

A partir de 2015, la evolución del precio del Brent, crudo de referencia en Argentina, tuvo un alto impacto en los planes de desarrollo de los pozos de petróleo de Vaca Muerta, repercutiendo en el número de pozos perforados con aproximadamente un año de retraso.

En el caso del gas, que no puede ser considerado totalmente un *commodity* (bien físico genérico, generalmente primario, que se define sobre una calidad estándar mínima y cuyo precio se determina en función de las condiciones de oferta y demanda) debido a que su transaccionalidad internacional se encuentra restringida por temas de transporte e infraestructura, los mercados de referencia son locales y los precios de venta se encuentran en algunos casos regulados. Sin embargo, puede verse una correlación entre el ritmo de perforación de estos pozos y el precio spot de referencia para el gas natural en Estados Unidos denominado Henry Hub, medido en dólares estadounidenses por millón de BTU de gas comercializado.

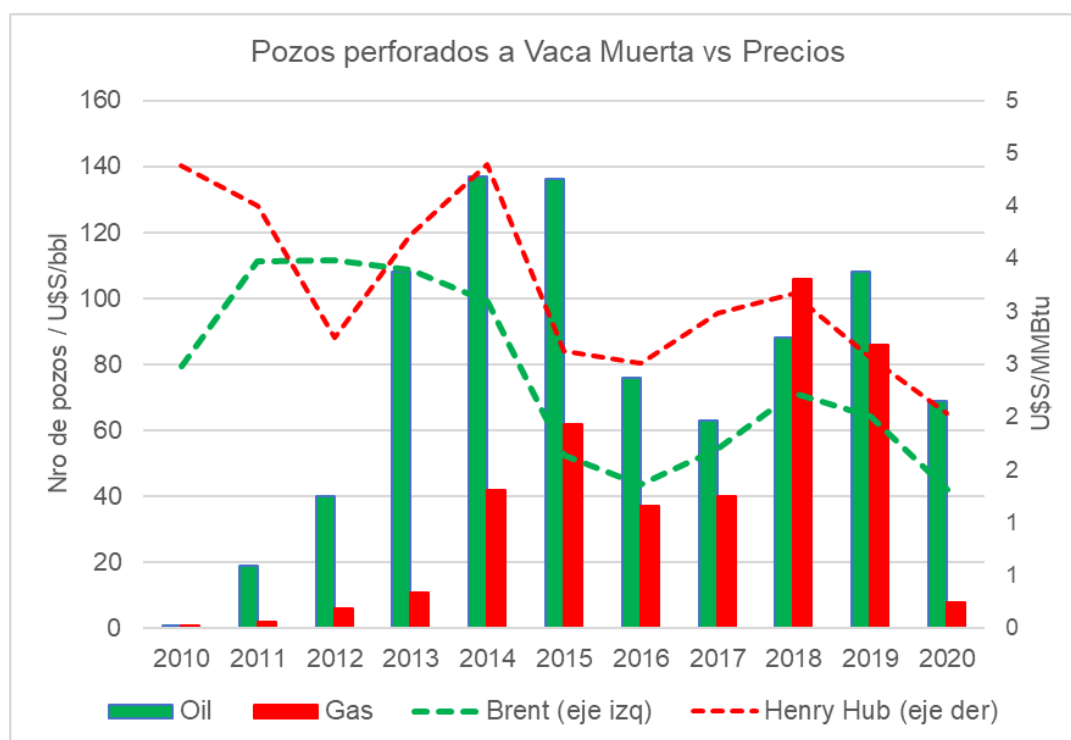


Gráfico 7. Pozos perforados a Vaca Muerta vs. Precios.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en www.se.gov.ar/datosupstream,

<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm> y

<https://tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>

Empresas involucradas y principales proyectos

Desde los inicios de la explotación de Vaca Muerta en 2010, YPF ha sido el principal actor involucrado, responsable del 68% de los pozos perforados al día de hoy, según datos publicados por la Secretaría de Energía. Su actividad aumentó significativamente a partir de 2013, atrayendo a otros operadores e inversores importantes locales e internacionales. En el Gráfico 8 se presentan las empresas operadoras según la cantidad de pozos perforados en Vaca Muerta, clasificadas por año promedio de la perforación y tipo preponderante de fluido extraído.

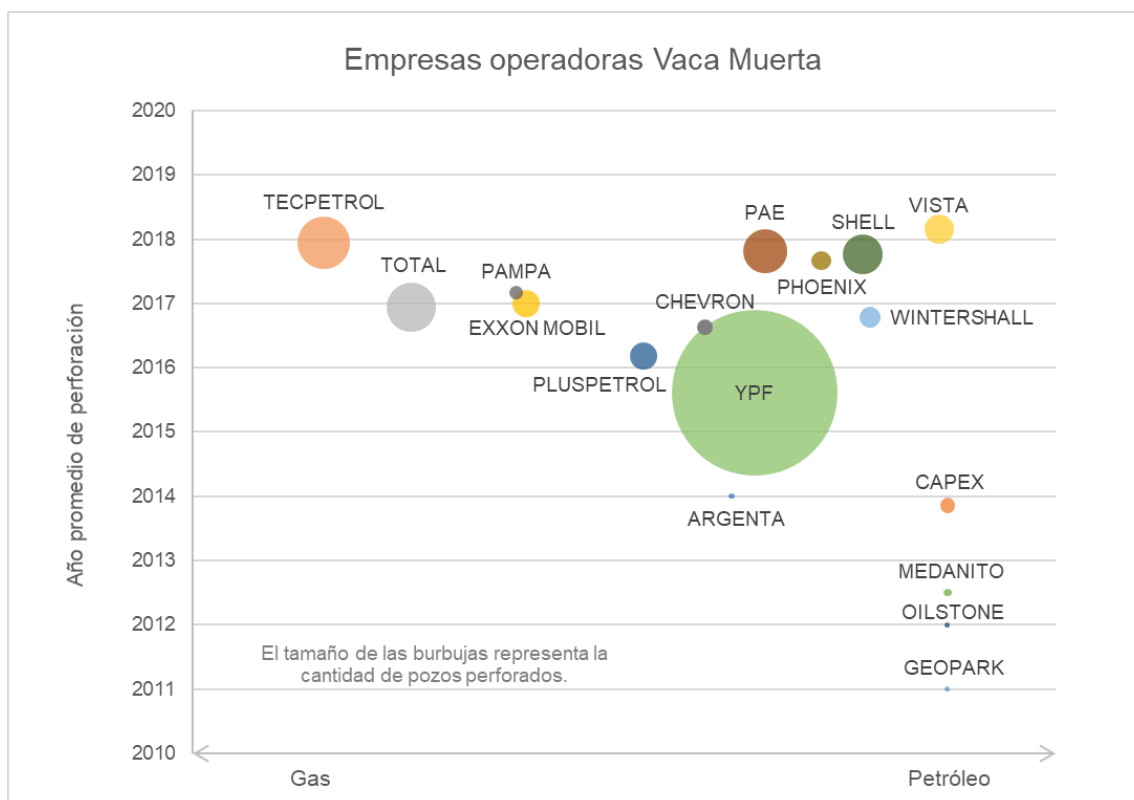


Gráfico 8. Empresas operadoras en Vaca Muerta.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en www.se.gob.ar/datosupstream

De los 1246 pozos perforados, 979 se encontraban activos a diciembre de 2020. El 52% de los mismos está situado en el área pionera del desarrollo *shale oil* en el país, Loma Campana. Esta área, operada por YPF y compartida con Chevron a través de un acuerdo de inversiones firmado en 2013, se ubica al norte del famoso yacimiento de Loma Lata y próxima a la localidad neuquina

de Añelo. El resto de los pozos activos se distribuye como se muestra en el Gráfico 9, en donde se presentan las concesiones que agrupan el 95% de los pozos con producción actual de Vaca Muerta.



Gráfico 9. Concesiones principales de Vaca Muerta.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

Producción de hidrocarburos

La evolución de la producción de gas en Vaca Muerta fue exponencial a partir de 2018. La de petróleo acompañó la tendencia, como se muestra en el Gráfico 10. Gracias al desarrollo de ambos recursos, Argentina pudo revertir la tendencia declinatoria de sus yacimientos convencionales alcanzando en 2019 niveles de producción de gas natural sólo comparables a aquellos previos a la crisis de 2008.

En 2019, Vaca Muerta produjo un promedio 31.5 millones de m³/d de gas y 14.3 miles de m³/d de petróleo, los cuales representaron el 23 y el 17% de la producción total del país, respectivamente.

Durante el 2020, si bien el promedio de producción diaria de gas natural se mantuvo en niveles similares a los del año anterior, se evidenció una fuerte tendencia declinatoria en el segundo semestre debido principalmente a falta de inversiones y la reducción de las actividades en el sector, producto de la pandemia.

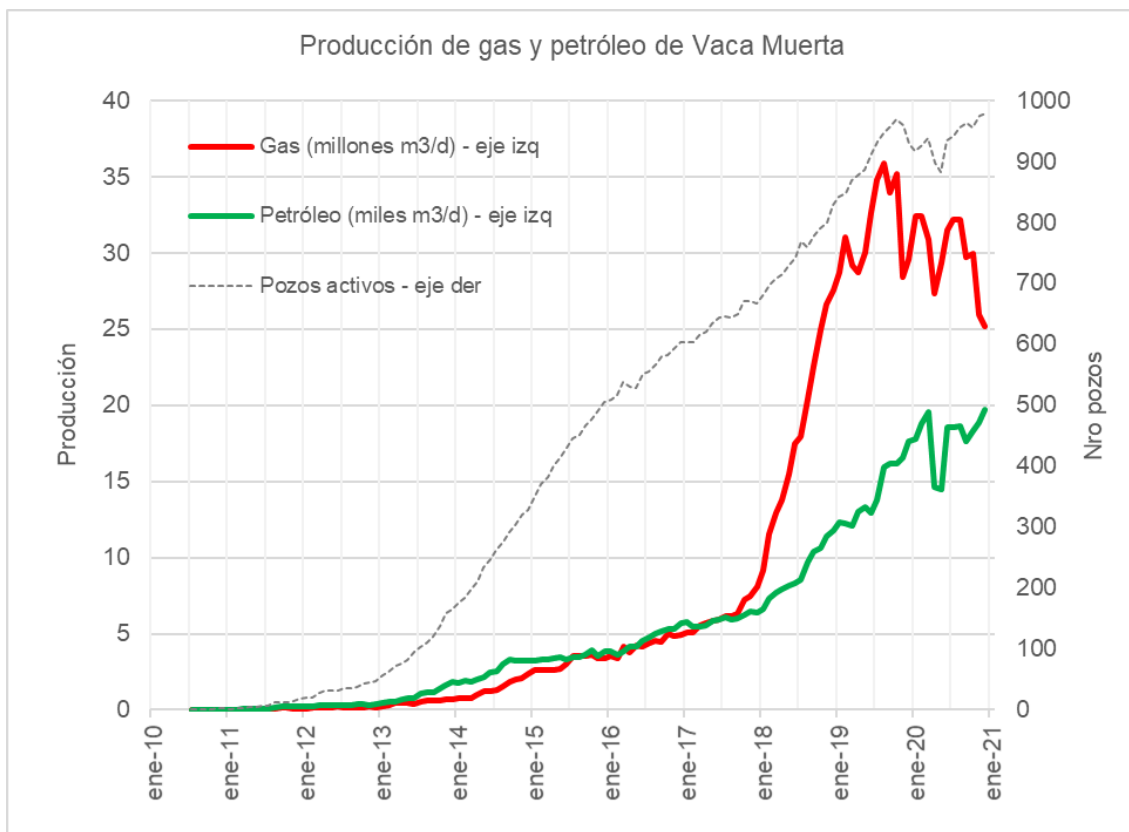


Gráfico 10. Producción de gas y petróleo de Vaca Muerta.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

