

Reimaginando Argentina

Una mirada *no convencional*
hacia el 2035

High performance. **Delivered.**



Índice

Prólogo	4
Introducción	5
Reimaginando Argentina	6
Shale en Argentina - Los recursos no convencionales y el PBI	10
Shale en Argentina - Impacto en los sectores industriales argentinos	12
Shale en Argentina - Mayor producción nacional de petróleo y gas	18
Argentina - Facilitadores para el desarrollo de shale	24
Sector de servicios petroleros en Argentina	30
Conclusiones	36
Fuentes	38
Acerca de Accenture	40
Sponsors	40
Autores	40

Un modelo conservador de explotación de las reservas técnicamente recuperables de Vaca Muerta implica aproximadamente:

+50
años

de consumo
actual de gas
natural de
Argentina

+46
años

de consumo
actual de
petróleo de
Argentina

2,7

veces el PBI
2013 de
Argentina

+80
años

de
exportación
de soja

Con un impacto potencial del desarrollo de Vaca Muerta en la economía de:

\$2,1
dólares

de aumento del
PBI por cada
dólar invertido en
la extracción de
shale

3x

veces el sector de minería,
petróleo y gas, pasando del
3% del PBI general actual
al 9% en el año 2035

0,5%

de crecimiento
anual adicional del
PBI hasta el 2035

\$368.000
millones de dólares

en Capex invertidos hasta el 2035

22.000

puestos de trabajo
creados por año durante
las próximas dos décadas

Prólogo

En el año 2011, cuando la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos de América (EIA) publicó el primer informe sobre los recursos de shale a nivel mundial, Argentina comenzó a vislumbrar el surgimiento de una nueva oportunidad de desarrollo desde las profundidades de la formación Vaca Muerta y otras formaciones no convencionales. En ese momento, Accenture ya trabajaba con empresas norteamericanas y australianas para identificar cómo desarrollar mejor sus activos no convencionales. Estos activos –específicamente shale gas, tight gas, shale oil y tight oil—están revolucionando el panorama energético de los Estados Unidos y se han publicado gran cantidad de estudios que evalúan el impacto de los mismos en la economía norteamericana. Accenture busca ahora responder cómo Vaca Muerta podría contribuir al desarrollo regional y nacional del país.

Introducción

Este estudio realizado por Accenture propone un marco válido para entender un posible plan de desarrollo de Vaca Muerta y cómo este desarrollo impactaría las economías regionales y nacionales del país, así como las implicancias y los desafíos planteados por el desarrollo de estos activos de shale para los próximos años. Para ello, se elaboró una metodología específica en colaboración con GiGa Consulting: un modelo de desarrollo para Vaca Muerta con pronósticos de producción de petróleo y gas, inversiones, y datos sobre la infraestructura, el capital y los gastos operativos requeridos. El modelo desarrollado conjuntamente por GiGa y Accenture considera el impacto de cada una de las zonas de petróleo, gas húmedo y gas seco ya delineadas en dicha formación. Asimismo, el modelo se construyó en base a los supuestos operativos actuales, extrapolándose también algunas consideraciones del caso del yacimiento Eagle Ford en el estado de Texas, EUA.

El plan de desarrollo de campo para Vaca Muerta sirvió luego como información de base para alimentar la matriz insumo-producto de Argentina, ayudando a entender el impacto sobre el Producto Bruto Interno (PBI) e industrias vinculadas a través de los requerimientos de producción directos, indirectos e inducidos por dicho desarrollo. El modelo también incluye ciertas consideraciones que reflejan las particularidades productivas y operativas del sector de no convencionales.

Este documento no constituye un reporte técnico del reservorio de hidrocarburos; describe en cambio uno de los posibles enfoques para el desarrollo del recurso. La propuesta es desarrollar un acercamiento a los órdenes de magnitud de los impactos socioeconómicos y utilizarlo como catalizador para una sana discusión acerca de los desafíos y qué se requiere para obtener estos beneficios.

Lo que es claro es que el recurso está ahí para que Argentina lo aproveche. El recurso no convencional es significativo. A pesar de que el desafío es enorme, los beneficios económicos y sociales bien valdrán el esfuerzo.



Reimaginando Argentina



Los recursos no convencionales—específicamente el shale gas, tight gas, shale oil y tight oil—están revolucionando el panorama energético de los Estados Unidos, y ahora otros países con grandes recursos no convencionales están ansiosos por empezar su propia revolución. El éxito de los Estados Unidos al desarrollar sus recursos no convencionales utilizando tecnologías nuevas, como por ejemplo la perforación horizontal y el fracking (fracturación hidráulica) para acceder a reservas que previamente no estaban disponibles, dio lugar a las siguientes preguntas: ¿Qué otros países pueden tener éxito? ¿Cuán rápidamente lo lograrán?

