

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

DOCUMENTO NÚMERO 5

REQUERIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DEL RESERVORIO DE VACA MUERTA (NEUQUÉN / ARGENTINA)



DICIEMBRE DE 2014

BUENOS AIRES
REPÚBLICA ARGENTINA

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

PRESIDENTE HONORARIO

Ing. ARTURO J. BIGNOLI

MESA DIRECTIVA (2014-2016)

Presidente

Ing. OSCAR A. VARDÉ

Vicepresidente 1°

Ing. LUIS U. JÁUREGUI

Vicepresidente 2°

Ing. ISIDORO MARÍN

Secretario

Ing. RICARDO A. SCHWARZ

Prosecretario

Ing. MAXIMO FIORAVANTI

Tesorero

Ing. GUSTAVO A. DEVOTO

Protesorero

Ing. ALBERTO GIOVAMBATTISTA

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

ACADÉMICOS TITULARES

Dr. José Pablo Abriata
Ing. Patricia L. Arnera
Ing. Eduardo R. Baglietto
Ing. Conrado E. Bauer
Dr. Ing. Raúl D. Bertero
Ing. Miguel A. Beruto
Ing. Rodolfo E. Biasca
Ing. Arturo J. Bignoli
Ing. Juan S. Carmona
Dr. Ing. Rodolfo F. Danesi
Ing. Luis A. de Vedia (*electo*)
Ing. Tomás A. del Carril
Ing. Gustavo A. Devoto
Ing. Arístides B. Domínguez
Ing. René A. Dubois
Ing. Máximo Fioravanti
Ing. Alberto Giovambattista
Ing. Luis U. Jáuregui
Dr. Ing. Raúl A. Lopardo
Ing. Isidoro Marín
Ing. Augusto C. Noel
Dr. Ing. Ezequiel Pallejá
Ing. Eduardo A. Pedace
Ing. Osvaldo J. Postiglioni
Ing. Alberto H. Puppo
Ing. Antonio A. Quijano
Ing. Ricardo A. Schwarz
Ing. Francisco J. Sierra
Ing. Manuel A. Solanet
Ing. Carlos D. Tramutola
Ing. Oscar A. Vardé
Ing. Oscar U. Vignart
Dra. Ing. Noemí E. Zaritzky

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

Director: Académico Ing. Eduardo R. Baglietto

Secretario: Académico Ing. Gustavo A. Devoto

Integrantes:

Académico Dr. José P. Abriata

Dr. Eduardo A. Aime

Académica Ing. Patricia L. Arnera

Ing. Ernesto P. Badaraco

Académico Ing. Raúl A. Bertero

Académico Ing. Miguel A. Beruto

Lic. Roberto D. Brandt

Ing. Roberto Carnicer

Ing. Carlos A. Grimaldi

Académico Ing. Luis U. Jáuregui

Dr. Jaime B. A. Moragues

Dr. Jaime Pahissa Campá

Ing. Daniel A. Ridelener

Ing. Armando J. Sánchez Guzmán

Lic. Jorge I. Sidelnik

Académico Ing. Oscar U. Vignart

Lic. Gustavo E. Yrazu

**REQUERIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DEL
RESERVORIO DE VACA MUERTA
(NEUQUÉN/ARGENTINA)**

Nota:

El presente trabajo ha sido realizado por el Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería, con especial participación de sus miembros ingenieros Raúl A. Bertero, Roberto Carnicer y Daniel A. Ridelener, el Dr. Eduardo A. Aime y el Lic. Roberto D. Brandt.

El Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería agradece al Ing. Sebastián Mirkin y al Lic. Luciano Codeseira por la valiosa colaboración prestada en la realización de este informe, y en especial al Lic. Codeseira, por haber facilitado el modelo de cálculo por él desarrollado.

REQUERIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DEL RESERVORIO DE VACA MUERTA (NEUQUÉN/ARGENTINA)

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	9
1. OBJETO Y ALCANCE	12
2. RESUMEN METODOLÓGICO.....	12
3. CONTEXTO CONCEPTUAL	13
4. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS	17
5. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CANTIDAD DE POZOS, ETAPAS DE FRACTURA Y REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN	19
a. Cantidad de pozos	20
b. Etapas de fractura.....	21
c. Requerimientos de inversión directa.....	21
6. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA PRODUCCIÓN DE VACA MUERTA.....	24
a. Shale-oil	24
b. Shale-gas	25
c. Ingresos brutos estimados, originados por la producción de Vaca Muerta ...	26
7. REQUERIMIENTOS DE MATERIALES Y SERVICIOS.....	27
a. Agua.....	27
b. Arena, proppant o agente sostén	28
c. Cañerías.....	29
d. Cemento	30
e. Potencia de fractura.....	31
f. Químicos	32
g. Transporte	32
8. REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA	35
a. Acueductos.....	35
b. Caminos	37
c. Vías férreas	37
9. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS HUMANOS.....	38
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39

REQUERIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DEL RESERVORIO DE VACA MUERTA (NEUQUÉN/ARGENTINA)

INTRODUCCIÓN

1. Argentina posee uno de los recursos de petróleo y gas no convencionales más importantes del mundo. Es muy probable que una proporción destacada de estos recursos se reclasifiquen en reservas, convirtiendo a nuestro país en un significativo productor y eventual exportador de petróleo y gas de reservorios no convencionales. Esta situación, que en Estados Unidos llevó a la denominada “revolución del shale”, permitió en pocos años que la producción proveniente de reservorios no convencionales abastezca - en dicho país - un tercio de su consumo de gas, generando - simultáneamente - un fuerte impacto sobre el mercado mundial de hidrocarburos. Es de esperar que este fenómeno se repita en Argentina, si se promueven las condiciones adecuadas para inducir y asegurar la concreción de las importantes inversiones requeridas, y si el país se prepara adecuadamente para el desarrollo de estos reservorios.

2. Dada la importancia de este tipo de yacimientos, la Academia Nacional de Ingeniería, a través de su Instituto de Energía (IE/ANI), fue una de las primeras instituciones en producir una serie de documentos que analizaron distintos aspectos de este recurso.

Ya en septiembre de 2011, al publicar Reflexiones sobre una Matriz Energética Sostenible, el IE/ANI advertía que “La mayor fuente no convencional de energía que está en capacidad de transformar el panorama energético argentino en las próximas décadas es el gas natural de reservorios no convencionales. Al ocupar el gas natural el lugar central de la matriz energética nacional, la definición de su potencialidad futura condiciona al resto de las fuentes energéticas. Este período de transición es fundamental para definir la magnitud de los recursos que el país cuenta en sus diferentes cuencas y transformarlos en reservas, para despejar las incógnitas actuales y definir las políticas que conduzcan a un planeamiento energético sustentado sobre bases sólidas. Al mismo tiempo resulta imprescindible en esta etapa preparar los recursos humanos y empresarios requeridos para el desarrollo eficiente y sostenible de los aparentemente cuantiosos reservorios no convencionales con que contará la Nación”.

En octubre de 2011, en la publicación de Gas de Reservorios No Convencionales: Estado de Situación y Principales Desafíos, se efectuó la siguiente recomendación: “En un contexto de estas características, **el IE/ANI recomienda la inmediata adopción de políticas nacionales y provinciales proactivas y coordinadas, orientadas a facilitar el desarrollo del petróleo y gas de recursos no convencionales**, teniendo en cuenta que - sujeto a la implementación de un conjunto de acciones conducentes - **se necesitarán al menos 5 años para alcanzar un nivel de producción adecuado del Gas de Reservorios no Convencionales (GRnC), que permita revertir las crecientes necesidades de importación de combustibles de nuestro país**. Dichas políticas deberán ser diseñadas, compatibilizadas e implementadas por la Secretaría de Energía de la Nación y sus contrapartes provinciales, en su carácter de autoridades de aplicación sectoriales”.

El IE/ANI se preocupó también de los aspectos ambientales de esta nueva forma de explotación de los hidrocarburos al publicar, en octubre de 2013, Aspectos ambientales en la Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales: El Caso Particular de Vaca Muerta, donde se presentaba la experiencia mundial sobre el tema, al decir que “Los estudios de EPA (Environmental Protection Agency de Estados Unidos) han establecido que el Shale Gas es clave para la economía de EEUU y por ello, es necesario establecer cuáles son las tecnologías y las regulaciones necesarias para evitar o mitigar los potenciales impactos medioambientales que pudieran ser detectados en cada etapa del ciclo de fractura hidráulica con agua y en cada localidad geográfica específica. **Sin embargo ese desarrollo de investigaciones particularizadas no ha detenido la explotación de dicho recurso por tener precisamente en cuenta importantes beneficios ambientales, económicos y en seguridad de abastecimiento, actitud que la ANI considera totalmente trasladable a nuestro país**”.

(Los estudios arriba citados pueden consultarse en la página web de la Academia Nacional de Ingeniería http://www.acadning.org.ar/instituto_energia.htm)

3. La presente publicación se focaliza en llamar la atención sobre las magnitudes en juego de las inversiones directas necesarias (en los pozos y su producción) y las inversiones indirectas imprescindibles en infraestructura y servicios para acueductos, caminos, vías férreas y urbanizaciones, a cargo seguramente del estado nacional, las provincias y los municipios. Se analizan, asimismo, las importantes inversiones privadas requeridas por este proceso de puesta en producción.

El estudio parte de una hipótesis de desarrollo de pozos que contempla los programas actualmente existentes por parte de los concesionarios, asumiendo luego un crecimiento muy mesurado, mucho menor que el de Estados Unidos, para poder evaluar las necesidades de logística, recursos materiales y humanos hasta el año 2030.

La hipótesis de desarrollo de pozos de Vaca Muerta podría dejar de ser realista en función de las cambiantes situaciones del mercado internacional de hidrocarburos, que – a la fecha de conclusión del presente trabajo - exhibía una combinación de tendencia decreciente y volatilidad de los precios del petróleo, lo cual es esperable que genere impactos - desfasados - sobre los precios del gas que importa Argentina. No obstante cabe considerar que:

- Argentina cuenta con un importante nivel de recursos de petróleo y gas no convencional, que ya se encuentran en desarrollo. Si bien es cierto es que transita la fase inicial de actividad, dichos recursos son estratégicos para el futuro energético del país.

- La producción de petróleo y gas de Vaca Muerta podrá ser afectada por variaciones en los precios internacionales. Este estudio se realizó antes de la caída de los precios del petróleo registrada durante los últimos meses de 2014. No se puede predecir cuán duradera será esta baja y cuál será su impacto en el desarrollo de estos nuevos yacimientos. No obstante, es necesario hacer notar que Vaca Muerta posee dos claras “ventanas”, una de petróleo y una de gas, ambas con enorme potencial. Y aún en el supuesto caso en el cual la caída del precio del petróleo tornase más barato importar crudo que producirlo en el país, cabe recordar que Argentina es hoy un fuerte importador de Gas Natural Licuado (GNL). El costo estructural mínimo está dado por la licuefacción, el flete en barcos especiales y la regasificación, que supera el precio de

7,50 dólares por millón de BTU (actualmente vigente para el denominado “Plan Gas” y) adoptado en este estudio para la remuneración a los productores locales, valor que es - a su vez - muy inferior al costo promedio del gas que hoy importa Argentina.

4. Se deben tener presentes las ventajas comparativas de nuestro país en lo que respecta a Vaca Muerta. Este reservorio está localizado fundamentalmente en la Provincia de Neuquén, que exhibe un histórico y sostenido desarrollo de la industria del petróleo y del gas, y una “cultura” de producción de hidrocarburos, altamente sofisticada. Como consecuencia de lo anterior, Neuquén ya dispone de una infraestructura consolidada, que no resulta suficiente para las grandes inversiones a efectuar pero sí ha permitido una rápida puesta en marcha de las operaciones iniciales en curso.

5. También se debe considerar el importante impacto de esta operación sobre la Industria Argentina, la generación de empleo y las necesidades de desarrollo de recursos humanos especializados. Con las hipótesis que se mencionan más adelante, se ha estimado las cantidades de cemento, tubos de acero, arena, agua, etc. que se necesitarán hasta el año 2030, así como el número de equipos de compresión, camiones, trenes, etc. Si se analizan los requerimientos estimados para el año 2020, surge que la coordinación público-privada de las inversiones y la planificación deberían comenzar ya mismo.

6. El desarrollo adecuadamente planificado de los reservorios no convencionales de Vaca Muerta significará para Argentina un impacto macroeconómico y de creación de fuentes de trabajo pocas veces visto en la historia de nuestro país.

1. OBJETO Y ALCANCE

El presente informe tiene por objeto estimar los requerimientos de logística, recursos materiales y humanos asociados a un escenario hipotético probable de producción de gas y petróleo, durante el período 2015-2030 en el reservorio de Vaca Muerta, en la Provincia del Neuquén (Argentina).

Cabe resaltar que el énfasis de este trabajo no se ha puesto en la búsqueda de una estimación precisa de los volúmenes que podrían ser producidos, sino en la identificación de los principales requerimientos resultantes, ya que se considera que - si no fuesen previstos y planificados adecuadamente por el Estado nacional, las administraciones provinciales y municipales, y los operadores privados - podrían condicionar las posibilidades de desarrollo efectivo del significativo potencial de Vaca Muerta.

Se espera que esta nueva publicación contribuya a generar mayor conciencia sobre la magnitud de los desafíos asociados al desarrollo de los recursos no convencionales de Vaca Muerta, y a inducir a la implementación más efectiva de políticas públicas de largo plazo – así como a una mayor integración de iniciativas gubernamentales y privadas -, con miras a facilitar un mejor aprovechamiento de una oportunidad de enorme trascendencia para el país.

2. RESUMEN METODOLÓGICO

La evaluación se circunscribió a la formación Vaca Muerta, que ha sido dividida en secciones o módulos homogéneos, según determinados atributos petrofísicos, geoquímicos, accesibilidad a recursos como el agua, accesibilidad a ductos, entre otros, para lo cual se utilizó un modelo determinístico que incorpora las experiencias de EEUU a un conjunto de variables/escenarios del ámbito local.

Los recursos a estimar requeridos están directamente asociados al escenario que se adopte sobre la cantidad y características de los pozos a ser ejecutados en un cierto horizonte de tiempo.

Para la estimación de la *distribución de los pozos* y su *tipología*, se procede a dividir el área de Vaca Muerta en *secciones* (agrupadas de acuerdo a características similares del subsuelo, así como de la superficie) y a la clasificación de los pozos en *perfiles tipo* (profundidad, parámetros de la curva de producción, longitud del brazo lateral, etc.)

Para establecer el número de pozos y su localización para los primeros años, se utiliza como fuente de información los planes públicos de los operadores. Mientras que para los años siguientes, se proyecta, considerando las experiencias internacionales (especialmente en algunos yacimientos de EEUU) con un criterio conservador, y contemplando a su vez, una evolución del perfil tipo promedio (lo que implica mayor cantidad de fracturas) desde la etapa inicial (piloto) hasta la maduración de esta tecnología en el país.

Mediante la combinación de la cantidad de pozos y su perfil tipo, se determinan la cantidad de fracturas por pozo, siendo éste el principal dato para establecer las necesidades de agua, cemento, potencia para fracturas, tubos, químicos, arena, etc.

Los datos de consumo de estos insumos por cada perfil de pozo se obtuvieron con la colaboración de empresas privadas del país, así como de información recabada en la experiencia de los EEUU en este campo. Estos datos no son estáticos, evolucionan en el tiempo sobre la base de la capitalización de mayor experiencia y eficiencias tecnológicas.