Impacto en el balance energético argentino

Las fuentes de energía que constituyen el balance energético de un país se clasifican en primarias y secundarias. Las primarias se obtienen directamente de los recursos naturales (como la hidráulica, eólica y solar), a través de la recolección (como la leña) o mediante un prospección, exploración y explotación (como el petróleo y el gas natural). La energía secundaria se obtiene partir de fuentes primarias que atravesaron procesos de transformación para luego ser consumidas. Ejemplos de estas fuentes son la electricidad, el

gas distribuido por redes, el gas licuado de petróleo (GLP) y las naftas y combustibles en general.

La oferta interna de energía ya sea primaria o secundaria, resulta de la sumatoria de la producción local y la importación menos la exportación, pérdidas y energía no aprovechada, teniendo en cuenta la variación de inventarios.

El petróleo y el gas representan actualmente el 85% del total de la oferta energética del país ¹⁰. Si bien esta dependencia marcada en la energía fósil se viene manteniendo desde mitad del siglo pasado, la contribución relativa del gas no siempre fue la misma.

El desarrollo del gas natural en el país comenzó a fines de la década del 40 con la construcción de un gasoducto que une Comodoro Rivadavia y Buenos Aires. Sin embargo, fue recién en la década del 70, con el descubrimiento Loma la Lata en la provincia del Neuquén, que se produjo un cambio significativo en la matriz energética nacional. Dada la magnitud de las reservas de gas del yacimiento, se construyeron los gasoductos Centro Oeste y Neuba II y Argentina se volcó definitivamente a este recurso, cuya participación en la oferta interna desde entonces fue en aumento, como se observa en el Gráfico 11.

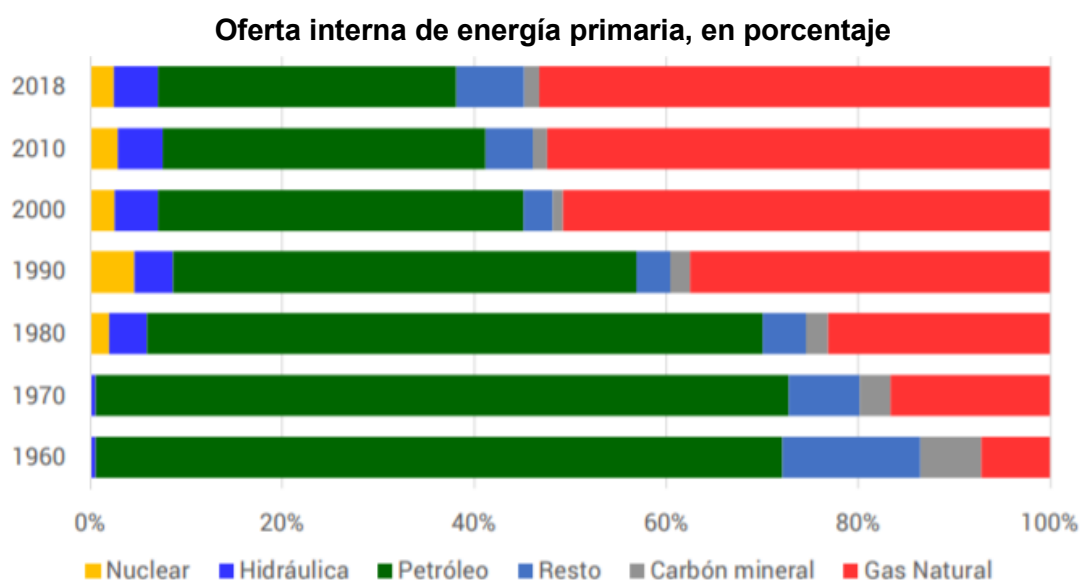


Gráfico 11. Evolución de la oferta interna de energía primaria en Argentina.

Fuente: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/infografias/indicadores-BEN.pdf>

Actualmente la contribución del gas natural en la oferta interna es el 54%¹⁰. La importancia de este recurso es fundamental al tener un alto impacto en la reducción de emisiones frente al resto de los combustibles y además abastecer a hogares, industria y generación eléctrica.

Entre 2003 y 2015, la demanda de gas natural creció un 42% y el consumo eléctrico un 55%, mientras que la producción de petróleo y gas registró caídas del 25% y 15% respectivamente¹¹. Este desbalance comenzó a suplirse con importaciones de combustibles, principalmente de gas natural licuado (GNL) procedente de diferentes lugares del mundo, transportado en barco y regasificado en alguna de las dos estaciones existentes, situadas en Bahía Blanca y Escobar. La dependencia de las importaciones fue en aumento hasta que en 2011 el país perdió el autoabastecimiento y se convirtió en un importador neto de energía de alto costo.

El desarrollo de Vaca Muerta fue clave para detener la declinación de la producción de hidrocarburos y comenzar a revertir la tendencia de la balanza comercial energética a partir de 2013, reduciendo el déficit a valores cercanos a cero hacia 2019, como se observa en el Gráfico 12.

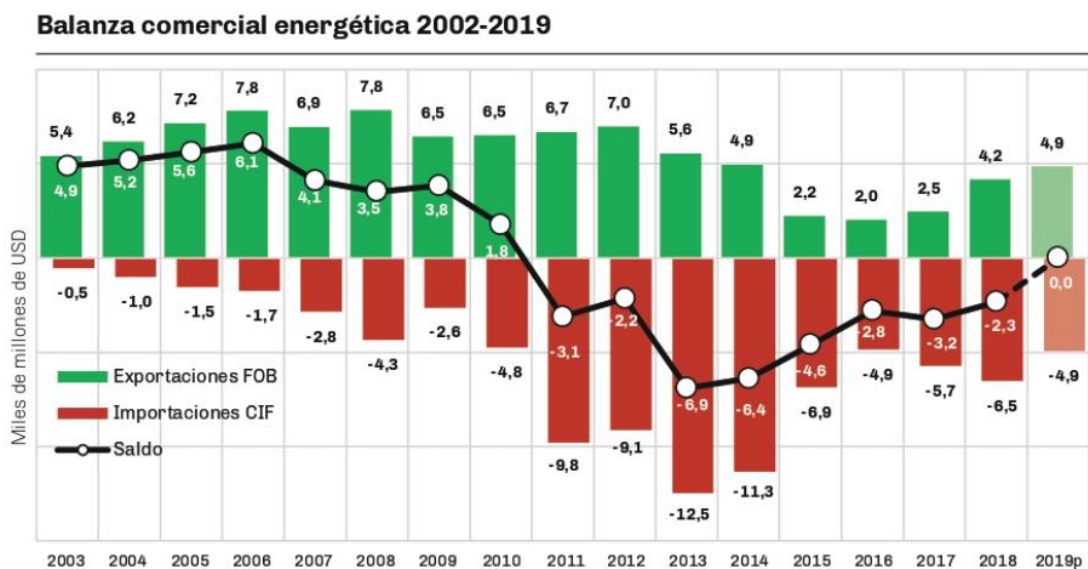


Gráfico 12. Evolución de la balanza comercial energética argentina.

Fuente: Balance de gestión en energía 2016-2019, Secretaría de Gobierno de Energía, diciembre de 2019.

Entre los hitos más destacados que permitió el desarrollo del *shale gas* en nuestro país se encuentran la restitución de la exportación de gas natural a Chile en 2018, después de 11 años de estar suspendida, y la exportación de GNL en barco en 2019 por primera vez en la historia del país. El petróleo de Vaca Muerta siguió una suerte similar y se comenzó a exportar a principios de 2019.

Recursos y potencial

En la evaluación de un prospecto no convencional como Vaca Muerta es indispensable identificar las distintas categorías que se establecen para los volúmenes de hidrocarburos que contiene, ya sean de gas o de petróleo. El volumen total de hidrocarburo presente en el subsuelo se denomina *in-place* o *in-situ* y puede estimarse por diversos métodos entre los que se destaca un cálculo volumétrico en base a parámetros conocidos de la roca y del fluido. Pero no todo el fluido *in-place* es técnicamente posible de ser extraído. A la porción de este volumen que puede ser producido con la tecnología actual se lo denomina recurso técnicamente recuperable, como se ilustra en la Figura 4.