Accenture cree que Argentina es uno de los favoritos. Según un reciente análisis realizado por la EIA y Advanced Resources International, Argentina posee 802 Tera pies cúbicos (Tcf) de recursos técnicamente recuperables de shale gas (308 Tcf solamente en Vaca Muerta), el segundo recurso gasífero más elevado del mundo después de China y por encima de Estados Unidos, y 27.000 millones de barriles de reservas no convencionales de petróleo.¹ La actividad relacionada con el shale ya está creciendo mucho en Argentina, por ejemplo con la creación de una asociación con la empresa petrolera internacional Chevron en 2013. Otras compañías petroleras internacionales, incluyendo a ExxonMobil, Shell y Total también participan en la exploración y el desarrollo de shale en la Argentina. YPF firmó recientemente un importante acuerdo con Petronas, la empresa petrolera estatal de Malasia, para desarrollar el yacimiento Amarga Chica en Vaca Muerta, requiriendo

una inversión inicial de hasta \$550 millones de dólares, de los cuales Petronas contribuirá con \$475.² Como resultado de estas inversiones, la perforación en formaciones no convencionales en Argentina comienza a aumentar. Por ejemplo, Chevron e YPF planean perforar 170 pozos en la formación Vaca Muerta en 2014.³ Conjuntamente con Dow, YPF anunció un proyecto para el Bloque “El Orejano” para producción de shale gas, marcando el ingreso de la compañía petroquímica americana en el shale argentino. En este mismo año, YPF ha contratado 15 nuevos equipos de perforación para sus operaciones de shale en Vaca Muerta, casi duplicando la cantidad existente de equipos en el área.⁴ Según datos propios, YPF gastó cerca de \$1.120 millones de dólares realizando actividades en Vaca Muerta en 2013 (un gran aumento comparado con los \$380 millones de dólares del 2012)⁵ y cuenta con alrededor de 198 pozos no convencionales actualmente en producción en su bloque Loma Campana.⁶

El desarrollo del shale otorga a la Argentina la posibilidad de convertirse en un gran actor en el mercado global de gas. Luego de haber sido en el pasado reciente un exportador de gas natural a sus países vecinos, en el presente Argentina se ha transformado en un importador de gas natural, apalancado adicionalmente en el incremento del consumo doméstico. Una revolución de shale en Argentina podría transformar al país en un exportador neto de gas y un importante productor de petróleo, reduciendo las importaciones y autoabasteciéndose en ambos casos, con importantes implicancias para el PBI del país. Asimismo, se espera que la demanda local de gas natural aumente a partir de un mayor uso por parte de las compañías de generación de energía eléctrica y las industrias intensivas en el uso de energía.

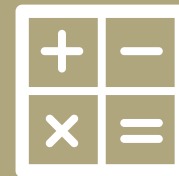
Para que Argentina alcance todo su potencial en términos de su industria de shale, no solo se requiere una importante inversión inicial, sino también el apoyo de una gran cantidad de otros sectores. Algunos de los factores que viabilizarán el desarrollo han sido identificados en el estudio realizado por Accenture en 2014, llamado “The International Development of Unconventional Resources: If, where and how fast?”.⁷ En el mismo se destaca que no solamente es importante el tamaño y la calidad de los recursos geológicos de shale, sino que también lo son ciertas consideraciones como el régimen fiscal y de precios, el acceso físico a las áreas y su operatividad, el talento técnico y profesional local, y la infraestructura logística en las regiones a desarrollar. Todo ello es vital para la explotación exitosa de sus recursos no convencionales.

En caso que Argentina pueda aprovechar exitosamente sus activos de shale en Vaca Muerta, Accenture estima que para el año 2035 (bajo un modelo de desarrollo optimizado de Vaca Muerta), el desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo y gas de Argentina podría aportar, en promedio, entre \$62.200 y \$67.800 millones de dólares al crecimiento anual del PBI. Esto se traduce en un crecimiento adicional anual del PBI de 0,5%, y en la creación de 20.000-22.000 puestos de trabajo anuales hasta el 2035.⁸

En cuanto al potencial del reservorio, y luego de realizarse un control inicial de pozos en su concesión, el CEO de una importante petrolera internacional, comentaba ya hace un par de años: “Pensamos que puede ser mayor que Eagle Ford” (Mark Papa – ex-CEO de EOG Resources).⁹ Del mismo modo, el vocero de otra importante petrolera expresó: “El shale de Vaca Muerta en Argentina es único por el espesor de la roca. Parece que Argentina se ganó la lotería geológica” (Kent Robertson, Chevron).¹⁰ En concordancia con lo anterior, los analistas de la industria creen firmemente en los indicios que señalan a Vaca Muerta como un yacimiento más grande que Bakken o Eagle Ford en Estados Unidos, y que su desarrollo tendrá un impacto inmediato y duradero en el crecimiento de la economía argentina.