Con la finalidad de asimilar los parámetros del perfil tipo de los distintos pozos de Vaca Muerta, con la historia documentada por EEUU, el modelo responde a datos del campo Eagle Ford en materia de características de la roca madre. Estas similitudes se desprenden de entrevistas con expertos locales.

Una vez identificadas las cantidades de insumos totales necesarios por año, se determina el *requerimiento de transporte* (por ejemplo número de viajes de camiones).

Se plantean tres escenarios: el primero asume que no hay infraestructura adicional a la actual ni en acueductos ni en transporte ferroviario.

El escenario 2 estima la incorporación de un sistema de acueductos, para reducir significativamente el movimiento de agua; y el escenario 3 incorpora además, la utilización de vías férreas para el transporte básicamente de arena, cemento y caños.

Simultáneamente se calcula la producción anual de petróleo y gas mediante el producto de la cantidad de pozos y sus curvas promedios de producción en función de su localización y su tipología.

Finalmente asumiendo que los precios actuales del petróleo y gas se mantienen en el horizonte en estudio, se obtiene los ingresos brutos estimados anuales de cada hidrocarburo. Nuevamente hacemos hincapié que estos valores surgen de un escenario de pozos estimados, que hoy entendemos factible y conservador.

Se encuentra disponible en la página web de la Academia Nacional de Ingeniería, un flujograma con la explicación del resumen metodológico (<http://www.acadning.org.ar/>)

3. CONTEXTO CONCEPTUAL

El petróleo y el gas se forman en el interior de los primeros 5 ó 6 km de la corteza terrestre (litósfera) a partir de los restos de organismos (fósiles), depositados en grandes cantidades en fondos de mares o zonas lacustres del pasado geológico que son cubiertos posteriormente por espesas capas de sedimentos. Millones de años de transformaciones químicas debidas al calor y a la presión en el interior de la corteza terrestre, convierten los sedimentos en rocas sedimentarias y los restos de microorganismos (animales y vegetales) en petróleo y gas natural en el interior de la roca.

Con el sucesivo soterramiento de los microorganismos, al depositarse en un ambiente anóxico (con escaso oxígeno), la materia orgánica es preservada sin que llegue a

descomponerse, estos sedimentos se transforman en rocas, en este caso sedimentarias, y al incrementar en profundidad son sometidas a mayores temperaturas según el gradiente térmico del área.

Así, los restos de microorganismos ricos en materia orgánica contenidos en sedimentos finos (roca madre o roca generadora) se transforman en kerógeno. A partir de que la roca madre alcanza una temperatura en torno a los 90°C, el kerógeno comienza a ser transformado en hidrocarburo líquido. En este caso se dice que la roca madre ingresa en ventana de petróleo (figura 1). El petróleo generado se va acumulando en los poros, incrementando paulatinamente su volumen y presión hasta que es expulsado hacia las rocas circundantes. Cuando la roca madre alcanza los 130°C comienza a producir hidrocarburo gaseoso, ingresando en ventana de gas (figura 1).

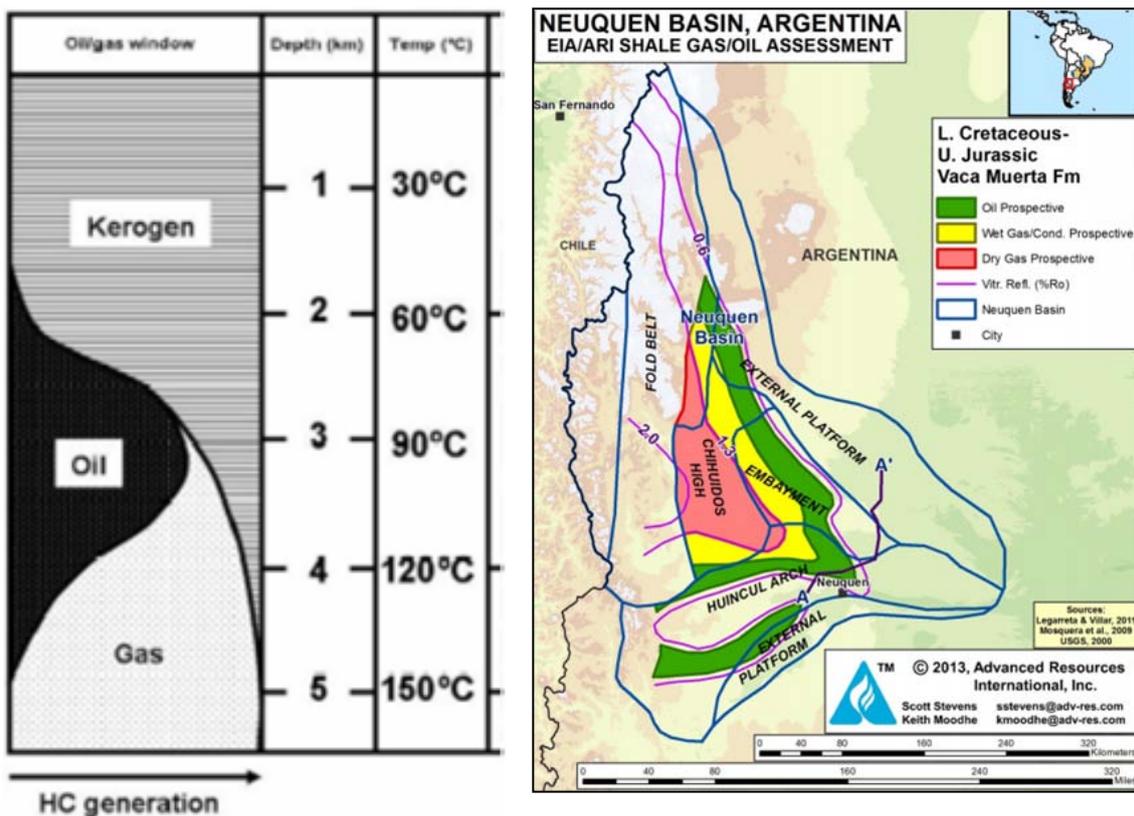


Figura 1 Ventana petrolera y gasífera dependiendo de la temperatura de formación (izquierda) [Oilandgasgeology.com] y ventana de gas y petróleo en la formación de Vaca Muerta (derecha)

Como los hidrocarburos son menos densos que el agua de formación (agua contenida en las rocas), estos tienden a moverse en un camino preferentemente ascendente a través de la columna sedimentaria; en este proceso de *migración* (o desplazamiento) pueden encontrar *rocas reservorio, porosas y permeables*, que los alojen y si, además, estas rocas reservorios se encuentran en una estructura/trampa aislada por una barrera o *sello impermeable*, estos hidrocarburos se pueden acumular.

Por lo tanto, para que haya depósitos de hidrocarburos, en la literatura asociada a los depósitos convencionales se suele concluir en cuatro condiciones necesarias para la existencia de un yacimiento hidrocarburiífero: (1) Roca Madre, (2) capacidad migratoria del fluido, (3) porosidad y permeabilidad de la roca reservorio (4) trampa/estructura/roca sello.

En el caso del shale, los hidrocarburos aún no han podido ser expulsados de la roca madre (shale, lutitas) quedando el fluido entrampado en la misma, con prácticamente ninguna movilidad. Para poder extraerlos, como se muestra esquemáticamente en la Figura 2, se fractura hidráulicamente la roca, rellenando dichas fracturas con agente de sostén (arena; que mantiene abiertas las fracturas), generando artificialmente la posibilidad de que los hidrocarburos fluyan al pozo.

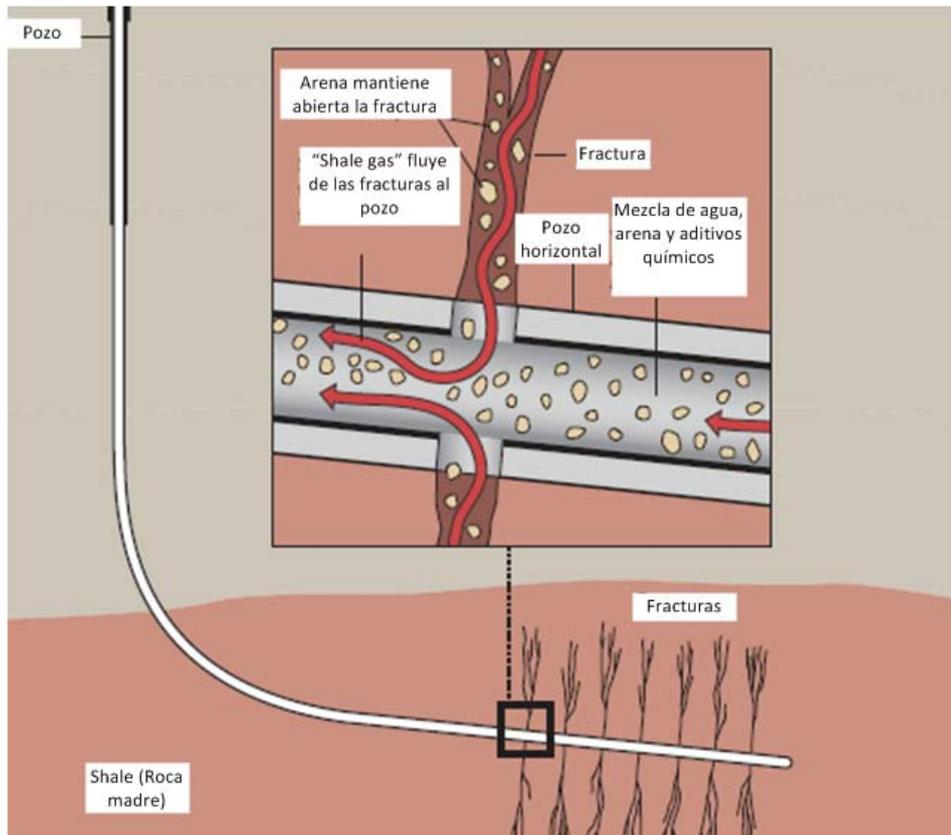


Figura 2 Fractura hidráulica (Royal Academy of Engineering 2012)

De cada pozo solamente se puede drenar el petróleo/gas contactado en el volumen de roca fracturada, con lo cual se requieren muchas fracturas de gran volumen. A efectos de visualizar el esfuerzo que esto implica por pozo, se requeriría (en orden de magnitud ya que es muy variable según el tipo de pozo) potencia de bombeo de 32.000 HP (16 camiones de fractura; que bombean agua + arena + aditivos a una presión de 10.000 psi), 30.000 bolsas de arena (1.500 Ton) y 10.000 m³ de agua limpia (100 m x 100 m x 1 m). A su vez, y a pesar de dicho esfuerzo no se logra drenar mucho más que lo que esté a menos de 100 m de la fractura; por lo que se prevé que para desarrollar Vaca Muerta se necesitarán una gran cantidad de pozos con estos requerimientos.

Estos datos indican que el desarrollo del shale gas y shale oil exigirá a las empresas productoras contratar un gran número de equipos de perforación, y contar con el apoyo logístico y de servicios necesario para la construcción de locaciones y caminos, para el traslado y almacenamiento de agua, arena y otros aditivos; para la cementación entubado y vestido de los pozos; facilidades de producción y entrega de hidrocarburos, disposición del agua de fractura devuelta, el sellado y la reconstrucción ambiental de los pozos abandonados etc. Cada pozo *shale* requiere de una gran cantidad de bienes y

servicios que equivale a instalar cientos de “fábricas” por año para producir gas natural a lo largo del territorio argentino.

Los yacimientos no convencionales también plantean desafíos desde el punto de vista regulatorio y ambiental, que deberán ser atendidos mediante políticas públicas y esfuerzos multidisciplinarios. El marco regulatorio de yacimientos ‘convencionales’ es, en términos generales, válido para recursos de yacimientos ‘no convencionales’. No obstante, la mayor actividad requerida, la existencia de simultáneos niveles de producción sobre una misma vertical, especificidades ambientales¹ y el menor riesgo exploratorio que presentan los reservorios ‘no convencionales’ podrían requerir ciertas adecuaciones regulatorias. Sin duda, habrá que agregar al marco regulatorio determinadas previsiones relacionadas con el impacto ambiental que producirá la actividad, incluyendo el tratamiento del agua y la utilización de productos químicos.

Todos estos requerimientos representan una oportunidad para el crecimiento tecnológico de las empresas argentinas y para el incremento de la actividad económica, con creación de puestos de trabajo.

Los gobiernos nacionales y provinciales deberían planificar y proveer acueductos, vías férreas y caminos capaces de permitir el intenso transporte de agua y otros materiales requeridos por la explotación del shale, así como, las regulaciones y recursos humanos capacitados para un efectivo control de las actividades y minimización de los posibles efectos ambientales de la actividad.

Los importantes requerimientos tecnológicos y de logística implican una demanda extraordinaria de recursos humanos, especialmente con formación en Ingeniería y específicamente calificados para el diseño mecánico del proceso de fractura hidráulica, el diseño de fluidos y aditivos para el proceso de fractura, el monitoreo *in situ* del proceso de fractura hidráulica y la perforación horizontal. También se necesitarán recursos humanos para el manejo del agua, incluyendo la programación y coordinación de la utilización local del agua, el sistema de monitoreo y protección de acuíferos y napas freáticas, y el control, tratamiento y reutilización del agua recuperada.

En síntesis, los recursos provenientes de formaciones no convencionales representan no solo una opción estratégica para resolver los desbalances de oferta y demanda que enfrenta el mercado energético argentino, sino la posibilidad de que la Argentina sea un receptor de inversiones en una escala casi sin precedentes en el desarrollo del país, desarrolle su industria y muy posiblemente se convierta en un fuerte exportador de gas natural y petróleo.

El trabajo que se describe a continuación comprende una aproximación analítica ante un escenario propuesto de producción, exclusivamente de Vaca Muerta, de los yacimientos de shale-gas y shale-petróleo, para la estimación de los recursos materiales y humanos, la logística requerida así como de sus necesidades de inversión.

¹ Aspectos Ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. El caso particular de “Vaca Muerta” en la Provincia del Neuquén. Publicación Nro. 4 del Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería, 2013.

4. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

A los efectos de realizar este análisis, se utilizó un elaborado modelo de análisis espacial de la formación distribuyendo los *permisos y concesiones otorgados* en 12 secciones (I a XII, Figura 3) teniendo en cuenta tanto los atributos del subsuelo (profundidad, espesor, contenido orgánico y madurez de la formación) como los atributos de superficie (cursos de agua, rutas, áreas protegidas, ductos y pendiente y altura de la superficie). Los atributos del subsuelo tienden a ser determinantes en relación con la producción esperada de gas y petróleo para un determinado nivel de inversión, en tanto los de superficie cobran peso e interactúan como condición de borde en la estructura de costos asociados tanto a la explotación como a la logística necesaria para su desarrollo.

A los efectos del modelo, el espacio configurado por todas las secciones se constituye en dos ventanas (ventana de petróleo y condensados, y ventana de gas seco) en función del nivel de madurez conocido de la formación. Esta distinción, como se verá más adelante, no solo condicionará el tipo de fluido a ser extraído, sino también el caudal de insumos necesarios para la estimulación.