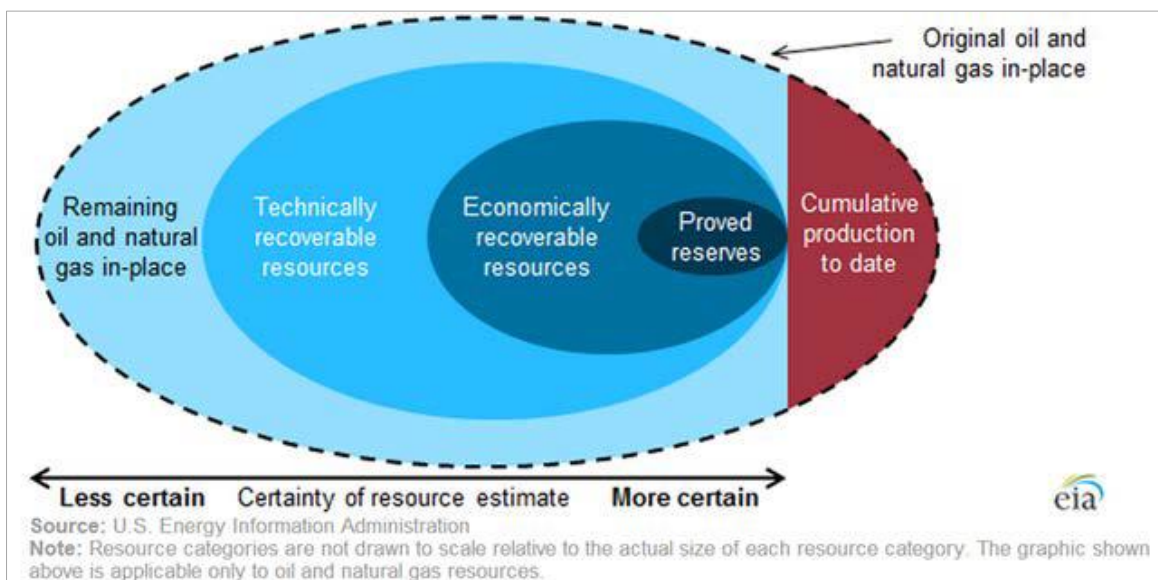


Figura 4. Categorización de los volúmenes de hidrocarburo
 Fuente: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Los recursos económicamente recuperables son aquella parte de los técnicamente recuperables que pueden ser extraídos de manera rentable bajo las condiciones de mercado actuales⁵. Dentro de esta categoría se encuentran las reservas probadas, sobre las cuales se tiene una alta certeza en su estimación y se cuenta con planes de desarrollo concretos para producirlas en un horizonte de tiempo cercano.

Un estudio de la US Energy Information Administration (EIA) realizado entre 2013 y 2015 a nivel mundial ubica a la Argentina en el segundo lugar de la lista de países con los mayores recursos técnicamente recuperables de *shale gas* y en el cuarto lugar para el caso del *shale oil*⁶. Si bien el análisis no tiene en cuenta las reservas de gas y petróleo convencionales, permite delinear el potencial total del recurso no convencional del país que, para el caso del gas, supera al de Estados Unidos y se coloca en el segundo lugar después de China, como puede observarse en el Gráfico 13.

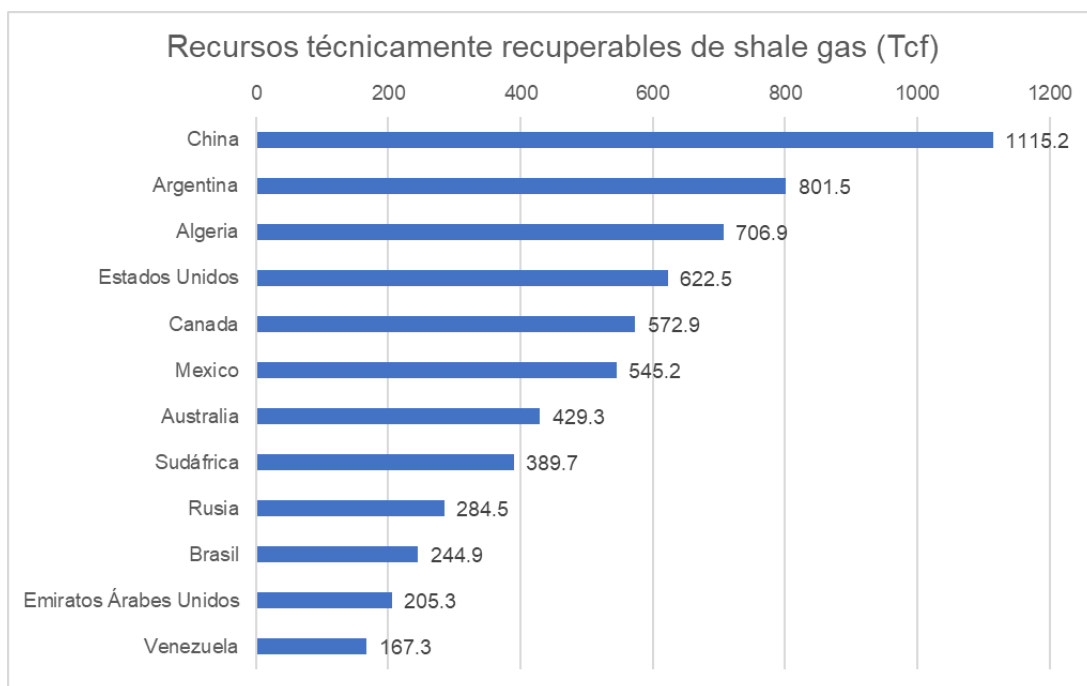


Gráfico 13. Recursos técnicamente recuperables de shale gas.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

El estudio abarcó la totalidad de las formaciones no convencionales del país. Puntualmente a Vaca Muerta se le atribuyen 308 Tcf de *shale gas*, equivalente al 38% del total de recursos de este fluido identificados en el territorio nacional. Teniendo en cuenta que durante 2019 se produjo en Argentina un caudal de gas natural total promedio de 135 millones de m³/d ⁷, los recursos de Vaca Muerta representarían 175 años de producción a ese mismo ritmo.

CAPÍTULO 4: FACTORES CONDICIONANTES

Economicidad y principales desafíos

En general, la economicidad de los recursos técnicamente recuperables depende de tres factores: el costo por pozo, la cantidad de hidrocarburo que produce un pozo promedio a lo largo de su vida útil y los precios a los cuales se venden el petróleo y/o el gas producido.

La experiencia norteamericana ha demostrado que en el caso puntual del *shale*, los factores inherentes al negocio tienen tanto impacto en la economicidad de los proyectos como los factores geológicos o de reservorio⁵. Asegurado el recurso y la disponibilidad de los volúmenes de agua que la estimulación hidráulica requiere, las ventajas que le permitieron a Estados Unidos desarrollar con éxito sus formaciones no convencionales incluyen la existencia de una gran variedad de operadores y contratistas independientes con experiencia y equipamiento, derechos de propiedad privada sobre el subsuelo y una infraestructura preexistente de captación y transporte de gran importancia.

En el caso de Vaca Muerta, además de la existencia de recursos de hidrocarburo técnicamente recuperable de importancia a nivel global, se dan las condiciones geográficas, topográficas y demográficas para explotarlo, las mismas que propiciaron el largo y prolífero camino recorrido por la explotación convencional en la cuenca durante el último siglo.

En cuanto a la disponibilidad de agua, estudios del Ministerio de Energía de Neuquén determinaron que un plan agresivo de desarrollo de 500 pozos por año durante 5 años demandaría sólo el 0.11% del recurso hídrico provincial, constituido principalmente por el caudal de los ríos Limay, Neuquén y Colorado. Este requerimiento se encuentra muy por debajo de otros destinos como el riego, la industria y el consumo humano¹².

En cuanto a otros factores del negocio, se presentan diferencias significativas respecto al desarrollo americano. La oferta de empresas contratistas y equipamiento apto para la perforación y terminación de pozos no convencionales, si bien existe, es reducida en comparación con la americana. Esto impacta directamente en los costos. Como solución parcial a este problema, las empresas se hallan en una carrera por reducir los tiempos que

demanda la perforación, estimulación y puesta en marcha. A su vez están recorriendo una curva de aprendizaje para optimizar el diseño mecánico de los pozos que, en el caso del *shale*, se encuentra particularmente relacionado con su productividad.

Respecto a los derechos sobre el recurso, la Ley de Hidrocarburos (N° 17319) establece desde 1967 que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional”¹³. El Poder Ejecutivo otorga entonces permisos de exploración y concesiones temporales de explotación a las empresas que cumplan los requisitos necesarios dispuestos por dicha ley. Una vez extraído, el hidrocarburo pertenece a las licenciatarias. Sin embargo, en el caso del gas natural, el posterior transporte, distribución y venta dentro del territorio argentino está regulado, desde 1992, por la Ley N° 24076. Por este motivo los incentivos para la inversión y los planes de desarrollo a largo plazo se encuentran íntimamente relacionados a las políticas energéticas vigentes y requieren acuerdos de cooperación y coordinación con el Estado.

Por otro lado, en el caso del gas la infraestructura de transporte y distribución implica un desafío aún mayor que aquella necesaria para el petróleo crudo. Esto se debe a la estrecha relación, inversa, que existe entre la presión y el volumen ocupado por un fluido altamente compresible como el gas natural y las dificultades e imposibilidad de almacenamiento que esto implica. Desde la privatización de Gas del Estado en 1992, compañía pública que se dedicaba a la distribución y comercialización del gas natural, la red de gasoductos actual es gestionada a través de licencias por dos empresas de transporte (Transportadora de Gas del Norte, TGN, y Transportadora de Gas del Sur, TGS) y una serie de distribuidoras, también privadas, organizadas por región que hacen llegar el gas al consumidor final, bajo la supervisión del ente regulador Enargas. El acelerado incremento de la producción de gas de Vaca Muerta ocasionó que los gasoductos que movilizan el gas desde la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo se saturen con la producción alcanzada en 2019. Un desarrollo a mayor ritmo requerirá de inversiones para

ampliar la capacidad instalada. La magnitud de dicha ampliación se encuentra ligada al análisis de los posibles escenarios de demanda futura.

Diseño y productividad de los pozos

La productividad de los pozos no convencionales depende directamente de su geometría. Los dos parámetros que más impactan son la longitud de la rama lateral, es decir la sección del pozo que navega en la formación de manera horizontal, y la cantidad de etapas de fractura realizadas a lo largo de la misma. Si bien el éxito de los pozos horizontales fue indiscutido en las primeras formaciones *shale* desarrolladas rentablemente en el mundo, dado el notable espesor de Vaca Muerta en los inicios de su desarrollo se intentó recurrir a los clásicos pozos verticales desafiando su productividad. La migración definitiva hacia los pozos horizontales se produjo a partir de 2015, como puede observarse en el Gráfico 14 .

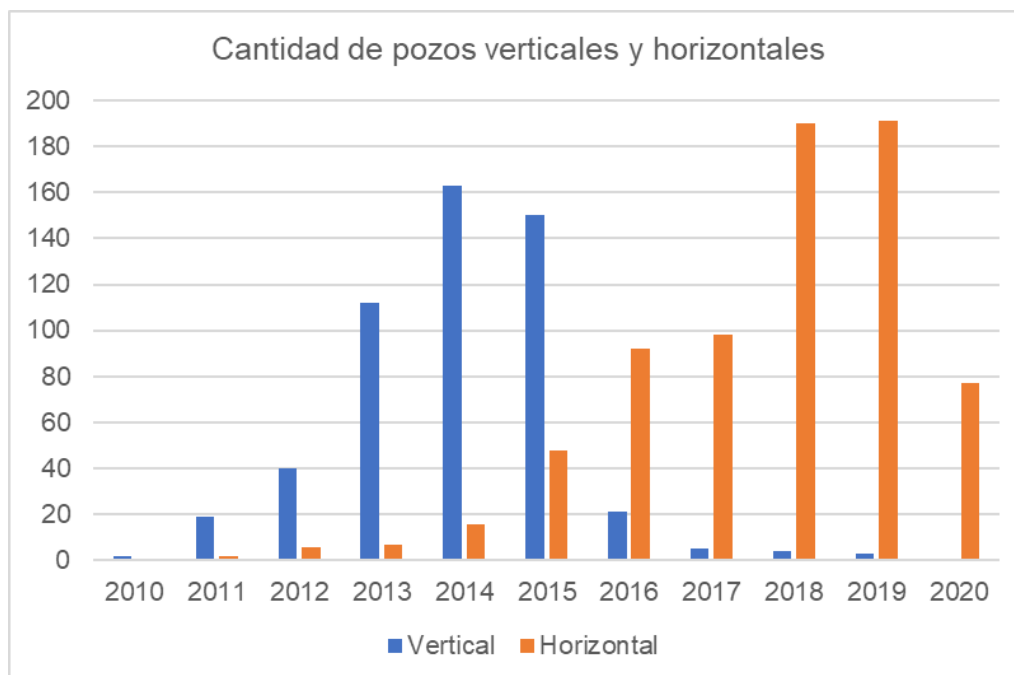


Gráfico 14. Cantidad de pozos verticales y horizontales a Vaca Muerta.

Fuente: elaboración propia en base a datos publicados en www.se.gob.ar/datosupstream

Los primeros pozos horizontales de *shale* en Argentina contaban con ramas laterales de aproximadamente 1500 m de longitud. La tecnología fue perfeccionándose hasta llegar a una media de 2300 metros.

La cantidad de fracturas, que depende del distanciamiento seleccionado entre las mismas y la longitud total del pozo, comenzó en el orden de las 20 etapas y se extendió en los últimos años a un rango que va de 25 a 30 etapas.

En el Gráfico 15 puede verse esta evolución en el diseño de pozo para los años más recientes, presentada por la Secretaría de Energía de la Nación en base a datos públicos de las empresas operadoras de Vaca Muerta. En el eje horizontal se representa la longitud de la rama horizontal y en el eje vertical la cantidad de etapas de fractura para los pozos de las campañas 2017, 2018 y 2019, con sus respectivas distribuciones.

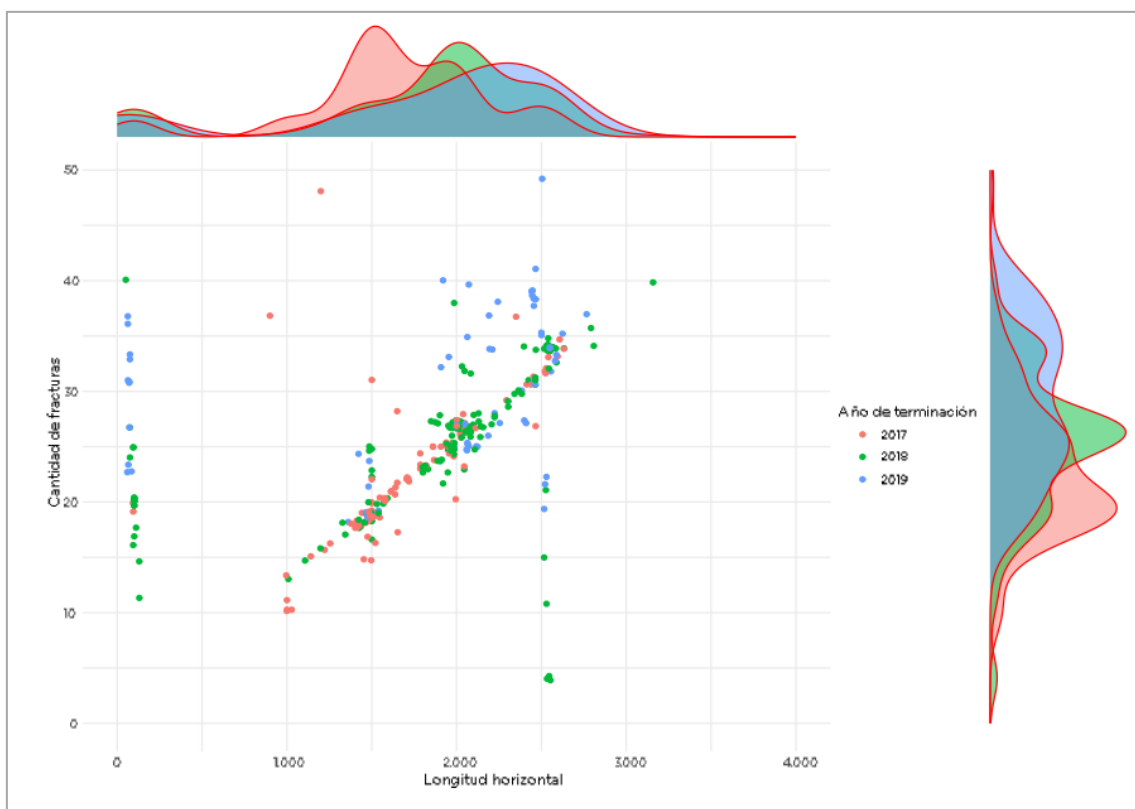


Gráfico 15. Evolución de la geometría de pozos horizontales a Vaca Muerta.

Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/infografias-de-escenarios-energeticos>

Estos cambios de diseño impactaron directamente en la productividad de los pozos. Entre 2015 y 2019 la producción acumulada de los pozos de *shale oil* se cuadruplicó y la de los pozos de *shale gas* se triplicó. Esta evolución puede notarse en el Gráfico 16, en donde se muestra la acumulada de producción en función de la cantidad de meses de vida del pozo, para las diferentes campañas de perforación de pozos petrolíferos y gasíferos a Vaca Muerta, en miles de BOE.

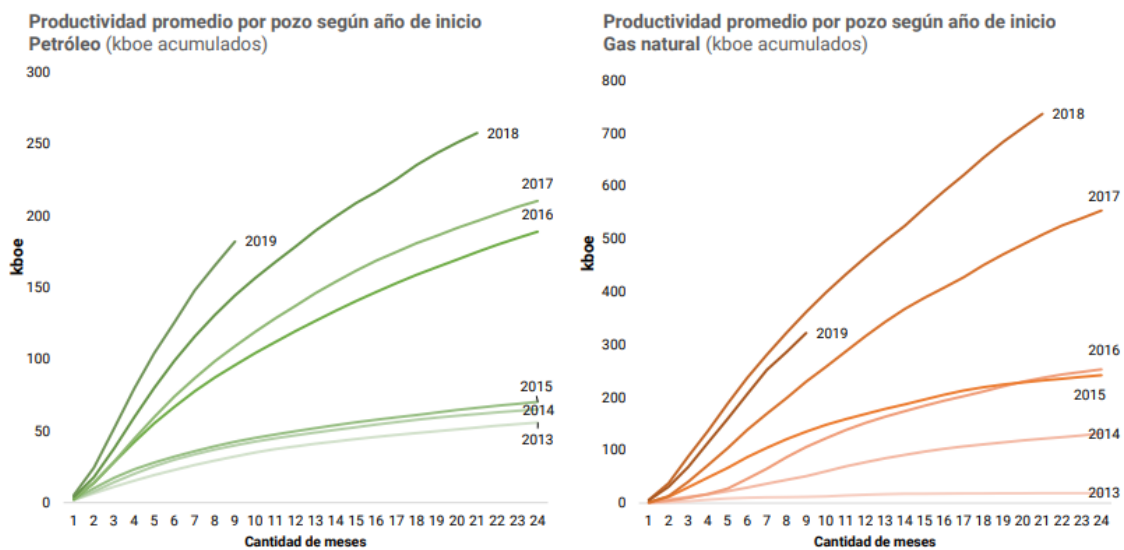


Gráfico 16. Evolución de la productividad de los pozos a Vaca Muerta.

Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/infografias-de-escenarios-energeticos>

Según expertos, Vaca Muerta puede asimilarse los *plays* de mayor relevancia de Estados Unidos que fueron desarrollados con éxito en la última década. En particular con Eagle Ford, una formación ubicada al sur de Texas que muestra características geológicas muy similares a Vaca Muerta con una distribución de fluidos dividida en ventanas o corredores que van desde petróleo negro, en el norte, a 1200 metros de profundidad, hasta gas seco, hacia el sur, a más de 4000 metros.

Uno de los operadores más importante de Eagle Ford, EOG Resources, publica regularmente informes para inversores con los resultados de sus campañas de perforación. En el Gráfico 17 se presenta la producción acumulada en los primeros 360 días de vida de las campañas 2012 a 2016 para los desarrollos

Eagle Ford West & East, en miles de BOE. Si comparamos con las acumuladas de los pozos de Vaca Muerta para el mismo tiempo de vida, 12 meses, observamos rangos similares para las campañas de 2016 de ambos proyectos, demostrando que, desde el punto de vista de los resultados de producción, Argentina cuenta con un *play* de clase mundial ¹⁴.

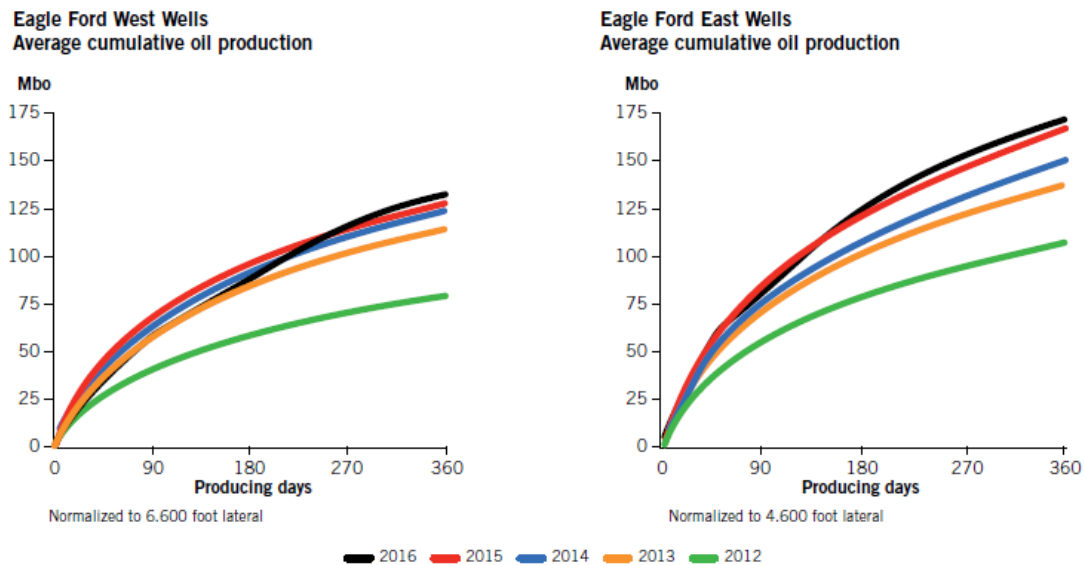


Gráfico 17. Evolución de la productividad de los pozos de Eagle Ford.