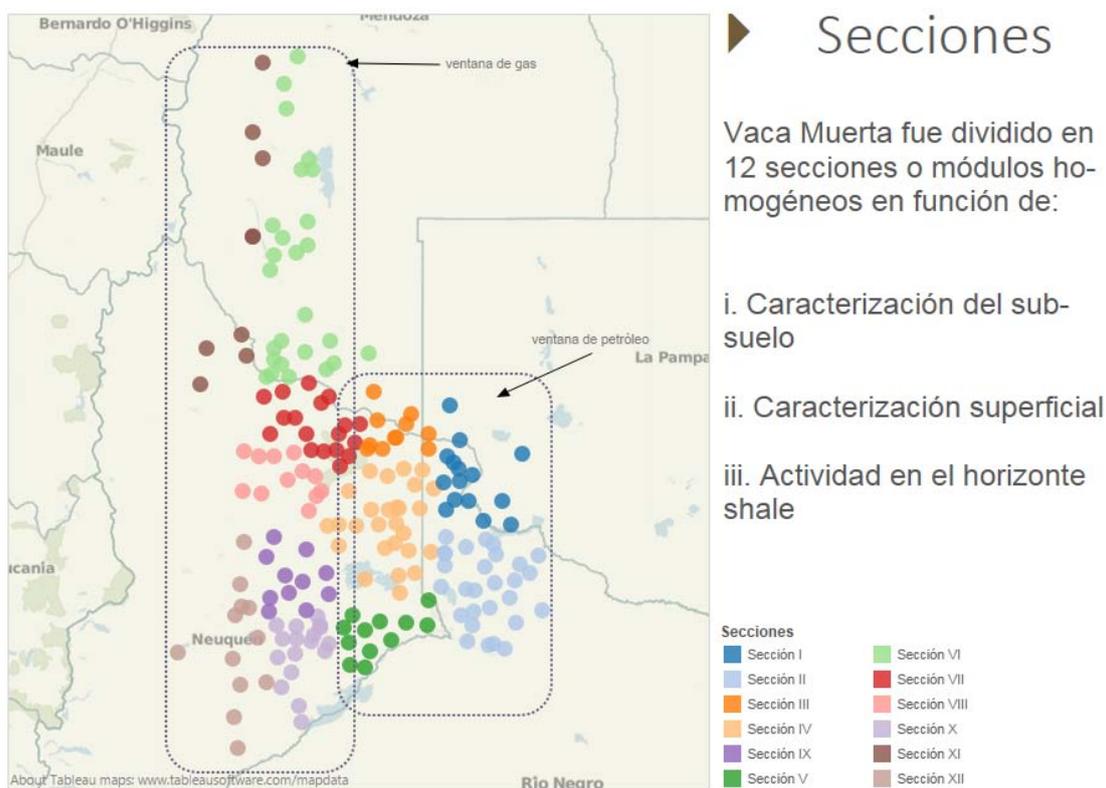


Figura 3 Vaca Muerta se dividió en 12 secciones o módulos homogéneos. Los puntos indican distintos permisos y concesiones, y el color, a la sección que corresponde

Para la modelización del comportamiento productivo a lo largo de la formación, se definieron 10 tipos de pozos o perfiles de producción (#1 a #10, Figura 4 y 5) según correspondan a la ventana de gas seco o de petróleo, y según la longitud de perforación horizontal de cada tipo de pozo. Cada tipo de pozo tiene diferentes curvas de declinación en los niveles de producción (tanto de gas natural, líquidos y petróleo) y cantidad de etapas de fractura.

La información utilizada sobre el comportamiento de los pozos verticales, surge de la experiencia de la empresa YPF publicada en diferentes estudios. Mientras que dada, la escasa información nacional de pozos horizontales en Vaca Muerta se adoptó el comportamiento de la formación Eagle Ford en Texas, Estados Unidos, como campo análogo. Para ello se compilaron datos referidos a 30 operadoras activas durante 2012 y 2013².

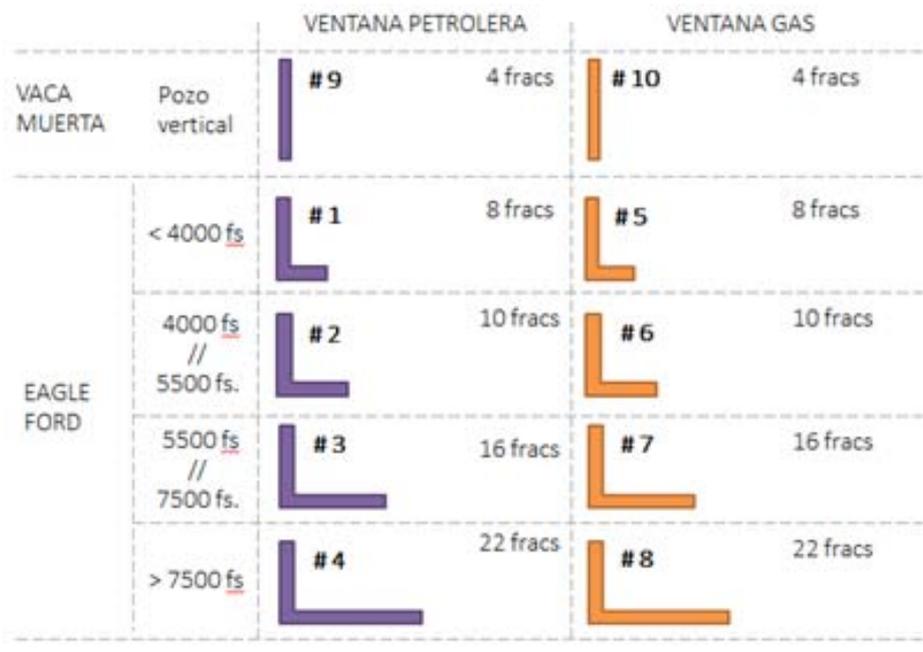


Figura 4 Tipo de pozo

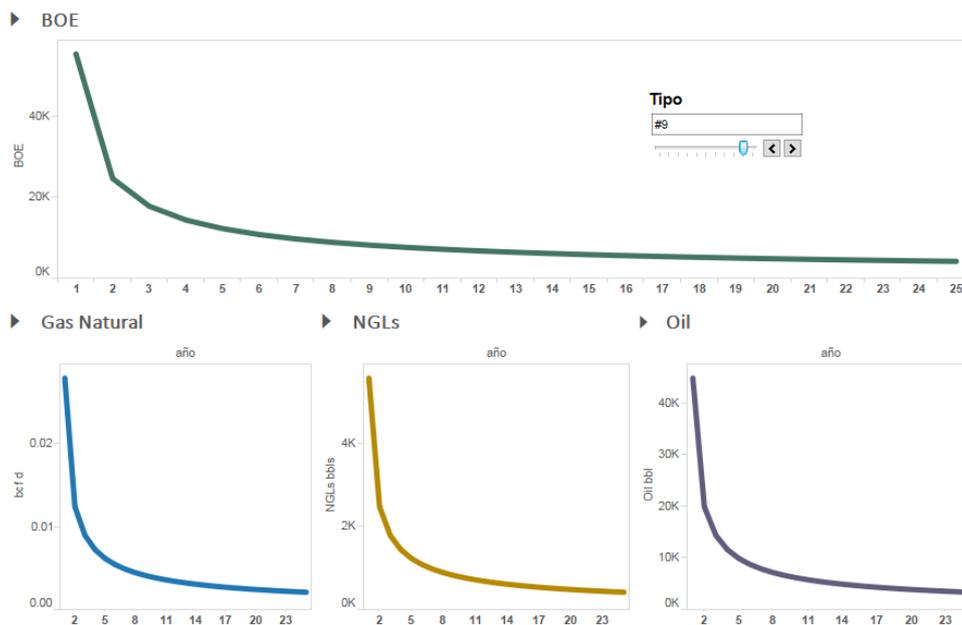


Figura 5 Perfil de producción de gas natural, NGLs y petróleo (referido al pozo tipo #9) resultante del modelo

² El Oil & Gas Financial Journal suele presentar comunicados ordinarios y extraordinarios de las operadoras. Se compiló la información de 30 operadoras con actividades en Eagleford para la evaluación del perfil de producción.

A partir de la clasificación en 12 secciones y 10 tipos de pozos se construyeron las siguientes 5 matrices que se indican a continuación.

- a) **Matriz de escenario de pozos por concesión.** Esta matriz contiene para cada año y para cada concesión la cantidad de pozos esperados. Los mismos surgen de información pública presentada por las empresas en los primeros años y una extrapolación conservadora del desarrollo del potencial de los yacimientos en los años siguientes.
- b) **Agrupación de las concesiones por región (12 regiones).** Según las condiciones de superficie y subsuelo se agruparon las concesiones en 12 secciones como se indica en la Figura 3.
- c) **Matriz de escenarios de pozos por región.** Combinando la matriz a) con b) se obtiene para cada año y para cada región la cantidad de pozos esperados.
- d) **Matriz de tipo de pozo o tecnología (10 tipos).** Esta matriz contiene para cada año y según sea una sección de gas seco, de gas húmedo o de petróleo la cantidad de pozos de cada tipo. En base a la experiencia de Estados Unidos, se espera una evolución desde pozos verticales a pozos horizontales con ramales de perforación horizontal cada vez más largos.
- e) **Matriz de escenarios de progresión de tecnologías.** Esta matriz contiene para cada año y sección (gas seco, húmedo o petróleo) el porcentaje de los diferentes tipos de pozos (1 a 10). Se prevé una evolución de pozos verticales a pozos horizontales con ramales cada vez más largos.

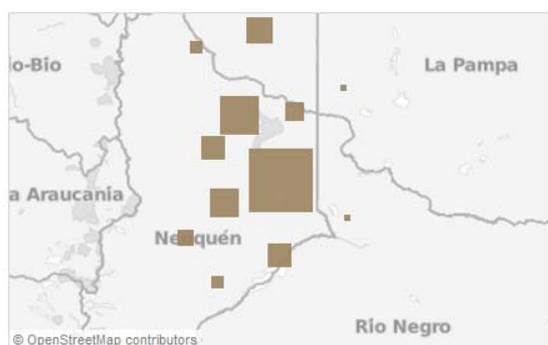
Combinando las matrices c), d) y e) se obtienen los siguientes resultados para cada año y región.

- Etapas de fractura
- Producción de petróleo
- Producción de gas natural
- Costos por pozo
- Inversiones requeridas
- Requerimientos de agua
- Requerimientos de cañería
- Requerimientos de cemento
- Requerimientos de arena
- Requerimientos de potencia de bombeo
- Requerimientos de transporte
- Requerimientos de recursos humanos

5. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CANTIDAD DE POZOS, ETAPAS DE FRACTURA Y REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN

Empleando el modelo y utilizando la metodología con los supuestos indicados en la sección anterior se obtuvieron los siguientes resultados.

a. Cantidad de pozos



Pozos

Alta concentración espacial en la actividad perforadora.

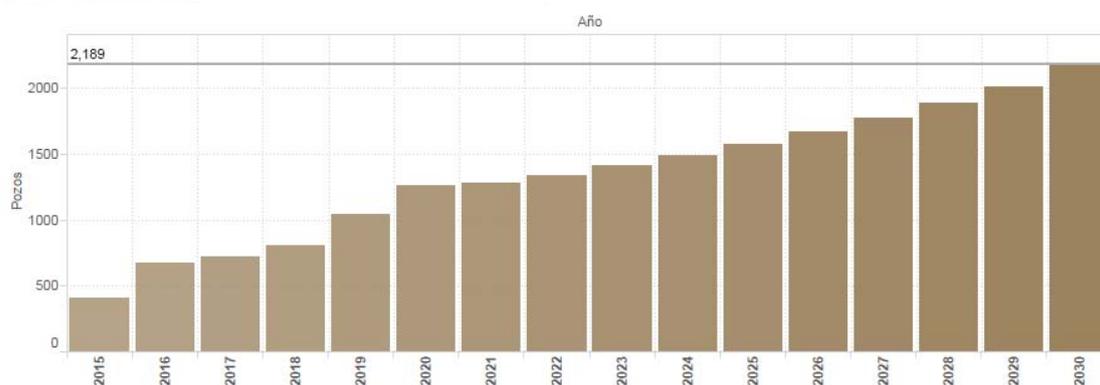


Figura 6 Evolución de la cantidad de pozos entre los años 2015 y 2030. Los cuadrados de la figura indican el número de pozos por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

En la Figura 6 se muestra la evolución prevista de la cantidad de pozos de shale entre los años 2015 y 2030. En el año 2015 se estiman realizar en Vaca Muerta alrededor de 400 pozos (con una fuerte participación de YPF).

Para el año 2020 se espera perforar 1.260 pozos por año y 2.200 pozos por año para el año 2030, constituyendo una actividad de inmensas proporciones aún en relación con el record histórico de actividad en el país asociado al “boom” petrolero de principios de los años 60.

No obstante, y ante la apariencia de una intensidad perforadora en exceso optimista, es conveniente ubicar en contexto lo sucedido en Estados Unidos. Ello permite dimensionar tanto el nivel de moderación del escenario adoptado en nuestro modelo como el posible curso que puedan tener las futuras campañas perforadoras en Vaca Muerta si se quiere emular el boom observado en Estados Unidos: durante 2013 se perforó, sólo en Eagle Ford, un total de 4.400 pozos³. Es decir en 2015 se estaría perforando en Vaca Muerta un 9% de lo observado en la formación de referencia de EEUU en 2013⁴.

³ Baker Hughes Well Count (2014)

⁴ <http://www.bakerhughes.com/>

b. Etapas de fractura

En la Figura 7 se muestra la evolución prevista de la cantidad de etapas de fractura entre los años 2015 y 2030. Para el año 2020 se esperan más de 13.000 fracturas por año y 36.000 fracturas por año para el año 2030.

Debido a la evolución a pozos horizontales de cada vez mayor longitud, se espera un aumento de la cantidad de fracturas por pozo que pasarían de un promedio de 11 a 16 fracturas por pozo entre los años 2020 y 2030. Actualmente el promedio es de solo 5 fracturas por pozo, debido a la preponderancia de pozos verticales.

Debe notarse que la cantidad de materiales y servicios que se requieren está esencialmente relacionada a la cantidad de fracturas más que a la cantidad de pozos perforados anualmente, por lo cual dichos requerimientos se incrementan considerablemente a lo largo del período evaluado.