Fuente: Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo, Giampaoli, H., Gagliano, A. (2017), en base a www.eogresources.com

Curva de aprendizaje y costos

Desde los inicios de la explotación de Vaca Muerta, y al igual que durante la década previa en Estados Unidos, las empresas involucradas comenzaron a recorrer una curva de aprendizaje que permitió, además de aumentar la productividad de los pozos, reducir el tiempo en el que se perforan. Esta variable tiene un impacto directo y significativo en el costo total de cada pozo dado que el equipamiento requerido es sofisticado y su valor se computa en función del tiempo y en moneda extranjera.

Los primeros esfuerzos apuntaron a realizar pozos verticales, sobre todo en las etapas exploratorias, dado que la tecnología es más simple, más difundida y menos costosa. En el Gráfico 18 se muestra la evolución del tiempo de perforación de este tipo de pozos, en días.

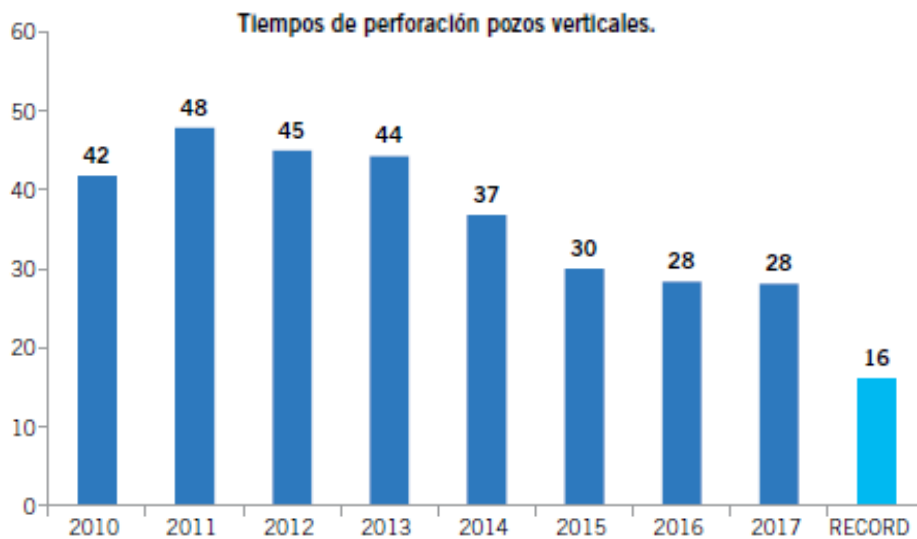


Gráfico 18. Días de perforación pozos verticales Vaca Muerta.

Fuente: Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo, Giampaoli, H., Gagliano, A. (2017).

A partir del año 2015, en el que la industria comprendió que no podría alcanzar las productividades americanas continuando con los clásicos pozos verticales y se volcó definitivamente a la perforación horizontal, los tiempos que demanda esta actividad comenzaron a caer abruptamente, como se concluye del Gráfico 19.

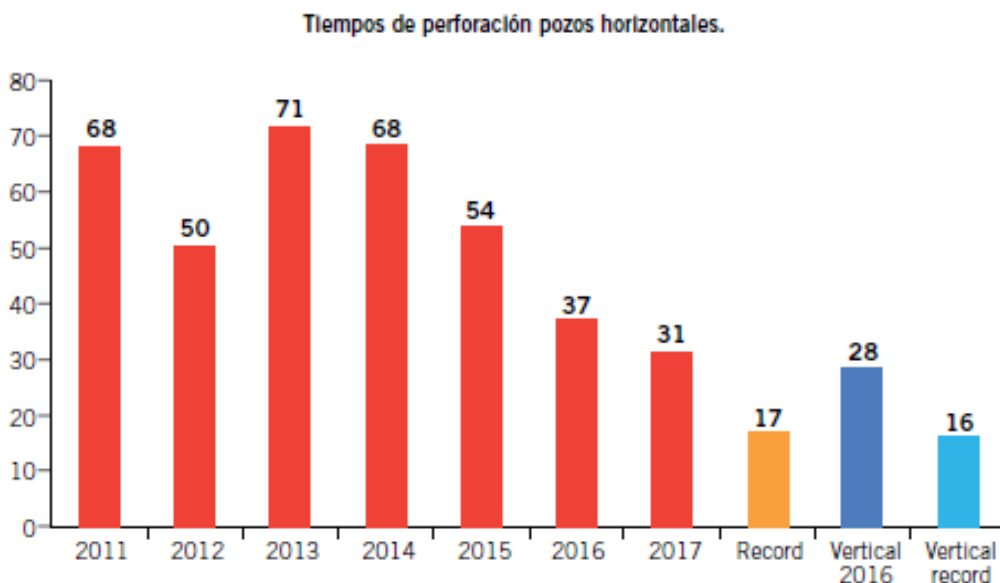


Gráfico 19. Días de perforación pozos horizontales Vaca Muerta.

Fuente: Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo, Giampaoli, H., Gagliano, A. (2017).

Tomando como referencia cuencas de Estados Unidos se observa que hacia 2017 el tiempo de perforación de los pozos horizontales no convencionales presentaba mejoras sustanciales respecto a los locales. En el Gráfico 20 se presenta la evolución de los tiempos de perforación de pozos horizontales en Delaware Basin (Texas), Eagle Ford (Texas) y Bakken (Dakota del Norte) de características similares a los perforados en Vaca Muerta.

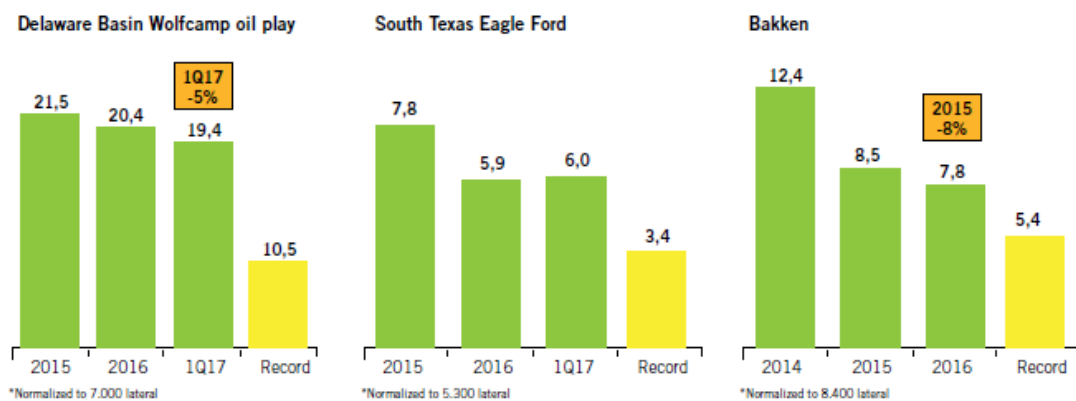


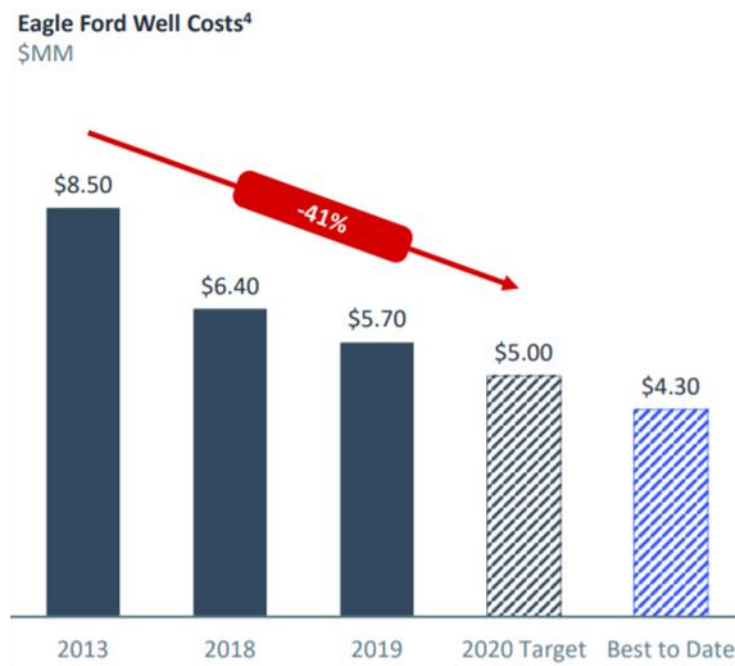
Gráfico 20. Días de perforación pozos horizontales en cuencas de referencia.

Fuente: Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo, Giampaoli, H., Gagliano, A. (2017).

En la actualidad en estas cuencas se observaron reducciones del orden del 35% respecto a los tiempos empleados en 2017, según las últimas publicaciones de EOG Resources. Por otro lado, los tiempos en Vaca Muerta también están mejorando, alcanzándose un nuevo récord de 1,426 metros perforados en 24 horas en septiembre de 2020¹⁵. Teniendo en cuenta que con el paso del tiempo la longitud de las ramas horizontales de Vaca Muerta se fue incrementando, los resultados, si bien distan de los americanos, demuestran una evolución positiva en la curva de aprendizaje.

En el costo final del pozo, además de los tiempos de perforación, tienen lógica incidencia el valor del equipamiento y de los servicios. La abundancia de empresas en el rubro y el nivel de tecnología de Estados Unidos generó rápidamente una abundante oferta de bienes y servicios asociados a los desarrollos no convencionales. Así la competencia y agilidad de la industria petrolera americana llevó los costos totales de los pozos horizontales a valores

actuales de entre 5 y 7 millones de dólares, en los casos comparables con los locales. En el Gráfico 21 se presenta la evolución de los costos totales para los pozos horizontales de Eagle Fort de 2560 m de longitud de rama lateral. Allí puede verse un valor objetivo para 2020 de 5 millones de dólares y un récord histórico de 4.3 millones.



(4) Well Costs = Drilling, Completion, Well-Site Facilities and Flowback. Normalized to 8,400' lateral.

Gráfico 21. Costo de pozos horizontales en Eagle Ford.