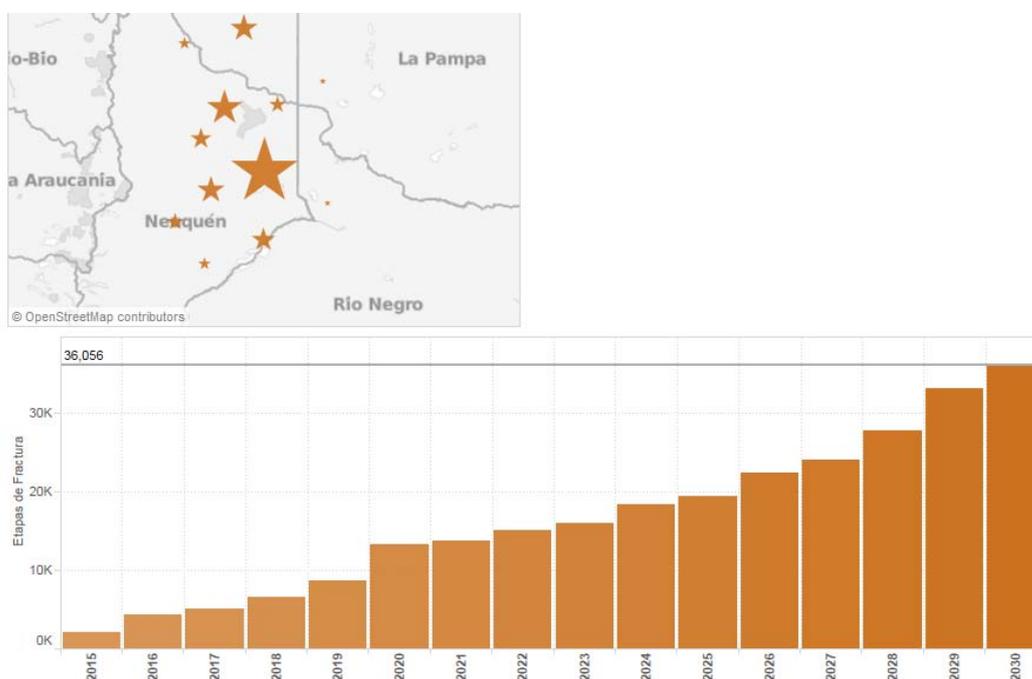


Figura 7 Evolución de la cantidad de etapas de fractura entre los años 2015 y 2030. Las estrellas de la figura indican el número de etapas de fractura por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

Por su parte, la distribución espacial del número de fracturas no está tan concentrada en la ventana petrolera como el número de pozos, debido a que se prevé perforaciones horizontales más largas en la ventana gasífera.

c. Requerimientos de inversión directa

Teniendo en cuenta las características geológicas de cada sección, los diferentes tipos de pozos perforados en cada sección, la cantidad de fracturas, las condiciones de borde superficiales en cada sección y su logística disponible y la curva de aprendizaje, economías de escala y optimización de costos esperados, se realizó una estimación de la

evolución de los costos por pozo y sección resultando en los valores que se indican en la Figura 8 para la disminución de costos desde el año 2014 al año 2021.

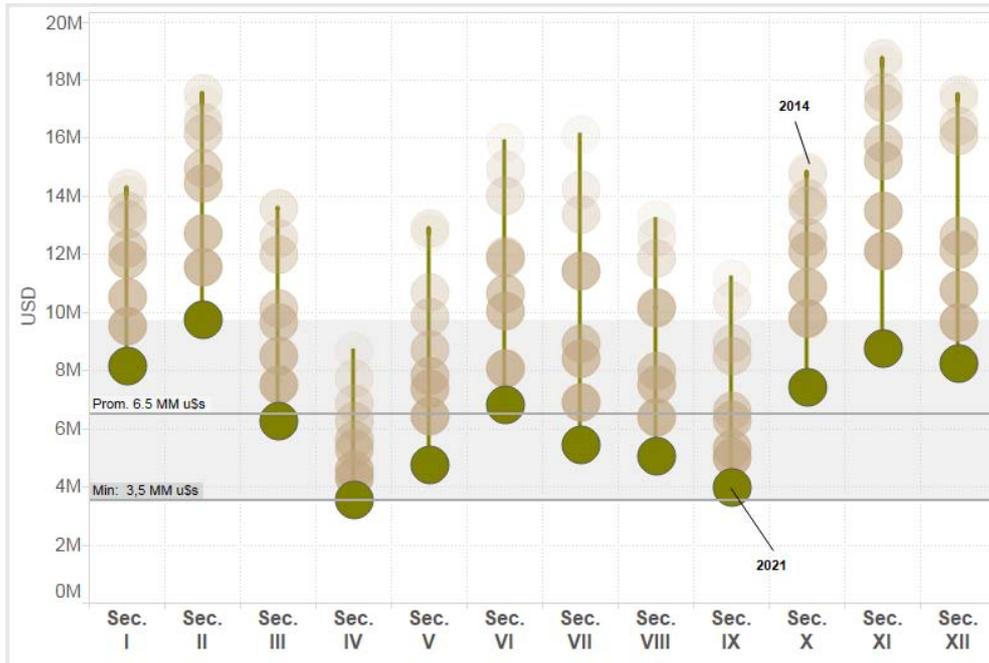
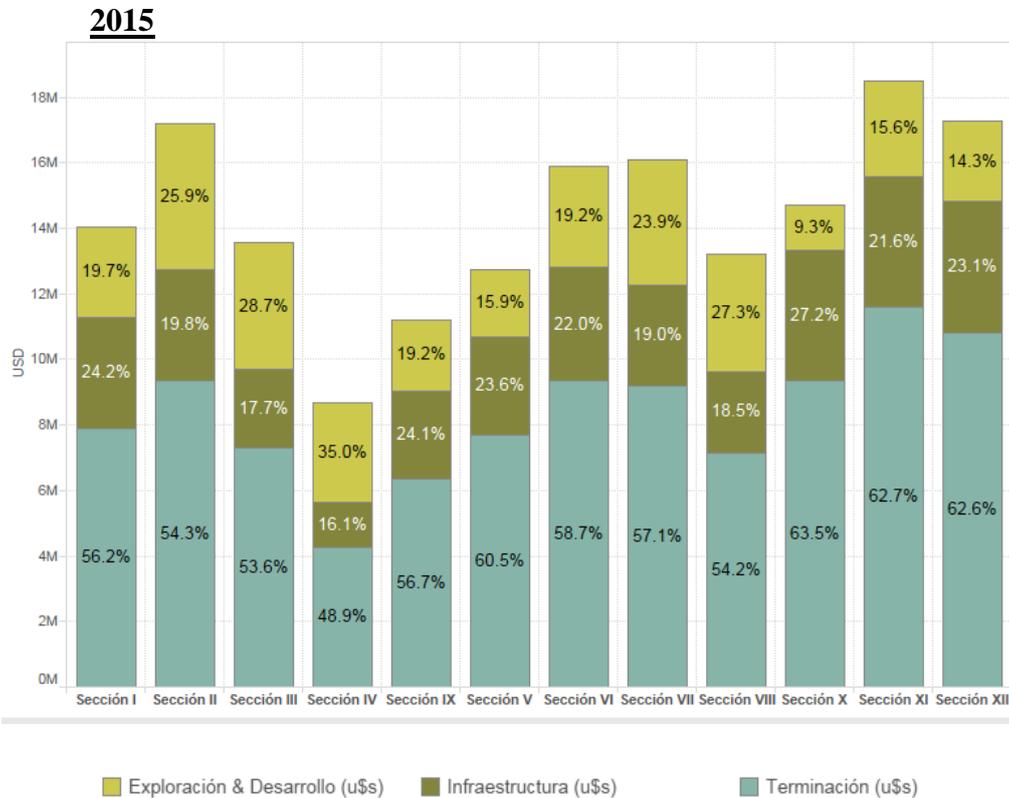


Figura 8 Evolución estimada de los costos por pozo para cada Sección entre los años 2015 y 2021

La figura 9 muestra para los años 2015 y 2021, la composición porcentual de los costos de los pozos, para cada sección, teniendo en cuenta: Exploración & Desarrollo, Infraestructura y Terminación.



2021

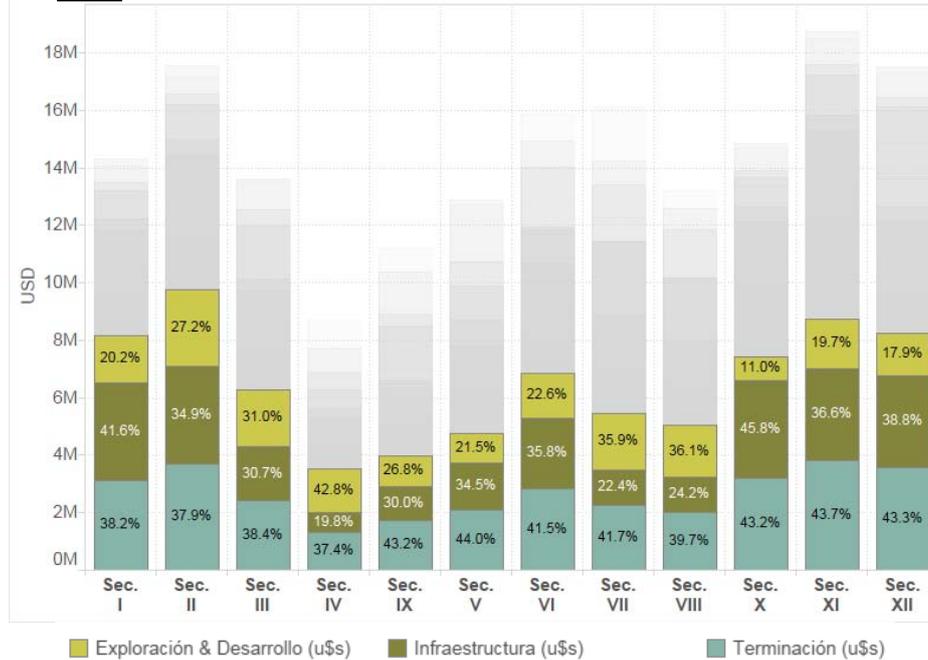


Figura 9 - Evolución estimada de los costos para cada Sección entre los años 2015 y 2021

Como consecuencia de la combinación del aumento del número de pozos con la disminución proyectada del costo por pozo, la inversión directa estimada⁵ se estabilizaría en torno a los 6.000 MMUS\$⁶ anuales a partir del año 2021, con una inversión acumulada desde 2012 a esa fecha de unos 45.000 MMUS\$ (figura 10)

► Inversión Directa Requerida

Las inversiones se estabilizarían en la franja 5.500 MMUSD y 7.500 MMUSD a partir del 2016.

Totalizarían una inversión superior a los 45.000 MMUSD.

Esta evolución refleja la baja en costos, la intensidad perforadora y las nuevas tecnologías a utilizar estilizadas.

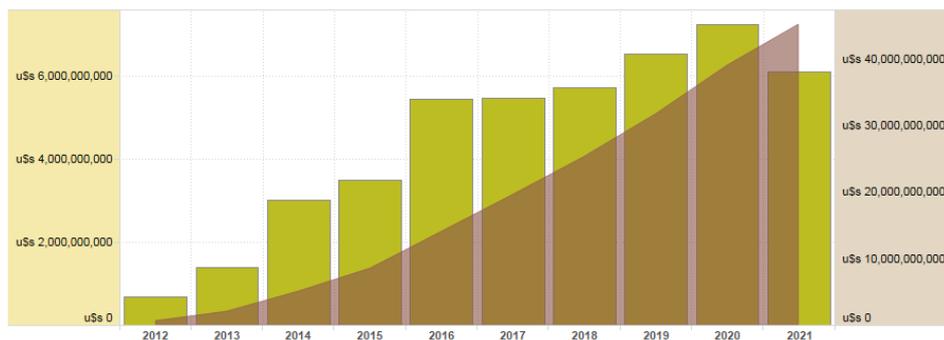


Figura 10 Evolución de las inversiones entre los años 2012 y 2021

⁵ Al referirnos a inversión directa en perforación, no se computan las inversiones de infraestructura necesarias para sostener esta intensa actividad (ver capítulo 7). Tampoco se tienen en cuenta las inversiones indirectas, que tendrá que hacer, fundamentalmente, el sector privado, por ejemplo, en expansión de la capacidad de producción de Caños, Cementos, Camiones, y otros elementos que dinamizarán la economía nacional en distintos rubros.

⁶ De aquí en adelante, entiéndase “MM” como millones de la unidad que se haga referencia.

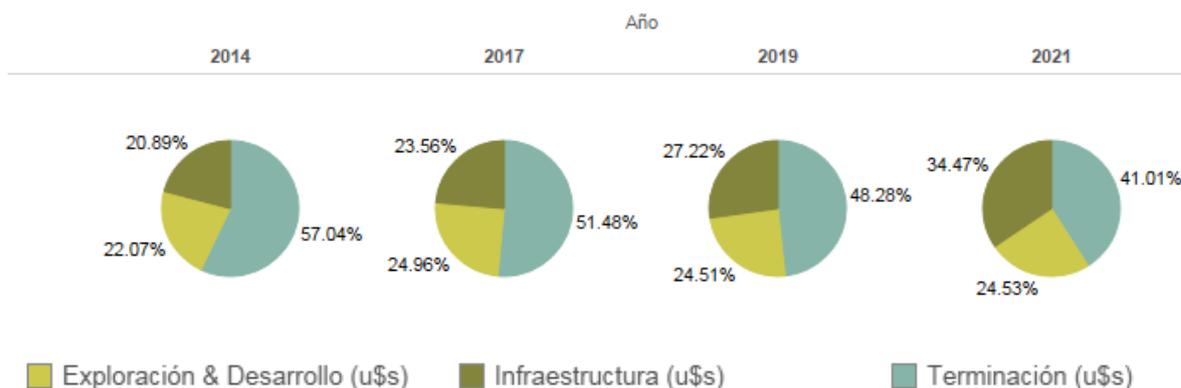


Figura 10 - Evolución de las inversiones por tipo (años 2014, 2017, 2019 y 2021)

6. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA PRODUCCIÓN DE VACA MUERTA

Utilizando las curvas de declinación esperadas para cada tipo de pozo y la intensidad de perforación en cada región de Vaca Muerta se obtiene la evolución de la producción de gas y petróleo anual que se presenta a continuación.

a. Shale-oil

La producción adicional de petróleo (Shale oil por Vaca Muerta) alcanzaría los 128 MM barriles/año en el año 2020 y 460 MM barriles/año en el 2030, un aumento del 64% y del 230% respectivamente en relación con los niveles de producción actual. De hecho hacia el 2019 dicha producción habría alcanzado los niveles de producción de la provincia del Neuquén del año 2013, y en 2023 los niveles de producción nacional. En tanto el acumulado producido al 2028 representaría el total de las reservas probadas de la Argentina en 2013 (figura 11)

Teniendo en cuenta la demanda interna del país, si la producción convencional se mantuviera aproximadamente en los niveles actuales, prácticamente la totalidad de la producción adicional podría constituirse en saldos exportables convirtiendo al país en un exportador de petróleo significativo⁷.

⁷ Las hipótesis adoptadas son al solo efecto de tener un marco de referencia con el objeto de subrayar el impacto de producción adicional proveniente de *shale* de Vaca Muerta y no una estimación de la evolución probable de la producción de yacimientos convencionales.

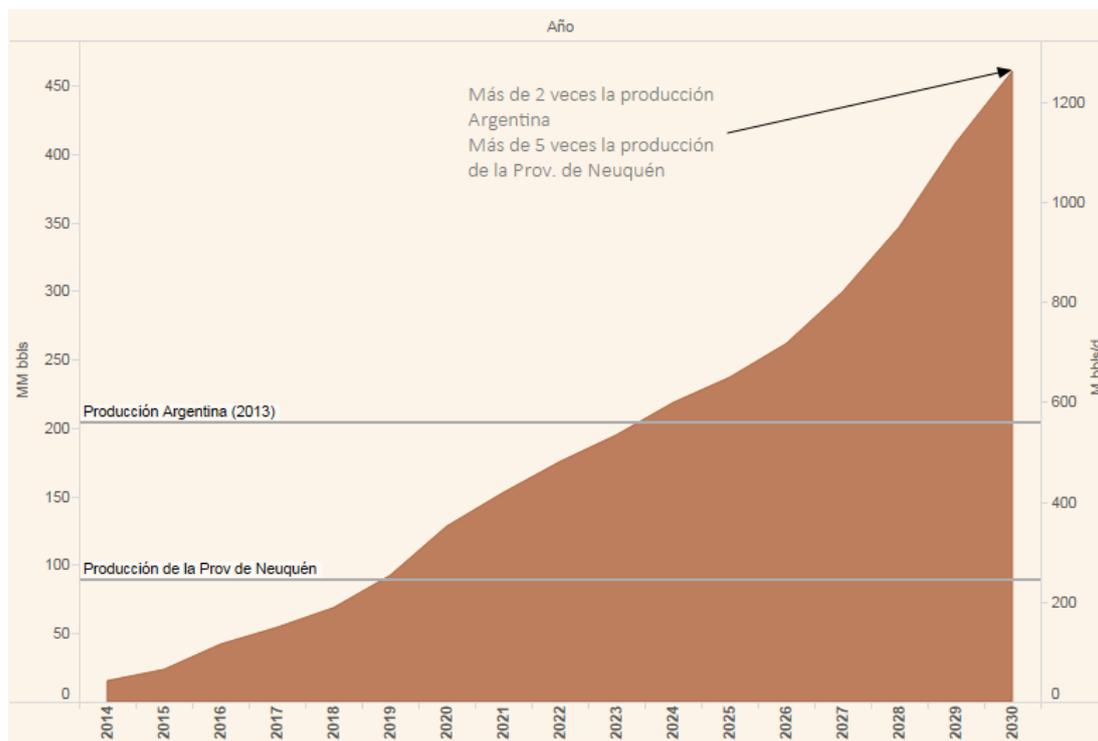


Figura 11 Evolución de la producción de petróleo de Vaca Muerta entre los años 2014 y 2030 en MM de barriles

Por otra parte, el acumulado al 2030 representa el 19,7% del total de recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta (16.200 MM bbls) y el 11,8% de total de recursos técnicamente recuperables para todo el país (27.000 MM bbls) de acuerdo a la estimación del Departamento de Energía de Estados Unidos ⁸.

b. Shale-gas

La producción adicional de gas natural de Shale de Vaca Muerta, alcanzaría los 55 MM m³/d en el año 2020 y 271 MM m³/año en el 2030, esto significa un aumento del 67% y del 338% respectivamente en relación con los actuales niveles de inyección al sistema de transporte. Hacia el 2021 dicha producción habría alcanzado los niveles de producción de la provincia del Neuquén del año 2013, y en 2024 los niveles de producción nacional (figura 12)

En tanto el acumulado producido 2027 representaría en total, las reservas probadas de la Argentina en 2013.

Suponiendo que la producción de gas de yacimientos convencionales se mantuviera en los niveles actuales sería posible contar con saldos exportables desde el año 2020 en adelante⁹.

⁸ “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States” DOE- EIA/ARI, Junio 2013.

⁹ Idem Nota al Pie 3

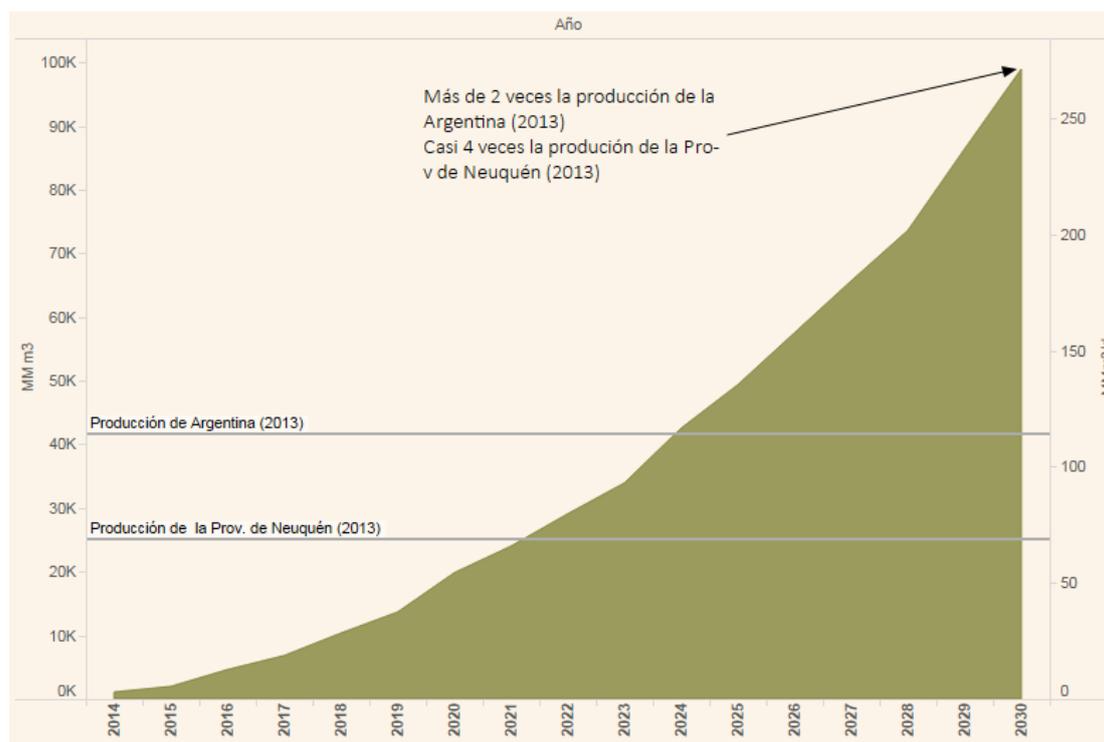


Figura 12 Evolución de la producción de gas natural de Vaca Muerta entre los años 2014 y 2030 en MM m³/d

El acumulado al 2030 representa el 7,1% del total de recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta (308 tcf) y el 2,7% de total de recursos técnicamente recuperables para todo el país (802 tcf) de acuerdo a la estimación del Departamento de Energía de Estados Unidos¹⁰.

c. Ingresos brutos estimados, originados por la producción de Vaca Muerta

En términos de ingresos económicos, considerando que se mantienen a valores constantes los actuales precios a productores por la producción nacional de 80 US\$/barril y 7,50 US\$/MMBTU para el petróleo y el gas respectivamente, se obtienen los niveles de ingresos indicados en la Figura 13.

Los ingresos por los volúmenes de petróleo comercializados alcanzarían los 10.000 MMUS\$/año en el año 2020 y los 37.000 MMUS\$/año en el año 2030. Por su parte, los ingresos por los volúmenes de gas natural alcanzarían los 5.000 MMUS\$/año en el año 2020 y los 25.000 MMUS\$/año en el año 2030.

Estos ingresos serán distribuidos entre productores, Estado Nacional, Provincias y Municipios, quienes se verán beneficiados por un importante incremento en la recaudación en materia de Impuesto a las Ganancias, Regalías, IVA, Ingresos Brutos, etc.

¹⁰ Idem

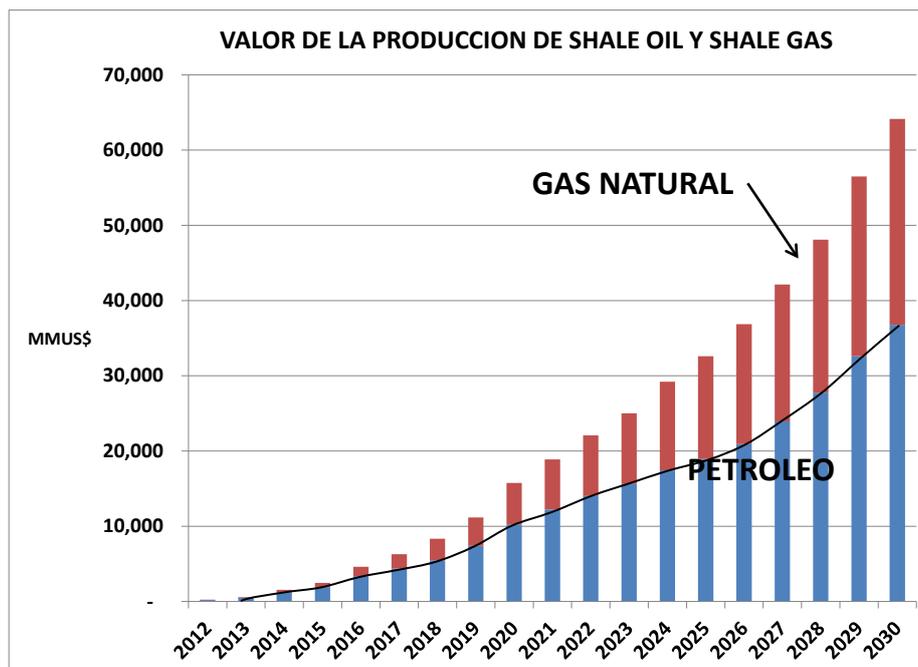


Figura 13 Evolución de los ingresos por la producción de Vaca Muerta entre los años 2012 y 2030 en MMUS\$

7. REQUERIMIENTOS DE MATERIALES Y SERVICIOS

a. Agua

La distinción entre la ventana de petróleo y gas natural seco permite caracterizar los requerimientos de agua conforme a la densidad del fluido a extraer y a la modelización de los canales artificialmente creados para la migración del tipo de hidrocarburo, y modelizar regionalmente el re-uso del agua.

Esto permite que la mezcla, de base acuosa, necesaria para estimular la roca no sólo se reduzca por medio de la adopción de métodos más eficaces, sino también aumentar los niveles de re-uso de agua logrando menores requerimientos de agua nueva durante la fractura.

De esta manera, los 1.580 m³ y 1.050 m³ de agua nueva por fractura (en la ventana de petróleo y gas, respectivamente) estimados para 2014 se reducirán, a 950 m³ y 680 m³ en 2020, y 360 m³ y 240 m³ en 2030 (según ventana de petróleo o gas en cada caso).

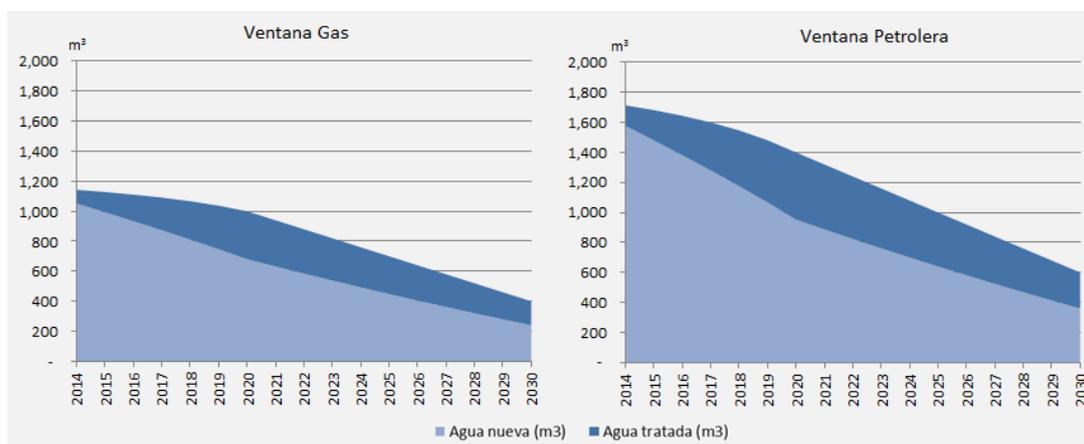


Figura 14 Consumo de agua por etapa de fractura

Multiplicando el volumen de agua por etapa de fractura, el tipo de pozo y la cantidad de pozos esperada se obtienen los requerimientos de agua por año indicados en la Figura 15 (se estabiliza en un promedio de 11,2 MMm³ desde el año 2020 hasta el 2030)¹¹.

Si bien estos son volúmenes muy significativos para ser transportados, los niveles requeridos en el año 2030 constituyen solamente el 0,02% del caudal hídrico de la Prov. del Neuquén y el 0,4% del agua consumida en la provincia¹². Surge de esta comparación que los volúmenes de agua no son un problema en relación con la existencia en la provincia ni en cuanto a la afectación al consumo de la misma, pero sí debe tenerse en cuenta las dificultades logísticas de su transporte hasta las bases operativas del yacimiento, lo que será tratado más adelante cuando se vean los requerimientos de infraestructura.

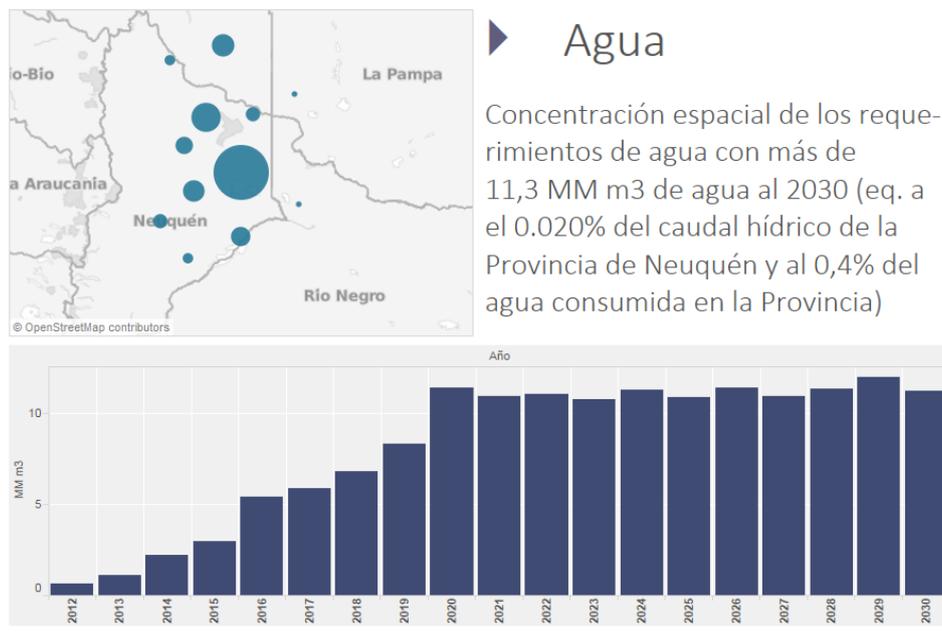


Figura 15 Evolución de los requerimientos de agua entre los años 2015 y 2030. Los círculos de la figura indican la cantidad de agua por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

b. Arena, proppant o agente sostén

De acuerdo al diseño de fractura caracterizado en ambas ventanas se estima un requerimiento de 250 Tn y 150 Tn por fractura para las ventanas de petróleo y gas, respetivamente¹³

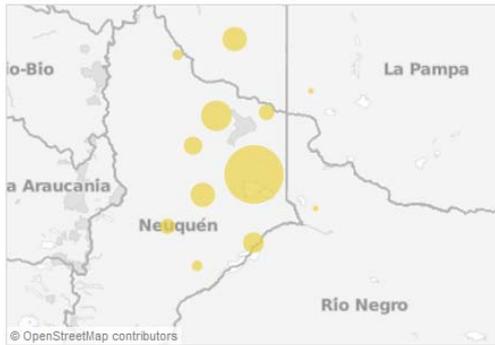
Multiplicando la cantidad de fracturas por año indicada en la Sección 5.b por un consumo estimado de arena por fractura se obtiene una demanda de arena cercana a los 3 MM toneladas en el año 2021 y los casi 7,5 MM toneladas en el año 2030¹⁴.

¹¹ Información de cada año en Anexo

¹² Para las referencias sobre el caudal hídrico y el total consumo por la provincia del Neuquén véase el Dec.1483/12 de la provincia del Neuquén.

¹³ Correspondientes con 5.000 y 3.000 bolsas, respetivamente.