Fuente: www.eogresources.com

Por otro lado, según datos a diciembre de 2019 publicados por la Secretaría de Energía, el costo total de un pozo horizontal estandar de Vaca Muerta se encontraba en 10 millones de dólares para el caso del petróleo y 11.3 millones para el caso del gas. Las características contempladas se presentan en la Tabla 1, en donde se muestran, además de la inversión de capital antes mencionada o CAPEX (Capital Expenditure), el volumen total de hidrocarburo que se espera que el pozo analizado produzca en 30 años ó EUR_{y30} (Estimated Ultimate Recovery, year 30), sus etapas de fractura y la longitud de rama horizontal

	Shale oil	Shale gas
EUR _{y30} =	148 Mm ³ (932 kboe)	325 MMm ³ (11,5 BCF)
CAPEX	10,0 MMUSD	11,3 MMUSD
Etapas de fractura	35	35
Longitud rama horizontal	2.500 m	2.500 m

Tabla 1. Costo de pozos horizontales en Vaca Muerta, a diciembre 2019.

Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/presentaciones>

Si comparamos a igual fecha, observamos una diferencia de más del 75% respecto a Eagle Ford. Si en cambio tenemos en cuenta que el desarrollo de ese *play* comenzó en 2008, y tomamos como referencia el costo de pozo de 2013, a 5 años del inicio, la diferencia con Vaca Muerta a diciembre de 2019 se reduce a un rango de entre 18 y 33%. Si bien Vaca Muerta comenzó su desarrollo en 2010, esta última comparación resulta razonable dado que no fue hasta 2014 que comenzó la verdadera carrera por la optimización de la perforación horizontal local. Aún así la diferencia de costos con Estados Unidos continúa siendo sustancial, principalmente en el caso del gas.

Marco regulatorio y precios

La posibilidad de cubrir los costos económicos incurridos en la exploración y producción del gas se encuentra condicionada por el contexto regulatorio que recae sobre el precio de este. A pesar de algunos intentos por lograr una transición hacia un mercado menos regulado, el gobierno sigue siendo un actor fundamental en la negociación del precio de venta del gas producido.

El consumo interno de gas natural se concentra mayoritariamente en tres tipos de clientes: domiciliario o residencial, industrial y de centrales eléctricas. La evolución histórica de las contribuciones agregadas de estos consumos se presenta en el Gráfico 22.

Consumo promedio de gas natural en millones de m³/día de 9.300 kcal. Enero a Noviembre 2010-2020

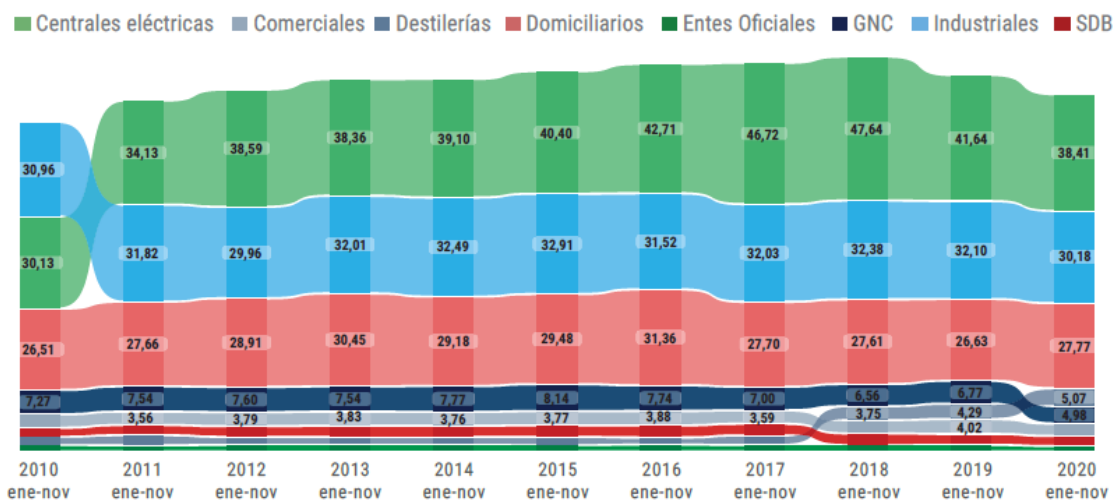


Gráfico 22. Evolución del consumo promedio de gas natural en Argentina.

Fuente: www.enargas.gob.ar/

Los topes de precios dependen del segmento de demanda destino y de la cuenca. Hacia 2008, las regulaciones mantuvieron el precio del gas pagado a las operadoras por debajo de 2.5 dólares por millón de BTU, significando hasta ese momento un gran obstáculo para atraer inversión en desarrollos de gas en general y de prospectos no convencionales en particular. Con el auge de los yacimientos no convencionales a nivel mundial y la declinación de los campos de gas convencionales locales, comenzaron programas de incentivos específicos para impulsar inversiones que desarrollen el potencial ya vislumbrado de Vaca Muerta. El precio de comercialización bajo estos acuerdos comenzó a contemplar los costos asociados a la extracción más una rentabilidad razonable.

El primer programa, denominado Gas Plus, se articuló en 2008 y se orientó principalmente a proyectos de *tight gas*, con precios de entre 4 y 7.5 dólares por millón de BTU¹⁶. Estos valores continuaban por debajo del precio de importación de gas, proveniente desde Bolivia vía ducto y desde otras partes del mundo licuado en barco, cuyo *blend* se estimaba en 9.5 dólares por millón de BTU. Esta brecha, sumada a la demanda creciente de gas en un país con una matriz energética basada en este recurso, impulsaron la sucesiva

implementación de acuerdos análogos que atrajeron a empresas y permitieron desarrollar el *shale gas* a los niveles observados actualmente.

En 2013 se lanzaron el Plan Gas, que remuneraba a un precio diferencial la producción de gas incremental por encima de una curva de declinación definida con cada petrolera, y posteriormente el Plan Gas II, un mecanismo complementario para incluir a las empresas que por razones de escala o características geológicas de sus yacimientos no habían logrado incorporarse al plan original¹⁷. El monto de las compensaciones se determinaba mensualmente como la diferencia entre el precio efectivamente percibido por el productor por sus ventas al mercado interno y un techo de 7.5 dólares por millón de BTU, aplicado únicamente a los volúmenes de gas incrementales respecto a la curva definida como base.

El propósito de estos planes es reducir la brecha existente entre la producción y el consumo de gas natural, incentivando a las compañías a incrementar su producción en el corto plazo y a direccionar sus inversiones a determinados proyectos que apunten a incrementar sus reservas en el mediano y largo plazo. Las compensaciones económicas son erogadas por el Estado Nacional con recursos del Tesoro.

En 2017, al momento de expiración de los acuerdos y a pedido de las mismas petroleras que requerían un horizonte más amplio para desarrollar sus proyectos de *shale* y *tight gas* se lanzó un nuevo plan, pero esta vez aplicable exclusivamente a proyectos de inversión en desarrollos no convencionales. El objetivo era fomentar el pasaje de las fases piloto a las de desarrollo y fijaba un sendero decreciente de precios que arrancaba en 7.50 y concluía en 6 dólares por millón de BTU, cuatro años después.

Hasta principios de 2020, justo antes de la pandemia, se exploraban opciones para incentivar la producción de gas que no implicaran una mayor erogación fiscal. Sin embargo, el coronavirus imposibilitó que las tarifas domiciliarias acompañen la evolución de la inflación y la depreciación del tipo de cambio, además de impactar negativamente en la producción de gas que entre marzo y diciembre de 2020 cayó un 10%. En particular, la de *shale gas*, sufrió una contracción del 18% en este mismo período de tiempo.

En noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo aprobó el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino Esquema 2020-2024, conocido como Plan Gas 4, con el objetivo principal de revertir la tendencia negativa de la producción de gas natural en el país luego de los meses de pandemia, garantizando con recursos del Tesoro un ingreso determinado a las petroleras para reactivar la producción del hidrocarburo. Respecto a sus predecesores, el programa extendió el alcance a gas convencional de todas las cuencas y además innovó con una modalidad de adjudicación a través de subastas en la plataforma digital MEG S.A. (Mercado Electrónico de Gas)¹⁸. La finalidad buscada, al generar certidumbre de mediano plazo en el sector y fomentar inversiones, es la sustitución de importaciones de gas natural licuado (GNL) y una mayor previsibilidad en la capacidad para abastecer la demanda. Si bien el plazo inicial es de 4 años, se contempla la posibilidad de una extensión a 8 para los proyectos desarrollados en la plataforma continental argentina. Los productores se comprometen a cumplir una curva de producción y un plan de inversiones por cuenca, entregando los volúmenes contemplados a las licenciatarias del servicio de distribución. El mecanismo de subastas, agrupadas en bloques por cuenca, fomenta la competencia. Los precios adjudicados determinan la prioridad para el despacho y eventuales exportaciones. En el caso de que los volúmenes comprometidos bajo el Plan Gas 4 excedan la demanda local, se contempla la posibilidad de autorizar exportaciones durante el período estival. Para que ello también sea aplicable durante el período invernal, será necesario que se evidencien excedentes de oferta comprobables.

La Secretaría de Energía estableció un precio máximo para las subastas de 3.70 dólares por millón de BTU en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). En la Tabla 2 se muestran los resultados de la primera subasta, publicados en el Boletín Oficial del 15 de diciembre de 2020. Allí pueden observarse los volúmenes adjudicados y sus precios para el año 2021. En el caso de la Cuenca Neuquina, el 98% del volumen de este año se ofertó en un rango varía entre 3.29 y 3.66, siendo el promedio ponderado por volumen de 3.59 dólares el millón de BTU.