¹⁴ Información de cada año en Anexo



Proppants

Al 2030 se estarían demandando más de 7,5 millones de tons. de agente sostén (150 MM bolsas)

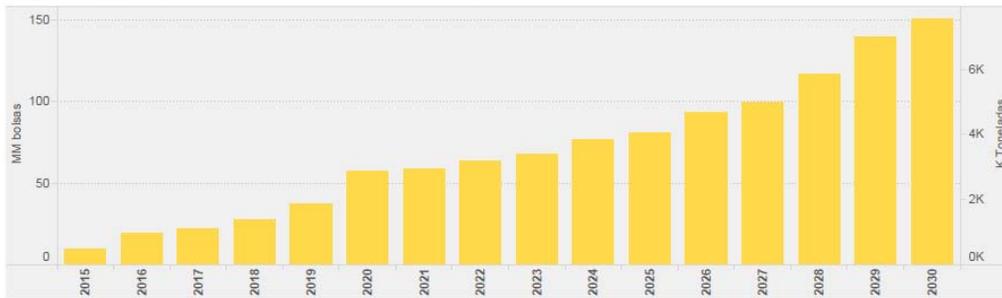


Figura 16 Evolución de los requerimientos de arena entre los años 2015 y 2030. Los círculos de la figura indican la cantidad de proppants por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

Es importante señalar que YPF se encuentra trabajando actualmente en la Prov. de Chubut, a unos 40 km al norte de Gaiman, para analizar las posibilidades de la extracción y producción nacional de arenas para las operaciones de fractura hidráulica de Vaca Muerta.

c. Cañerías

Las cañerías requeridas para la perforación dependen de la profundidad de los pozos y de la longitud de la perforación horizontal.

La profundidad media de los pozos se indica para cada región en la Tabla 1 mientras que la longitud de la perforación horizontal depende de la evolución de los tipos de pozos como se describiera en la Sección 4.

Sección I	Sección II	Sección III	Sección IV	Sección V	Sección VI
1.800	2.400	1.800	2.200	1.600	1.000

Sección VII	Sección VIII	Sección IX	Sección X	Sección XI	Sección XII
1.100	1.180	1.200	900	1.200	1.100

Tabla 1 Profundidad media de los pozos en cada región de Vaca Muerta (en metros)

El diseño de cañerías empleado para determinar los requerimientos, surge de un relevamiento realizado con productores, y se basa en la combinación de longitudes para distintos diámetros y espesores.



► Cañerías

Elevada demanda de caños. Al 2030 se demandarían más de 0,6 MM tons.

Más de 12 mil km de líneas de casing de diferentes diámetros.

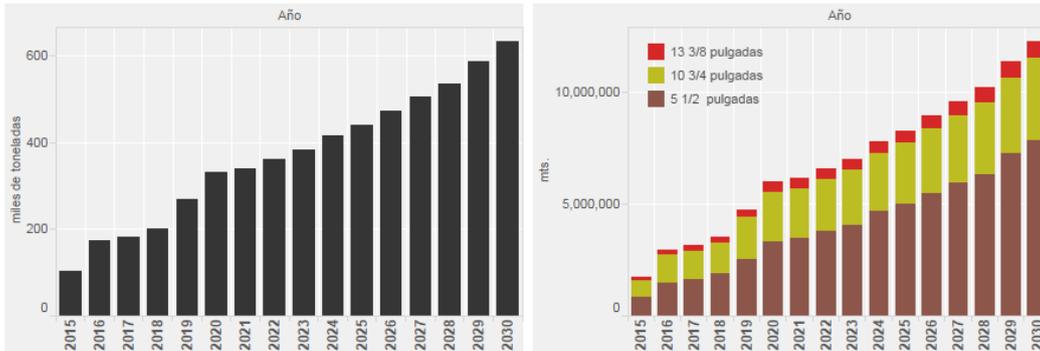


Figura 17 Evolución de los requerimientos de cañerías entre los años 2015 y 2030. Los círculos de la figura indican la cantidad de km de cañería por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

Los requerimientos de cañerías alcanzan los 6.000 km y 332.000 toneladas por año en el 2020 y los 12.300 km y 633.000 toneladas por año en el 2030. Si se tiene en cuenta que en el país se dispone de una capacidad de producción de 820.000 toneladas de tubos sin costura, gran parte sería utilizada solamente para abastecer al shale de Vaca Muerta en el año 2030¹⁵.

d. Cemento

Teniendo en cuenta que el espacio entre la perforación y las cañerías descriptas en la sección precedente se llenan con mortero de cemento, se obtienen los requerimientos de cemento indicados en la Figura 18.

Los requerimientos de cemento solo para los pozos de Vaca Muerta, serían de 780.000 toneladas en el año 2020 y 1.500.000 toneladas en el año 2030. Si bien estas cantidades no son muy importantes en relación con la capacidad de producción de cemento del país que en el año 2013 fue de 12 MM de toneladas, si lo son respecto del consumo de cemento de la Prov. del Neuquén. Teniendo en cuenta que el consumo de cemento de la provincia en el año 2013 fue de 240.000 toneladas, solo por el llenado del perímetro de los pozos de Vaca Muerta se tendría un aumento del 225 % de la demanda de cemento en el 2020 y del 525% en el año 2030¹⁶. Esto más que justificaría la construcción en la provincia de nuevas fábricas de cemento, de un tamaño aún mayor que la actual fábrica de Zapala.

¹⁵ y ¹⁶ Información de cada año en Anexo



► Cemento

En 2030:
Se demandarían más de 1,5 millones de tons de cemento para asegurar la correcta integridad de los pozos.

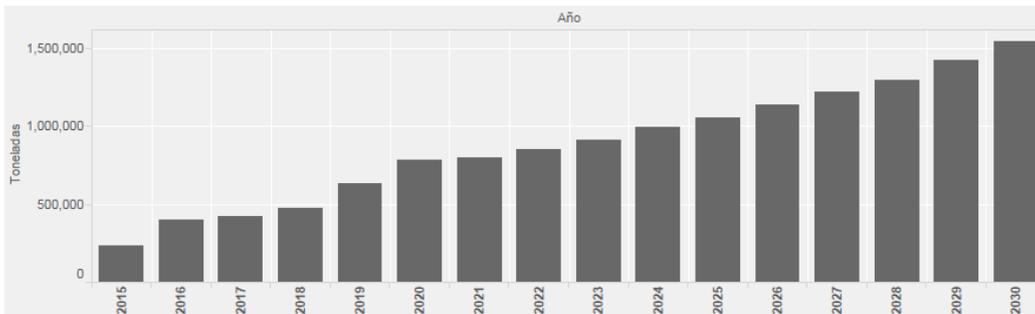


Figura 18 Evolución de los requerimientos de cemento entre los años 2015 y 2030. Los cuadrados de la figura indican la cantidad de cemento por región, observándose la concentración de los mismos en la ventana petrolera de Vaca Muerta.

e. Potencia de fractura

Para determinar los requerimientos de potencia, se debe tener en cuenta que la operación de fractura hidráulica se realiza solo durante algunos días, luego de lo cual los equipos de bombeo pueden trasladarse para ser utilizados en otra base operativa (*pad*). Por otro lado la potencia de bombeo que debe estar disponible depende de cuantos pozos se realicen en la correspondiente base operativa.

En este trabajo se consideró en primer lugar dos estados de la explotación de una concesión. Las bases para pozos pilotos donde se consideró la realización de dos pozos por base operativa y un requerimiento de 12.000 HP/ base y las bases para pozos de desarrollo donde se consideró 8 pozos/base y 40.000 HP/base.

Luego de cuantificar para cada región la cantidad de pozos piloto y la cantidad de pozos de explotación, a partir de los valores anteriores se calcula la cantidad de potencia total dividiendo la cantidad total de pozos por la cantidad de pozos/base y multiplicando por la respectiva potencia/base.

Finalmente se determina la cantidad de viajes de camiones dividiendo la potencia total por la potencia/camión que se consideró variable linealmente entre los años 2012 y 2030 desde 1.500 HP/camión hasta 4.000 HP/camión¹⁷.

Para determinar la cantidad de camiones de bombeo que deben estar operando en forma simultánea se consideraron la cantidad de bases operativas, la cantidad de días de

¹⁷ Información de cada año en Anexo

fractura por cada base operativa y el tiempo de traslado y puesta en operación de los equipos dentro de una región (estimado en este trabajo en 4 días).

Utilizando los datos anteriores se estimó la cantidad de potencia de fractura que se requiere esté operativa en forma simultánea por año, obteniéndose los valores de la Figura 19.

Como se puede ver en dicha figura se necesitarían 400.000 HP de potencia en el año 2020 y alrededor de 580.000 HP en el año 2030. Para tener una idea de la magnitud de la disponibilidad de potencia que se requiere en Vaca Muerta, se puede comparar esa cifra con el sistema de transporte de gas natural que instaló desde 1949 hasta la fecha 1.150.000 HP a lo largo de los gasoductos troncales del país.

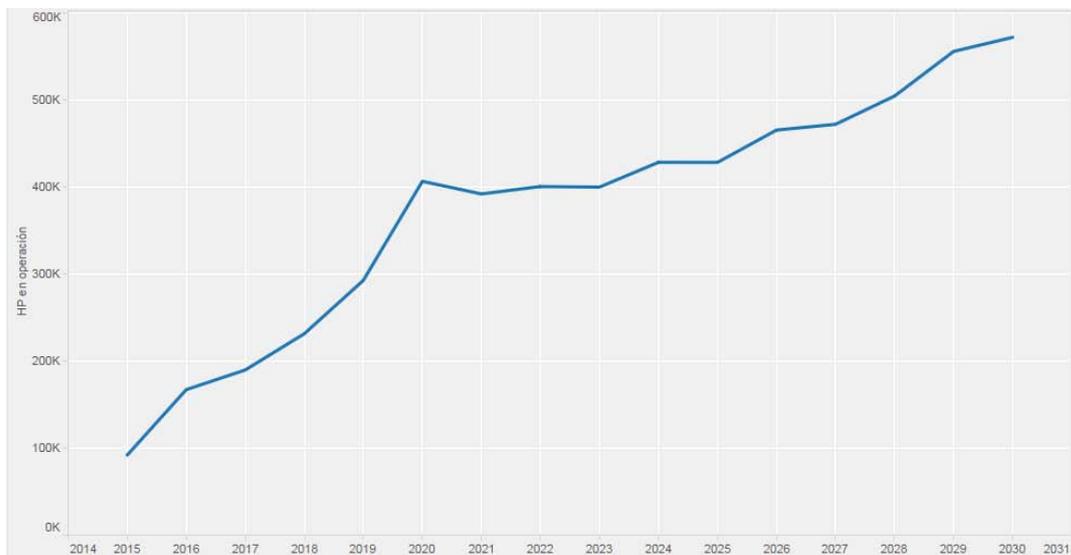


Figura 19 Evolución de los requerimientos de potencia de fractura requeridos simultáneamente entre los años 2015 y 2030

f. Químicos

El agua utilizada para la fractura hidráulica contiene alrededor de 10 grupos de componentes, destinados a mejorar el proceso y evitar determinados daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo –evitando así riesgos posteriores de fugas- e incrementando la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción. En virtud de que las cantidades requeridas de este insumo, no generan impacto relevante en materia de logística, no se incluirá en la problemática tratada.

g. Transporte

En el caso del transporte de agua, arena, cemento y cañerías suponiendo que cada viaje implica entre tiempo de carga y descarga y tiempo de viaje un total de 4 días, se obtuvo la cantidad de camiones dividiendo el total de viajes por 365/4. Para el caso del transporte de compresores y equipos se utilizó el procedimiento indicado en la Sección 7.e.

Bajo estas premisas y resumiendo lo visto en las secciones anteriores en el año 2030 sería necesario transportar hacia las bases operativas 11,2 MM de m³ de agua, 0,6 MM de toneladas de cañerías, 1,5 MM de toneladas de cemento, 7,5 MM de toneladas de agente sostén y 571.000 HP de equipos de compresión.

Si todo este conjunto de materiales fuera transportado con camiones se necesitarían 462.000 viajes/año en el año 2020 y 422.000 viajes/año en el año 2030. Como se muestra en la Figura 20, la mayor parte de los viajes estarían destinados al transporte de agua con camiones cisterna, por lo que se estudiaron tres escenarios con distintos niveles de eficiencia en el sistema de transporte.

El primero (Escenario 1), que es el mostrado en la Figura 21 corresponde a transportar toda la logística exclusivamente con camiones con una premisa de aumento en la capacidad portante de los mismos a lo largo del tiempo según lo indicado en la Tabla 2, el segundo (Escenario 2) toma como base el Escenario 1 y considera el desarrollo de un sistema de acueductos y el tercero (Escenario 3) toma como base el Escenario 2 y considera la utilización en gran escala del ferrocarril.

Una evaluación comparativa de los requerimientos de infraestructura para atender las necesidades de logística de Vaca Muerta se desarrolla en la Sección siguiente.

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Camiones CAPACIDAD	25,0	26,0	27,0	28,1	29,2	30,4	31,6	32,9	34,2	35,6

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
37,0	38,5	40,0	41,6	43,3	45,0	46,8	48,7	50,6

Tabla 2 Evolución anual de la capacidad de camiones (Ton/camión)

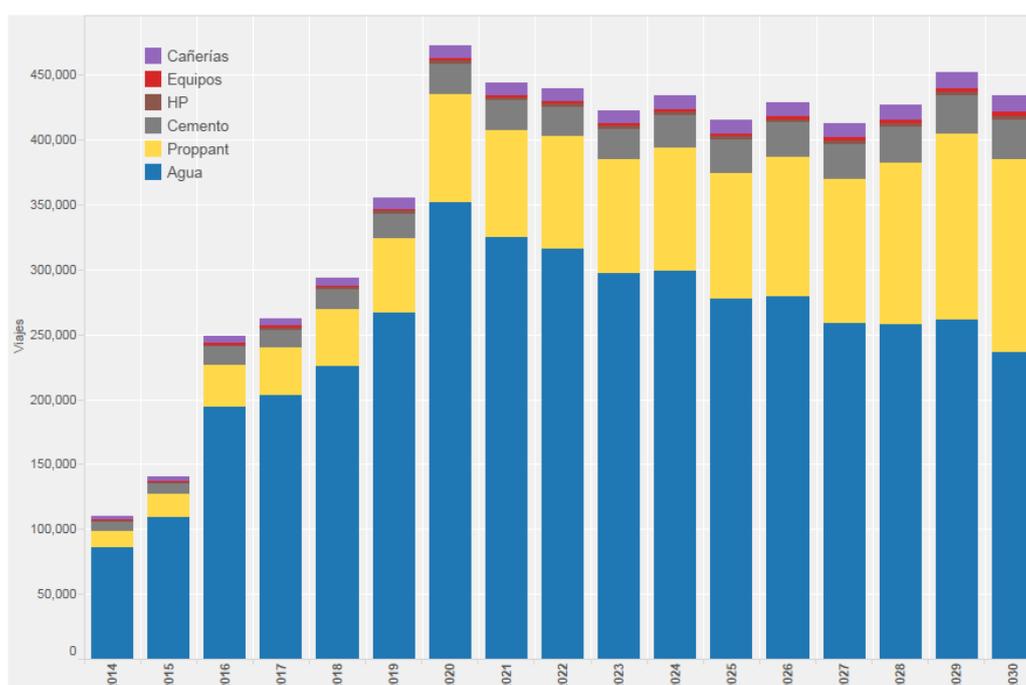


Figura 20 Evolución de los de cantidad de viajes de camiones

Sobre la base de una paulatina penetración del acueducto como medio de transporte en reemplazo de los camiones (Escenario 2), se alcanza una reducción del 30% del total de camiones en el 2015 y 46% en el año 2030.