I - Volúmenes y precios ofertados - 2021								
Orden	Empresa	Cuenca	Volumen Período Base	Volumen 1.4 A	Volumen 1.4 B	Volumen Período Estacional de Invierno Adicional	Precio Volumen Total Ofertado	Valor Presente Neto (VPN)
1	CFI	NEU	0,09				2,60	2,26
2	METRO HOLDING S.A.	NEU	0,07				2,63	2,29
3	CAPEX S.A.	NEU	0,81				2,40	2,31
4	PLUSPETROL S.A.	NEU	2,28				3,29	2,86
4	VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.U.	NEU	0,86				3,29	2,86
5	MOBIL ARGENTINA S.A.	NEU	0,41				3,40	2,95
6	WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A.	NEU		1,00			3,43	2,98
7	TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU		2,17			3,49	3,03
8	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	NEU	0,84			0,60	3,51	3,05
9	SHELL ARGENTINA S.A.	NEU	0,30				3,54	3,08
10	PAN AMERICAN ENERGY SL SUCURSAL ARGENTINA Y PAN AMERICAN SUR S.A. (conjuntamente "Grupo Pan American")	NEU	2,65				3,59	3,12
11	PAMPA ENERGIA S.A.	NEU	4,90			1,00	3,60	3,13
12	PAN AMERICAN ENERGY SL SUCURSAL ARGENTINA Y PAN AMERICAN SUR S.A. (conjuntamente "Grupo Pan American")	TDF	3,65				3,39	3,16
13	TOTAL AUSTRAL S.A.	TDF	5,00				3,40	3,17
13	TECPETROL S.A.	NEU		7,10		2,00	3,65	3,17
14	PAN AMERICAN ENERGY SL SUCURSAL ARGENTINA Y PAN AMERICAN SUR S.A. (conjuntamente "Grupo Pan American")	CHU	2,15				3,52	3,18
15	WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A.	TDF	5,30				3,43	3,20
16	CGC S.A.	SC		1,70			3,46	3,21
16	YPF S.A.	NEU	20,90				3,66	3,21
17	WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A.	NEU			0,86		3,43	
18	CGC S.A.	SC					0,68	3,46
19	TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU			0,87			3,49
20	TECPETROL S.A.	NEU			2,84			3,58
TOTAL GENERAL			50,20	11,97	5,25	3,60		

Tabla 2. Caudales y precios Plan Gas 4 (Anexo Resolución 391/2020).

Fuente: <https://www.boletinoficial.gob.ar/>

Los precios adjudicados para los 3 años siguientes se encuentran en el mismo rango y tienen sólo leves modificaciones¹⁹. Bajo este esquema de precios, se aseguraría una rentabilidad mínima para el gas vendido hasta 2024, siempre y cuando la productividad de los pozos a perforar y la viabilidad de la ejecución en tiempo y forma de las inversiones permitan cumplir con las producciones comprometidas. Para los años subsecuentes el alcance del desarrollo de *shale gas* de Vaca Muerta quedará determinado por el camino que siga el precio del recurso.

Según proyecciones de la Subsecretaría de Planeamiento Energético en su documento Escenarios Energéticos 2030, actualizado a fines del 2019, de tender a un escenario menos regulado y regido por el balance entre la oferta y la demanda, el precio de equilibrio del gas natural local en el largo plazo se encontraría entre 2 y 3 dólares el millón de BTU²⁰. En los escenarios de producción de gas natural analizados, los volúmenes incrementales a desarrollar y la ganancia de productividad en el tiempo inducirían a una mayor competencia tanto entre productores locales como frente a la oferta proveniente de Bolivia. Se esperaría entontes que esta situación redunde en una disminución de los precios a medida que se dispone de mayor oferta y que se incremente la escala, se reduzcan los costos y se avance en la curva de aprendizaje de la explotación no convencional. En el Gráfico 23 se presentan

los resultados de estas proyecciones dentro del horizonte estudiado para el gas de producción doméstica y para el importado desde Bolivia, obtenido a su vez de estimaciones de la EIA en dos contextos de precios diferentes para su sustituto, el GNL. Es importante remarcar que estas curvas no contemplan los posteriormente fijados precios de Plan Gas 4 para los años 2021 a 2024.

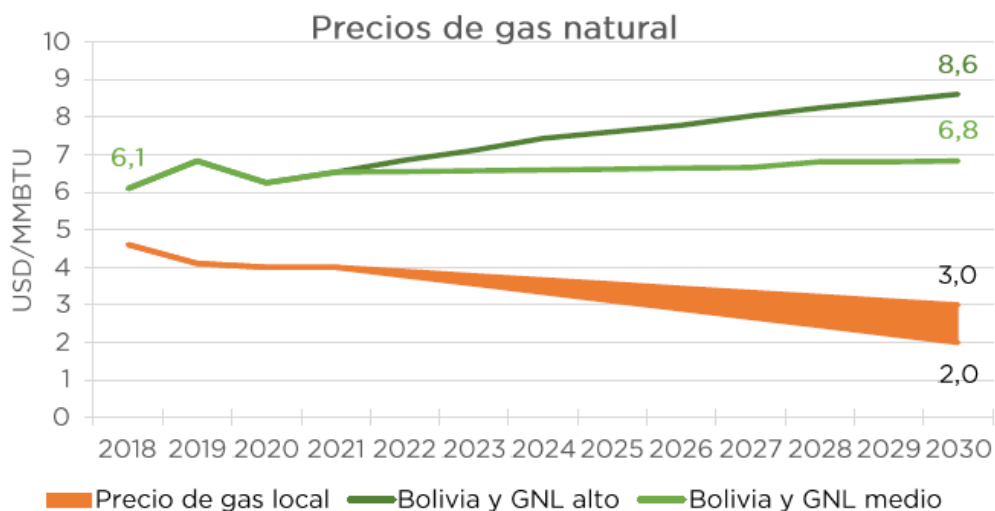


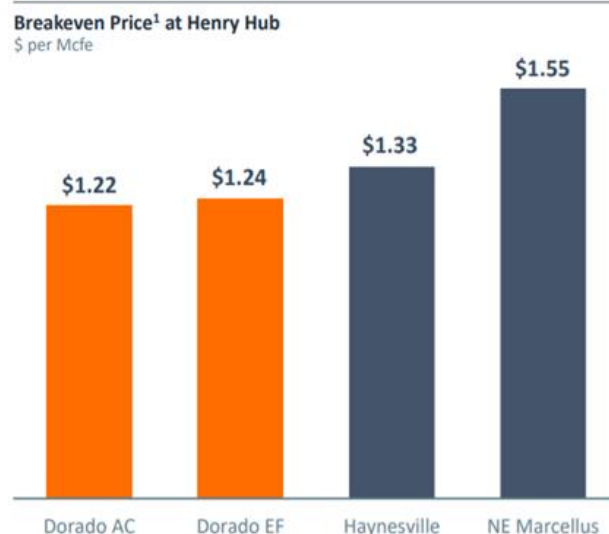
Gráfico 23. Proyección de precios del gas en Argentina, a noviembre 2019.

Fuente: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>

Ante este panorama de precios decrecientes, la atractividad de la industria quedaría sujeta al margen logrado entre los precios de venta y los costos de desarrollo, que tal como se analizó en el apartado anterior representan un reto importante para Vaca Muerta. Si tomamos nuevamente como referencia casos de Estados Unidos en los que la maduración del desarrollo favoreció una altísima eficiencia, observamos que alcanzar el éxito en el contexto local es muy desafiante pero no imposible. Para el campo de gas seco no convencional Dorado situado en Eagle Fort y operado por EOG Resources, de pozos de entre 19 y 22 BCF cuyo costo varía entre 6.5 y 7 millones de dólares, el precio de equilibrio o *break-even* se sitúa entre 1.22 y 1.24 dólares el millón de BTU. En el Gráfico 24 se presentan ambos indicadores en conjunto con los de los campos premium de *oil* Haynesville y Marcellus.

Dorado

Lowest-Cost Dry Gas Play in North America
and Competitive with EOG Premium Oil Plays



(1) Breakeven Price includes Finding Cost, Lease & Well, Gathering & Transportation, Production Tax and Local Price Differential. See slide 50 for additional data. Dorado Austin Chalk and Dorado Eagle Ford breakeven prices based on EOG data. Haynesville and NE Marcellus breakeven prices sourced from company filings, industry reports, and EOG analysis.

Gráfico 24. Precios de breakeven para shale plays de Estados Unidos.

Fuente: www.eogresources.com

Infraestructura

Hasta fines de 2018, para la producción del gas de Vaca Muerta se había recurrido a la infraestructura de *midstream* ociosa producto de la progresiva declinación de los yacimientos convencionales de la Cuenca Neuquina. Sin embargo, con la creciente oferta de gas no convencional, comenzaron a percibirse limitantes en cuanto a la capacidad de procesamiento y transporte hacia los potenciales mercados. Los tres gasoductos que movilizan el gas desde la Cuenca Neuquina, el Centro Oeste (TGN), Neuba I y Neuba II (TGS), se encontraban en el invierno de 2019 saturados en su capacidad de transporte, con la producción total de gas natural de la cuenca superando los 90 MMm³/d. Como resultado, a pesar de la reducción del déficit energético producto del gran crecimiento del *shale* durante los años anteriores, una proporción de la demanda doméstica continuaba insatisfecha y esto derivó en la necesidad de importar GNL nuevamente.

Los principales centros de consumo doméstico de gas natural corresponden a los sectores industriales y de generación termoeléctrica ubicados entre el Gran

Buenos Aires y las inmediaciones de Rosario. Teniendo esto en cuenta, en julio de 2019, el Gobierno lanzó una licitación para la construcción del Gasoducto Vaca Muerta²². Este nuevo sistema de transporte, diseñado en dos etapas, se extendería por aproximadamente 570 km desde las cercanías de la planta de tratamiento de Tratayén, en la Provincia de Neuquén, hasta la planta compresora Saturno, en Salliqueló, Provincia de Buenos Aires. Luego continuaría por otros 470 km hasta las cercanías de la localidad de San Nicolás, también en Buenos Aires. La construcción de la primera etapa del gasoducto permitiría aumentar la capacidad de evacuación del gas producido en Vaca Muerta en 15 millones de m³/d y podría ser ampliado en sucesivas etapas hasta 40 millones de m³/d, acompañando el desarrollo coordinado del *shale gas* y la demanda futura de gas natural del país. En la Figura 5 se presentan las características generales del proyecto y el potencial trazado del ducto.

New gas pipeline project

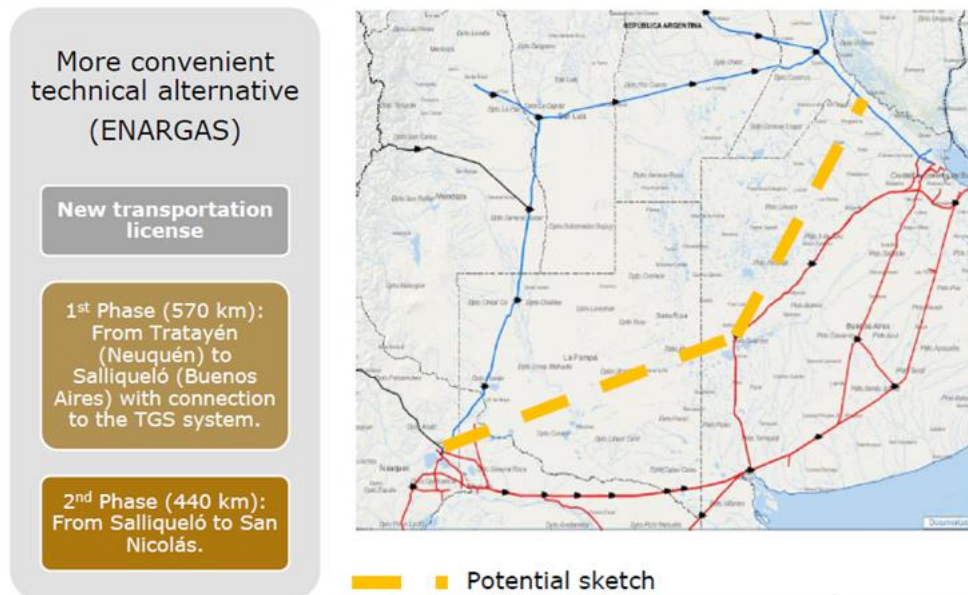


Figura 5. Proyecto Gasoducto Vaca Muerta.