En el Escenario 3, de agregarse al acueducto trenes de alta capacidad para la movilización de los compresores, equipos de perforación, arena, cemento y cañerías, se genera una reducción total del 42% de los camiones en el año 2015 y 83% en el 2030.

En todos los casos estos porcentajes indican una estimación de la utilización de camiones considerando no solo los volúmenes transportados sino también las distancias correspondientes.

Los resultados se muestran en la Figura 21. En el primer caso se necesitarían 5.300 camiones en el año 2020 y 4.900 camiones en el año 2030, mayoritariamente camiones cisternas.

Con la construcción de acueductos los requerimientos de camiones disminuirían a 2.300 y 2.700 para los años 2020 y 2030 respectivamente. Esto significa reducir en un 46% la cantidad de camiones al 2030.

La utilización del ferrocarril permitiría reducir esta cifra aún más llevándola a 1.200 y 800 camiones para los años 2020 y 2030 respectivamente. Esto es prácticamente reducir un 83% la cantidad de camiones al 2030 y con ello las emisiones gaseosas, los accidentes, congestión en el tráfico zonal para el resto de las actividades, etc.

Escenarios:

1. Eficiencia en el sector Transporte
2. Eficiencia en el sector Transporte + acueducto
3. Eficiencia en el sector Transporte + acueducto + Tren

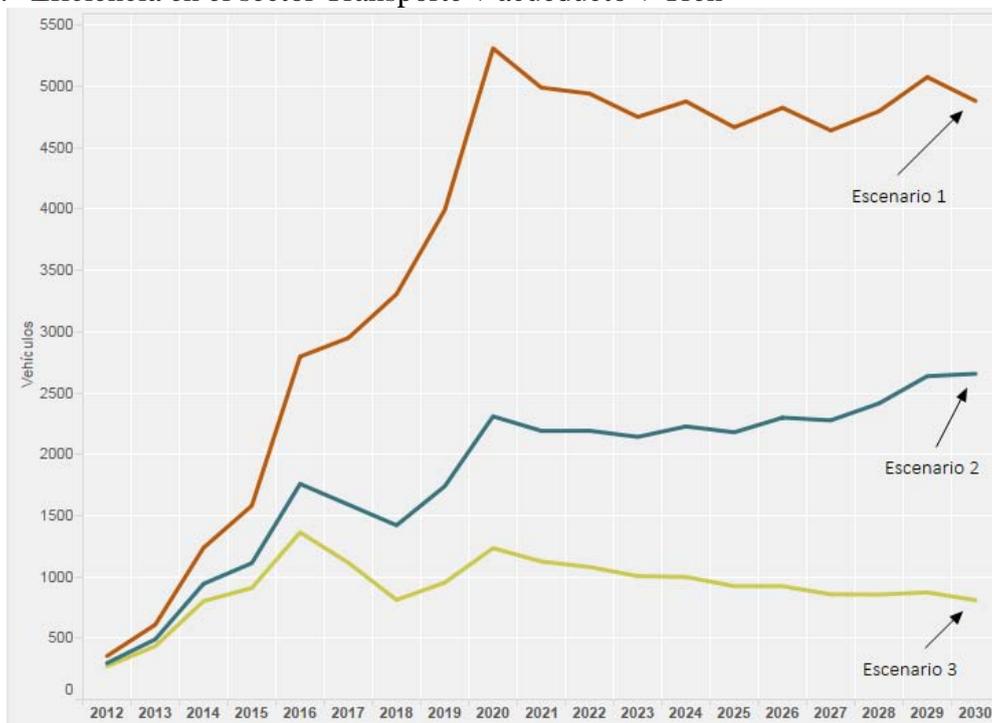


Figura 21 Evolución de los escenarios de requerimientos de camiones según las obras de infraestructura

8. REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA

El desarrollo de Vaca Muerta en los niveles que en forma conservadora plantea este estudio tendrá un enorme impacto en los requerimientos de infraestructura. Será necesario desarrollar nueva infraestructura vial, ferroviaria, de transporte de agua, de viviendas, hospitalaria, educativa, de transporte aéreo, de evacuación de gas natural por gasoductos, de cuidado ambiental, eléctrica, de telecomunicaciones y otras.

Algunos de estos requerimientos estarán cubiertos por el sector privado, otros por el sector estatal y otros deberán ser encarados en forma conjunta.

Los mismos deberán ser encarados con la debida planificación con el objeto de que asistan de la forma más eficiente las nuevas y diversas exigencias que necesitan los RnC para su concreción.

A continuación y solo para mostrar algunos de los casos enunciados se desarrollan 3 áreas relevantes.

a. Acueductos

Los resultados anteriores y la hidrografía de la Prov. del Neuquén (Figura 22) muestran claramente la conveniencia de establecer un sistema de acueductos en la Prov. del Neuquén.

En el año 2012, la provincia presentó un proyecto llamado “Red Azul”, con una propuesta conceptual para el desarrollo y financiamiento de un sistema de acueductos (Figura 23). En dicho proyecto se proponía la creación de una compañía que pudiera construir y operar la red de acueductos permitiendo un uso más racional y eficiente del agua, optimizando las inversiones, permitiendo un mayor control de su uso, prevenir la utilización ilegal de la misma, permitir su uso industrial durante los breves períodos de tiempo de la fractura y lograr una disposición final con agua de calidad controlada.

Sería conveniente que el sector público impulse el desarrollo de este u otro proyecto para administrar y potenciar el uso del agua de fractura no solo para la actividad de explotación hidrocarburífera sino también para el crecimiento integral de la provincia.

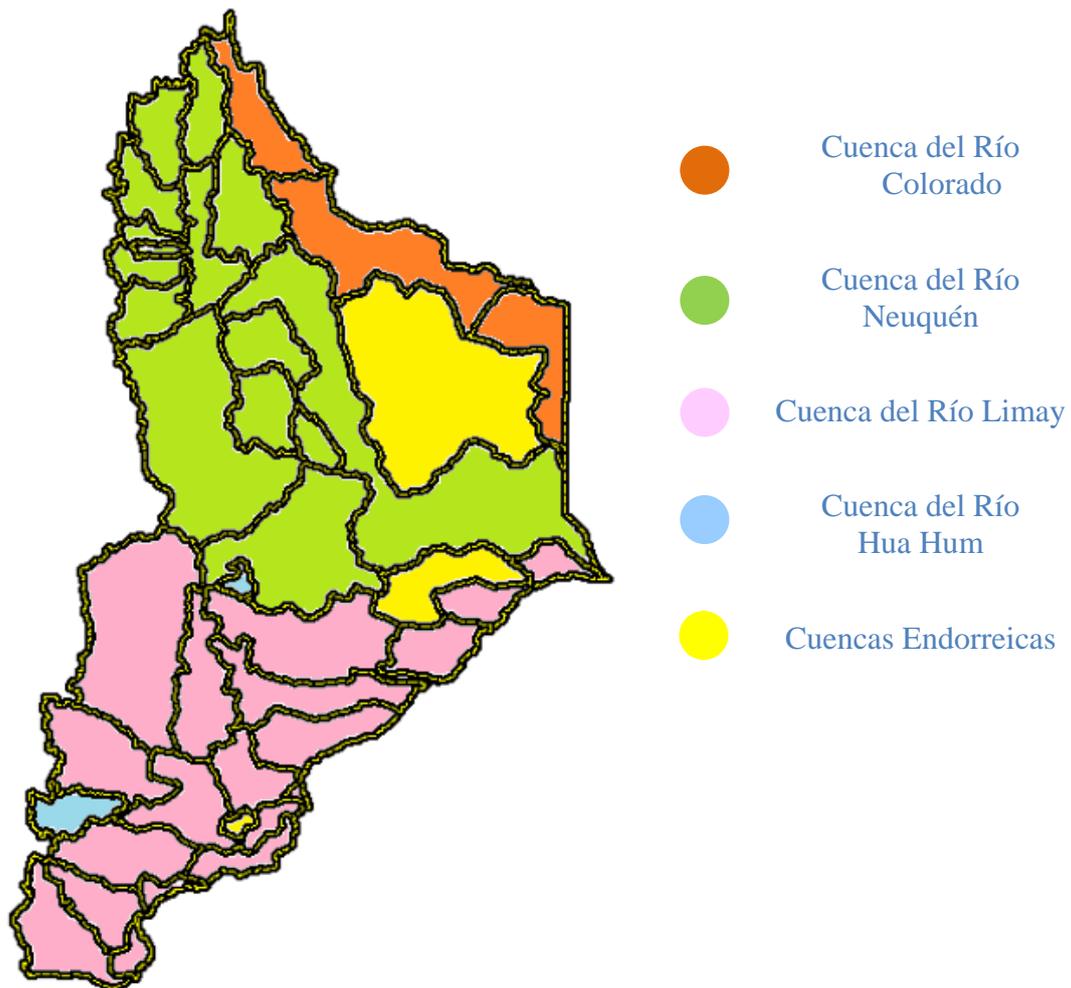


Figura 22 Cuencas del Colorado y del Río Neuquén en el área de Vaca Muerta (producción propia en base a Información de Subsecretaría de Recursos Hídricos – Secretaría de Obras Públicas)



Figura 23 Red Azul propuesta por la Prov. del Neuquén (R. Etcheverry 2012)

b. Caminos

Cualquiera sea la solución de transporte adoptada, no hay duda que los caminos de la provincia verán un incremento importante del tránsito vehicular. Solo a los efectos de comparar el orden de magnitud de la inversión pública con el resto del movimiento de dinero que implica Vaca Muerta (Sección 5.c y 6.c) se estimó el costo de la realización de 200 km de ruta nueva y la reparación de otros 200 km para el transporte de la logística que año a año se requiere, mas el tránsito de personas.

Considerando que la obra nueva no incluye necesidad de grandes puentes ni de ensanches de los existentes (sí las estructuras de drenaje típicas y algunos puentes de envergadura pequeña), considerando una estructura compuesta por capa de rodamiento asfáltica, base asfáltica y base y subbase granular, apoyada sobre una subrasante de capacidad portante media y que el tránsito puede ser absorbido con una calzada indivisa de 1 carril por sentido de circulación, se estima un costo de unos 2,8 MMUS\$/km. Para 200 km esto resultaría en unos 560 MMUS\$.

Por su parte para las obras de rehabilitación de las rutas existentes que incluirían un ensanche de calzada para llevarla a 7,30 m, con las mismas especificaciones indicadas para la obra nueva se estima una inversión de 1,5 MMUS\$/km. Para 200 km esto representaría una inversión 300 MMUS\$.

Solo a los fines de comparación, construir 200 km de rutas nuevas y rehabilitar otros 200 km de rutas existentes (la distancia de la ciudad de Neuquén a Añelo en el centro de la actividad productiva es de unos 100 km) implicarían una inversión del orden de los 860 MMUS\$, que resulta muy pequeña comparada con los niveles de inversión privada y de los ingresos fiscales que se esperan de la actividad hidrocarburífera en Vaca Muerta.

c. Vías férreas

Para el cálculo de la cantidad de trenes se parte del Escenario 3 donde surgen 5,5 MM Ton de material a ser transportadas en el año 2026, sobre formaciones que estimamos con capacidad de 900 Tn cada una. Nótese que implica la circulación promedio de 17 trenes diarios por sentido. La evolución con el tiempo de esta frecuencia, alcanza los 10 y 13 trenes por días para los años 2020 y 2024 respectivamente.

En relación con la infraestructura ferroviaria se realizó una estimación de la rehabilitación del ramal de cargas Bahía Blanca – Neuquén (570 km) y de la construcción de un nuevo ramal entre Neuquén y Añelo (100 km).

Respecto del ramal existente entre Bahía Blanca y Neuquén, se estima que dado que el estado de la infraestructura ferroviaria de este ramal es regular, a efectos de garantizar la seguridad y confiabilidad en la circulación de los trenes y mejorar parcialmente las velocidades resultaría necesario el cambio parcial de durmientes y sus fijaciones, la realización de soldaduras, el tratamiento de juntas y algún reemplazo parcial de rieles fundamentalmente en aquellas curvas de radio reducido. Estas tareas se estiman en alrededor de 150.000 US\$/km de vía mejorada, totalizando unos 60 MMUS\$ de inversión.

En función de estos resultados, posiblemente se deba plantear una segunda vía u otras soluciones (desvíos dinámicos, etc.), generando un alto nivel de interferencia con el resto del tráfico (autos y camiones) en la zona por los tiempos que los paso nivel estarían cerrados.

Por su parte, el costo de un ramal nuevo entre Neuquén y Añelo se estima en unos 2 MMUS\$/km de vía nueva, lo que representa un costo total de unos 200 MMUS\$.

Se desprende de lo anterior que, con una inversión en vías férreas estimada de 260 MMUS\$ a la que habría que sumar el costo del material rodante, la utilización del ferrocarril en gran escala resultaría la opción de infraestructura más rentable y ambientalmente más saludable para los volúmenes de materiales que deberían trasladarse a la zona de Vaca Muerta.

9. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS HUMANOS

Para hacer una evaluación del potencial impacto sobre la generación de puestos de trabajo, siguiendo IHS-CERA (2012) se evaluó la incidencia en empleo directo, indirecto e inducido¹⁸. Al respecto, se definieron dos escenarios: (A) Contenido esencialmente local del equipamiento y (B) utilización de un mix de equipamiento de origen nacional e importado.

En el escenario A dónde la mayor parte de los requerimientos en insumos y medios de producción son de origen nacional (es decir, una experiencia semejante a la de EEUU y por analogía con lo ocurrido en ese país), se estima que la industria demandaría en el año 2019 más de 2.700 puestos de empleo directo, más de 20.000 puestos de empleo indirecto y más de 32.000 puestos de empleo inducido, un total de más de 55.000 nuevos empleos.

En tanto en el escenario B, los empleos indirectos e inducidos en el 2019 serían algo menores, alcanzando un total de algo más de 37.000 nuevos empleos (directos, indirectos e inducidos).

Estos números pueden compararse con la población total de la provincia de 233.000 habitantes en el año 2010, lo que se traduciría en una población económica activa de alrededor de 100.000 personas. Por lo tanto en el escenario A significaría un aumento de más del 50% en el total de puestos de trabajo y de más del 30% en el caso B.