Fuente: Argentina's natural gas market, Natale, O. (2019).

Desde su lanzamiento, el plazo de la licitación sufrió tres postergaciones. Las dos primeras dentro de la gestión de Mauricio Macri debido a condiciones macroeconómicas adversas y la más reciente, realizada por el Gobierno de

Alberto Fernandez, dada la profunda crisis provocada por la pandemia. Finalmente, a fines de diciembre de 2020, el proyecto fue derogado a través de la Resolución 448/2020 de la Secretaría de Energía que instruyó a la Subsecretaría de Hidrocarburos a llevar a cabo una “evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas”²³. Una posible causa de la caída de la licitación se atribuye a los grandes plazos de concesión del tendido que incluían un régimen especial tarifario a quien fuera adjudicado con la obra. Durante el invierno de 2020, la capacidad de utilización de los ductos troncales que evacúan el gas de la Cuenca Neuquina se encontró entre el 85 y 87%, sin alcanzar los niveles del invierno anterior debido a la contracción de la actividad e inversiones. Con el objetivo de revertir esta situación, a los 23 contratos adjudicados en el marco del Plan Gas 4 en diciembre de 2020, 17 de ellos para Neuquén, se le sumaron 2 nuevos contratos para reforzar la producción de gas invernal en una segunda ronda recientemente licitada. Según expertos, a pesar de los incentivos no será posible alcanzar los niveles de producción de gas de 2019, por lo cual las instalaciones actuales se mantendrían con algo de ociosidad aún durante el invierno²⁴.

La demanda doméstica esperada para el invierno de 2021 es de 134 millones de m³/d de los cuales el gobierno deberá importar el 26%, es decir 35 millones de m³/d²⁵. Las proyecciones indican que esta demanda seguirá una tendencia creciente hasta alcanzar entre 200 y 220 millones de m³/d promedio en 2030²⁶. De procurar satisfacer esta brecha con producción de *shale gas* de Vaca Muerta sería necesario retomar el plan del ducto Tratayén - Salliqueló - San Nicolás o reformular algún otro proyecto de similares características que permitan ampliaciones de la red actual en esa magnitud.

Una opción analizada para potenciar la producción de Vaca Muerta es la instalación de una planta de licuefacción de gas con el objetivo de exportar en barco un eventual excedente durante los meses de verano. Este plan, que por el momento parece descartado, está sujeto a la ampliación de los ductos y al acceso de financiamiento, debido a que requeriría una inversión del orden de los 5000 millones de dólares.

Otra alternativa para los períodos estivales o para un escenario de desarrollo que exceda la demanda invernal sería aumentar las exportaciones a Chile. Las

mismas fueron reanudadas en 2019, luego de 12 años de no estar autorizadas, a través de Gasoducto Gas Andes. Para ello se requeriría, además de un marco legal que habilite la exportación de mayores volúmenes, la ampliación y reversión de gasoductos existentes (Centro-Oeste, Norte y el San Martín). En el documento Escenarios Energéticos 2030 publicado por la Secretaría de Energía a fines de 2019, la futura producción de Vaca Muerta no sólo se convertiría en la proveedora natural de gas y petróleo de Argentina, Chile y Uruguay, sino que también produciría excedentes exportables extrazona a Brasil o por barco a diferentes partes del mundo, de existir la planta de licuefacción mencionada. Sin embargo, la pandemia arrojó incertidumbre sobre todos los escenarios evaluados desde el punto de vista del financiamiento. Finalmente es importante mencionar que para lograr un crecimiento sostenido se necesitarán acciones adicionales como el incremento de la capacidad separadora de gases en Neuquén, el estudio de nuevos sitios de almacenaje de gas con el fin de suavizar la estacionalidad de la demanda y la puesta en condiciones y extensión de rutas y trenes que permitan bajar los costos logísticos.

CONCLUSIONES

La principal motivación para el desarrollo de recursos no convencionales análogos a Vaca Muerta en países pioneros como Estados Unidos fue la incapacidad de los yacimientos convencionales para abastecer una demanda creciente de energía, con gran sustento en los combustibles fósiles, y la búsqueda activa de independencia política y económica. Una infraestructura ágil y condiciones competitivas de mercado favorecieron tanto los avances necesarios en la tecnología como la reducción de los costos y permitieron la implementación de un plan estratégico de largo plazo para cumplir con el objetivo.

En Argentina, la explotación de Vaca Muerta ofreció en los últimos 10 años una alternativa a la importación energía ocasionada por el progresivo agotamiento de la producción convencional y la falta de inversiones destinadas a la producción de gas natural, sustento de su matriz energética. La perforación *shale* en los últimos 11 años fue liderada por YPF y secundada por un interesante número de compañías y variedad de inversores, muchos de ellos apalancados por décadas de explotación petrolera en la cuenca. Si bien la actividad se encontró condicionada por el precio de los hidrocarburos internacionales, el avance en la curva de aprendizaje local permitió aumentos significativos en la productividad de los pozos que partir de 2016 se encontraron a la par de la de los principales proyectos de referencia.

El primer desafío observado al analizar los factores con impacto directo en la economicidad de los proyectos de Vaca Muerta es el costo de los pozos. En el contexto local, la escasa competencia entre los proveedores del sector es paliada con reducciones significativas en los tiempos de perforación. Si bien la brecha se achica al cotejar instancias similares de desarrollo de la perforación horizontal, la diferencia entre los costos de Vaca Muerta y el modelo americano continúa siendo sustancial, sobre todo en el caso del gas.

El otro pilar sobre el que se apoya la aconómica es el precio de venta del gas natural, hidrocarburo de menor margen y localmente sujeto a regulaciones. Hasta el momento, con el objetivo de incrementar la oferta interna y respondiendo a las necesidades de contexto de los últimos 8 años, Argentina recurrió a fondos nacionales para costear planes de incentivos que aseguren una rentabilidad mínima. Estos acuerdos, de alcance limitado, fueron críticos para impulsar el desarrollo de proyectos caros como los de *shale gas* de Vaca Muerta. De apuntar a un escenario menos regulado, las estimaciones arrojan una tendencia de precios decrecientes para las próximas dos décadas que la industria debería enfrentar aumentando su eficiencia.

Por último, la necesidad de infraestructura amenaza desde 2019 la continuidad del crecimiento para los proyectos de gas de Vaca Muerta. La capacidad actual de transporte pone un límite al desarrollo en el mediano plazo y largo plazo, ya que impide igualar y acompañar el crecimiento esperado en la demanda. Los proyectos de ampliación se encuentran paralizados debido al contexto global de incertidumbre. La posibilidad de abastecer la totalidad del mercado interno de gas natural teniendo además excedentes para la exportación sería técnicamente posible gracias a la abundancia del recurso natural, pero se encuentra aún lejana dada la magnitud de las inversiones necesarias para que eso suceda.

El camino que recorrerá de aquí en más el desarrollo del *shale gas* de Vaca Muerta será una pieza clave en el futuro de la provisión de energía del país y por ende en el de su economía. Será fundamental fomentar un clima propicio para las inversiones y trabajar en un contexto de coordinación y cooperación entre el sector público y el privado, potenciando la eficiencia, confianza y el conocimiento compartido para enfrentar los grandes desafíos que se presentan actualmente.

REFERENCIAS

- ¹ Gabino Velasco, Horacio (2014). “¿Cómo es la perforación horizontal?”. Petrotecnia, abril 2014, p. 36-50.
- ² King, George (2012). “Hydraulic Fracturing 101”. SPE 152596.
- ³ National Energy Technology, Office of Fossil Energy Laboratory, U.S. Department of Energy (2009). “Modern shale gas development in the United States: a primer”.
- ⁴ Aguirre-Urreta, M.B., Price, G.D., Ruffell, A.H., Lazo, D.G., Kalin, R.M., Ogle, N. and Rawson, P.F, (2008). “Southern Hemisphere Early Cretaceous (Valanginian-Early Barremian) Carbon and Oxygen Isotope Curves from the Neuquen Basin, Argentina”. Cretaceous Research, vol. 29, p. 87-99.
- ⁵ Energy Information Administration, U.S. Department of Energy Technically (2015). “Recoverable Shale - Oil and Shale Gas Resources: Argentina Independent Statistics & Analysis”. Septiembre 2015.
- ⁶ <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- ⁷ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>
- ⁸ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>
- ⁹ Blanco, G, Arias, F., Villar Laz C., Quiroga, C (2018). “El petróleo en Neuquén. 100 años de historia (1918-2018)”.
- ¹⁰ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>
- ¹¹ Secretaria de Gobierno de Energía, Argentina (2019). “Balance de gestión en energía 2016-2019”. Diciembre 2019.
- ¹² <http://www.shaleenargentina.com.ar/uso-del-agua>
- ¹³ <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm>
- ¹⁴ Giampaoli, H., Gagliano, A. (2017). “Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo”. Petrotecnia, agosto 2017, p. 90-100.
- ¹⁵ <https://econojournal.com.ar/2020/09/marcan-un-nuevo-record-en-tiempo-de-perforacion-en-vaca-muerta/>

- ¹⁶ <https://www.marval.com/publicacion/programa-gas-plus-5415>
- ¹⁷ <https://marval.com/publicacion/gas-natural-regimenes-de-promocion-para-la-explotacion-de-hidrocarburos-plan-gas-y-plan-gas-ii-11768>
- ¹⁸ <https://www.marval.com/publicacion/plan-gas-2020-2024-13860>
- ¹⁹ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/238612/20201216>
- ²⁰ <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>
- ²¹ <https://investors.eogresources.com/investors/default.aspx>
- ²² <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-publico-el-llamado-licitacion-para-la-construccion-del-gasoducto-de-vaca-muerta>
- ²³ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/239357/20201230>
- ²⁴ <https://www.bnamericas.com/es/noticias/argentina-importara-mas-gas-que-lo-proyectado>
- ²⁵ <https://www.bnamericas.com/es/noticias/argentina-importara-mas-gas-que-lo-proyectado>
- ²⁶ <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>