¹⁸ IHS Inc.: “America’s New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy” (2012)

► Empleo

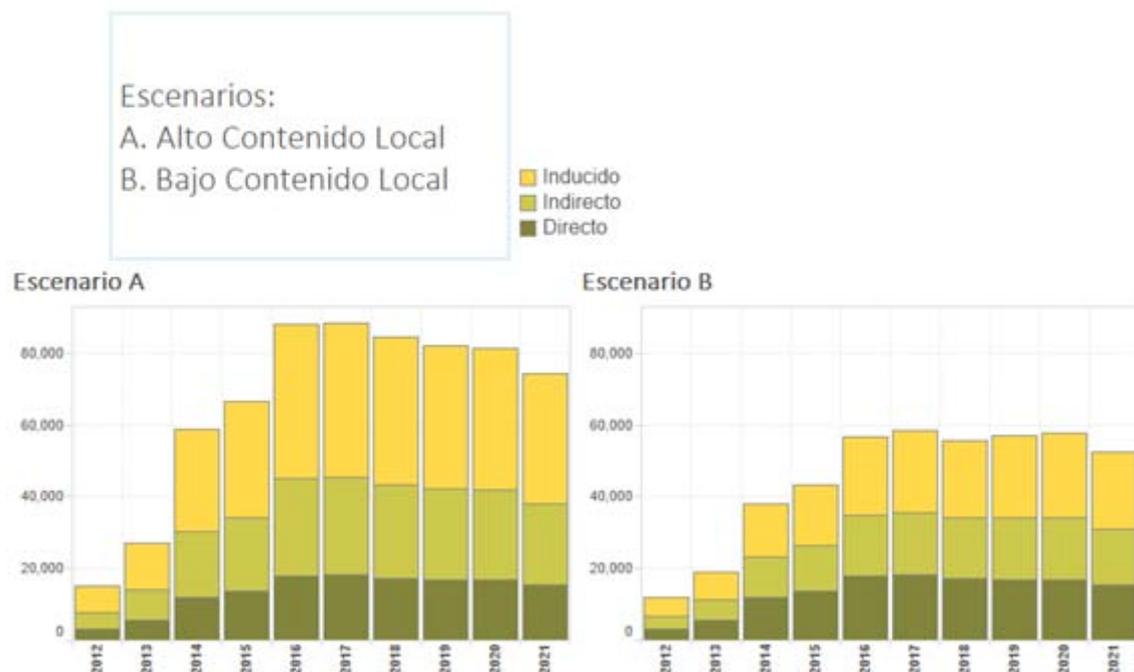


Figura 24 Generación de empleo estimado en Vaca Muerta entre los años 2012 y 2019

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de un hipotético escenario de producción de gas y petróleo en Vaca Muerta para el período 2015-2030, y con especial énfasis en los requerimientos logísticos, recursos humanos y materiales necesarios para su desarrollo efectivo, se plantean las condiciones necesarias a ser provistas tanto por el Estado Nacional, las administraciones provinciales y municipales, como por los operadores privados.

a. Síntesis y conclusiones

La **producción de petróleo** adicional en Vaca Muerta alcanzaría los 128 MM barriles/año en el año 2020 y los 460 MM barriles/año en el 2030, lo que representa un aumento del 64% y 230% respectivamente en relación con los niveles de extracción actual. Teniendo en cuenta la demanda interna del país, si la producción convencional se mantuviera aproximadamente en los niveles actuales, prácticamente la totalidad de la producción adicional podría constituirse en saldos exportables convirtiendo al país en un exportador de petróleo significativo.

La **producción de gas natural** no convencional adicional sería de 55 MMm³/día en el año 2020 y 271 MMm³/día en el 2030. Esto significaría un aumento del 67% y del 338% - respectivamente - en relación con los actuales niveles de inyección al sistema de transporte.

La producción señalada de petróleo y gas requiere una importante **cantidad de pozos** en Vaca Muerta, comenzando en 400 para el año 2015, llegando a triplicar ese valor para el año 2020 y alcanzando un nivel de 2.200 en el año 2030.

El perfil de los pozos horizontales evolucionará hacia laterales de mayor longitud y con mayor cantidad de **etapas de fracturas por pozo**. Actualmente, éstas registran un promedio de 5, y alcanzarían entre 11 y 16 fracturas por pozo para los años 2020 y 2030, respectivamente.

El **costo medio por pozo** en los primeros años será de 9,4 MMUS\$ y se reduciría a 4,6 MMUS\$ en 2021. La reducción basada en la eficiencia de la industria se contrapondrá parcialmente con la mayor cantidad de fracturas por pozo.

La **inversión directa necesaria** sería de 3.500 MMUS\$ en 2015 y se estabilizaría en torno a los 6.000 MMUS\$ anuales a partir del año 2021, con un total acumulado desde 2012 a esa fecha de unos 45.000 MMUS\$.

En cuanto a los recursos empleados para la explotación, el consumo de **agua nueva** por fractura será de 1.580 m³ y 1.050 m³ en 2015 (en la ventana de petróleo y gas, respectivamente) y llegaría a 360 m³ y 240 m³ en 2030 (según ventana de petróleo o gas en cada caso). Los volúmenes para ser transportados en el año 2030 constituirían solamente el 0,02% del caudal hídrico de la Provincia del Neuquén y el 0,4% del agua consumida en la jurisdicción.

En el Escenario 1 - que contempla únicamente eficiencia en el uso de camiones - el agua es el recurso más relevante a movilizar, representando el 70% de la logística necesaria para el año 2015 y reduciéndose hasta 50% en el año 2030.

En el Escenario 2 se propone la construcción de un acueducto, que reducirá a la mitad los viajes en camión. El recurso proppant pasaría a constituirse en el principal demandante de servicios logísticos con la mitad de los viajes necesarios.

En cuanto al consumo de **proppant**, se requieren de 250 Tn y 150 Tn por fractura para las ventanas de petróleo y gas, respectivamente que arroja una demanda de arena cercana a los 3 MM Tn en el año 2020 y casi 8 MM toneladas en el año 2030.

La demanda de **cañería** sería de 6.000 km y 332.000 toneladas por año en el año 2020, y alcanzaría los 12.300 km y 633.000 toneladas por año en el 2030. La logística de este insumo también se verá beneficiada con la construcción del tren.

La utilización de **cemento** para asegurar una adecuada integridad de los pozos, alcanzaría las 780.000 Tn en el año 2020 y 1.500.000 toneladas en el 2030. Si se considera que el consumo de cemento de la Provincia del Neuquén en el año 2013 fue de 240.000 toneladas, sólo por la cementación de los pozos de Vaca Muerta se tendría un aumento del 225 % de la demanda de cemento al año 2020 y del 525% al 2030.

La utilización de los **compresores** en el proceso de fractura solo dura algunos días, luego de lo cual los equipos de bombeo pueden trasladarse para ser utilizados en otra base operativa (*pad*). Se necesitarían 400.000 HP de potencia en el año 2020 y alrededor de 580.000 HP en el 2030. Para tener una idea de la magnitud de la disponibilidad de

potencia que se requiere en Vaca Muerta, se puede comparar esa cifra con el sistema de transporte troncal de gas natural que instaló desde 1949 hasta la fecha 1.150.000 HP a lo largo de todo el territorio nacional.

La habilitación de un tren que permita movilizar el proppant y otros materiales (cemento, caños, etc.) reduce la demanda de camiones en un 50% y 70% para los años 2020 y 2030 respectivamente.

De resultar dominante la producción de insumos de origen nacional, el empleo de **mano de obra** directa, indirecta e inducida, para el año 2019, sería de 55.000 puestos de trabajo. En un escenario alternativo de mayor combinación entre producto nacional e importado, la estimación se reduce a 37.000 nuevos empleos.

b. Recomendaciones

En función de lo expuesto en este trabajo, que tiene por objeto mostrar el importantísimo nivel de recursos - en especial logísticos - requerido para la concreción de un escenario hipotético de producción por el desarrollo de *Shale Oil* y *Shale Gas* en Vaca Muerta, en línea con lo expresado en documentos anteriores del Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (IE/ANI) - tales como “Reflexiones sobre una Matriz Energética Sostenible” (septiembre 2011) y “Gas de Reservorios no Convencionales: Estado de Situación y Principales Desafíos” (octubre 2011) -, y considerando la particular importancia que el desarrollo de Reservorios no Convencionales (RnC) debería tener en el diseño de la política energética argentina, se formulan las siguientes recomendaciones.

1. Aspectos institucionales

Se considera prioritario adoptar políticas nacionales y provinciales proactivas y coordinadas para facilitar el desarrollo de los RnC, con el objeto de poder alcanzar - en una primera instancia - el autoabastecimiento energético nacional.

Cabe destacar que el IE/ANI propicia la creación de una Agencia Federal de Energía (con participación nacional y provincial), tal como surge del documento “Reflexiones sobre una Matriz Energética Sostenible” (septiembre 2011). Si esta recomendación fuese llevada a la práctica, dicha Agencia podría desempeñar un rol clave en la promoción y desarrollo de los RnC en todo el país.

2. Aspectos regulatorios

Si bien la recientemente sancionada Ley de Hidrocarburos contempla el caso de los Reservorios No Convencionales, se requerirá dictar una normativa especial para su desarrollo. Parece aconsejable que esta normativa se implemente en el marco de (i) una política energética integral de mediano y largo plazo, para lo cual se recomienda la creación de la ya mencionada Agencia Federal de Energía; (ii) una eficaz coordinación de políticas de exploración y desarrollo de reservorios de hidrocarburos “convencionales” y “no convencionales”; (iii) la adecuación y coordinación de aspectos específicos de la regulación ambiental existente (p.ej., en lo relativo al uso de agua o productos químicos para la producción de RnC), tanto a nivel nacional como provincial;

y (iv) una adecuada complementación de iniciativas de promoción de los RnC a nivel nacional y provincial.

3. Inversión pública

Este trabajo ha permitido demostrar los enormes beneficios económicos y de sustentabilidad ambiental que aportaría – al desarrollo de Vaca Muerta - una adecuada combinación de vías férreas, caminos y acueductos.

Es imprescindible realizar a la brevedad un profundo estudio de inversiones, con la coordinación de los gobiernos nacional y provincial, que contemple los requerimientos logísticos de los productores de hidrocarburos, con miras a propender a la optimización de las infraestructuras necesarias de las redes de transporte.

4. Asistencia a municipios locales

Los gobiernos nacional y provincial deben prestar asesoramiento a los municipios y organizaciones locales para la planificación y el desarrollo urbanístico, así como para el manejo administrativo y social de la significativa afluencia de dinero y personas que acompañarán el “boom” de Vaca Muerta.

5. Producción de bienes y servicios

Los gobiernos nacional y provincial - junto con los productores de hidrocarburos - deberían coordinar el relevamiento, la evaluación y la planificación de la producción local de los requerimientos de bienes y servicios que surgen de los estudios realizados en este trabajo. Debería facilitarse el acceso al crédito para la realización de inversiones privadas tempranas orientadas al incremento de la producción nacional de tubos sin costura, cemento, arena de fractura, compresores, etc que puedan anticiparse a la demanda. Ello minimizaría las importaciones requeridas para sostener el desarrollo de los RnC, permitiendo la utilización de mano de obra nacional y favoreciendo la creación de nuevas pequeñas y medianas empresas así como el crecimiento de las existentes.

No debe perderse de vista que los principales recursos de shale gas están situados en China, que demandará una cantidad enorme de servicios y productos para su desarrollo. En consecuencia, si las inversiones necesarias se realizaran a tiempo, podrían abrirse oportunidades de exportación de ingeniería y servicios argentinos, con eventuales impactos favorables a nivel industrial.

6. Desarrollo tecnológico

Para posibilitar el desarrollo tecnológico nacional y superar los innumerables problemas que surgirán de la producción de hidrocarburos del shale a gran escala, es imprescindible el impulso a la investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías y conocimientos en el área de los RnC de gas y petróleo. En este sentido, resulta promisorio y debe darse impulso a iniciativas como Y-TEC (Compañía de desarrollos tecnológicos creada en forma conjunta por YPF y el CONICET) así como al desarrollo de proyectos de investigación solventados por los productores de hidrocarburos, en las universidades y ámbitos académicos.

7. Recursos humanos

Es urgente la formación de ingenieros y técnicos capaces de acompañar los desafíos tecnológicos de gran escala que requerirá el desarrollo de Vaca Muerta. En este sentido, se considera necesario que los productores inviertan en el desarrollo de cursos, especializaciones, maestrías y carreras para la formación de recursos humanos en las distintas universidades del país. En una primera etapa puede ser conveniente la contratación de expertos de los Estados Unidos para capacitar profesores argentinos, quienes luego multiplicarían el conocimiento en sus respectivas cátedras de todo el país. También será necesario un sistema masivo de becas, con costos compartidos por los gobiernos nacional y provincial - así como por la industria de hidrocarburos -, para fomentar entre los jóvenes del país el estudio de las especialidades más demandadas por el desarrollo del *shale* en Argentina.

Como corolario de las recomendaciones sugeridas, el Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (IE/ANI), considera pertinente enfatizar la necesidad de llevarlas a la práctica con la mayor premura posible, lo cual permitirá que nuestro país cubra sus necesidades energéticas a la brevedad y se constituya en un referente internacional para el desarrollo de recursos de reservorios no convencionales de petróleo y gas.

ANEXO: Información de cada año

Año	Producción de petróleo		Producción de gas natural		NGLs		BOE	Pozos	Fracturas		Agua nueva			Arena - Agente Sosten	Químicos	Potencia	Eq. perforación	Cemento	Casings	
	MM bbls	M bbls/d	MMm ³	MMm ³ /d	Bbls	Tons	MMboe	Cantidad	#/pozo	Consumo (MMm ³)	m ³ /frac	m ³ /pozo	k Tn	k Tn	MM HP	Equipos	k Tn	kms	k Tn	
2012	3	7	94	0	0	4	4	64	256	4	0,6	2.467	9.859	62	6	0,3	105	40	297	18
2013	7	18	326	1	1	13	10	141	551	4	1,1	1.984	7.751	131	11	0,7	248	86	632	38
2014	15	42	1.175	3	4	39	26	317	1.517	5	2,2	1.466	7.016	347	24	1,7	612	186	1.376	82
2015	24	66	2.016	6	6	64	43	406	2.144	5	2,9	1.373	7.253	489	33	2,2	806	236	1.744	103
2016	42	115	4.558	12	13	134	83	670	4.304	6	5,4	1.259	8.084	958	64	3,5	1.230	398	2.972	173
2017	55	150	6.905	19	19	195	117	721	5.113	7	5,9	1.151	8.162	1.116	74	3,7	1.244	420	3.143	181
2018	68	188	10.328	28	27	280	160	811	6.500	8	6,8	1.043	8.358	1.389	89	4,1	1.277	471	3.548	202
2019	92	253	13.673	37	36	372	214	1.046	8.645	8	8,3	962	7.951	1.879	116	5,3	1.611	630	4.761	270
2020	128	351	19.936	55	52	537	304	1.259	13.256	11	11,4	858	9.032	2.855	167	6,3	1.925	783	5.982	332
2021	153	419	24.068	66	63	657	366	1.278	13.696	11	10,9	797	8.541	2.941	162	6,4	1.977	802	6.150	340
2022	175	480	29.130	80	76	791	433	1.343	15.051	11	11,0	733	8.215	3.194	166	6,8	2.103	853	6.574	360
2023	195	534	34.005	93	88	917	495	1.415	15.956	11	10,8	675	7.614	3.375	164	7,1	2.223	908	7.020	382
2024	218	597	42.517	116	108	1.123	591	1.491	18.353	12	11,3	614	7.552	3.824	174	7,5	2.312	996	7.777	415
2025	237	649	49.293	135	124	1.286	668	1.576	19.445	12	10,9	559	6.898	4.042	170	7,9	2.451	1.056	8.267	440
2026	262	717	57.602	158	143	1.490	764	1.670	22.376	13	11,4	508	6.807	4.666	180	8,4	2.517	1.138	8.947	472
2027	299	820	65.712	180	164	1.705	873	1.779	24.028	14	10,9	455	6.150	4.987	175	8,9	2.684	1.217	9.587	504
2028	347	951	73.499	201	185	1.925	991	1.891	27.679	15	11,3	410	6.000	5.829	184	9,5	2.855	1.293	10.191	535
2029	408	1.116	86.300	236	218	2.265	1.164	2.015	33.141	16	11,9	361	5.930	6.975	197	10,1	3.044	1.427	11.353	586
2030	460	1.260	98.854	271	249	2.595	1.326	2.189	36.056	16	11,2	311	5.124	7.544	187	11,0	3.311	1.543	12.278	633