Metodología aplicada al estudio



La siguiente nota metodológica describe el marco conceptual sobre el cual se sustenta el análisis de impacto desarrollado en este estudio. Para poder cuantificar el impacto de la industria de shale en la economía argentina, se requirió un pronóstico temporal de los niveles esperados de producción de petróleo y gas no convencionales. Dado que Accenture considera que dicha información es crítica para la elaboración de un modelo de evaluación robusto, se utilizó un modelo de producción de shale oil y gas desarrollado por GiGa Consulting, el cual pronostica los volúmenes esperados en VMUT (Vaca Muerta) a lo largo de un determinado horizonte temporal.

El modelo desarrollado por GiGa Consulting parte de la consideración de las 112 áreas de concesión actuales dentro de la formación de VMUT. Se asumió que cada área geográfica se desarrollará parcialmente y con una secuencia predeterminada en el modelo. Dicho modelo considera el desarrollo de un cluster estándar de 160 acres, con costos promedio de producción, perforación y lifting (compatibles con la geología y geografía de VMUT y el entorno de producción local), y validando continuamente la viabilidad comercial del negocio en las premisas. Finalmente, para cada área de desarrollo se consideró la existencia de zonas diferenciadas con predominancia de gas seco, gas húmedo o petróleo, con sus correspondientes supuestos de costos y producción para la modelización.

Tomando todos estos elementos en consideración, el modelo estima la producción de petróleo y gas no convencional durante el ciclo de vida de Vaca Muerta, seguido de una segunda "ola" de desarrollo optimizado (con infill) que comienza a los 12 años posteriores al inicio de la fase de desarrollo inicial. El modelo asume una performance de producción similar a la observada en otras formaciones no convencionales de Estados Unidos. A través del mismo modelo se pronostican también rangos de la cantidad total de pozos que deben ser perforados, equipos de perforación requeridos a lo largo del ciclo de desarrollo, requerimientos de inversión en términos de Capex y Opex, generación de impuestos nacionales locales y regalías petroleras.

Se asumió que el caudal inicial, la producción acumulada, y la performance de los pozos, seguirán esquemas similares a forma-

ciones de shale análogas de Estados Unidos. El modelo asume también una predominancia gradual de los pozos horizontales a lo largo del tiempo, siguiendo el enfoque adoptado en otras cuencas de shale.

Para poder asegurar resultados confiables, el modelo no solo combina los datos estimados sobre VMUT, sino también estadísticas locales de la industria de petróleo y gas, lecciones aprendidas y comparaciones con otros yacimientos de shale en EE.UU. Todo ello conjuntamente validado por la experiencia de GiGa y Accenture en la industria de petróleo y gas. Conforme a este modelo, las estimaciones de producción adoptan una perspectiva razonablemente optimista aunque factible, en condiciones favorables de productividad y operación de pozos, financiación disponible, ambiente regulatorio y precios de petróleo y gas acordes.

Los volúmenes estimados de producción de shale oil y gas que se obtuvieron del modelo, fueron tomados por Accenture para cuantificar la contribución económica y social del desarrollo de la industria de shale en el país. Dicho impacto se conmensuró en términos de crecimiento del PBI y creación de puestos de trabajo.

Para la modelización del impacto se utilizó la matriz insumo-producto argentina, mediante la cual se pudo cuantificar el efecto directo, indirecto e inducido del desarrollo de shale sobre la economía, así como también los sectores más beneficiados. Dado que la matriz más reciente de Argentina corresponde al año 1997, se decidió hacer uso de los Cuadros de Oferta y Utilización publicados por el INDEC en 2004 (COU) para recrear una matriz insumo producto más acorde a la estructura económica actual. Por esta razón, la estimación es consistente con los requerimientos y componentes importados de la inversión, lo cuales están reflejados en la matriz insumo-producto. Debido a que los requerimientos de inversión en shale son mayores a los asumidos para la inversión en recursos convencionales, el impacto resultante en el PBI debe ser tomado como conservador. Utilizando la matriz insumo-producto nacional, capturando a la vez los efectos en la cadena de abastecimiento asociados con la industria del shale, se obtuvieron un conjunto de multiplicadores que describen el cambio en la producción de cada categoría de industria, asociado al cambio marginal producido en la industria

de shale. Dado que el sector "extracción de shale gas/oil" no está desagregado en la matriz, se asumió que su multiplicador es igual al obtenido en el sector "extracción de petróleo y gas".

Una vez obtenidos los multiplicadores, los mismos se ajustaron con el objetivo de incrementar la rigurosidad de los resultados. El ajuste se realizó asumiendo que el desarrollo de la producción no convencional generará una intensidad de utilización 20% superior (comparada a la generada por la extracción convencional) de los productos de las siguientes industrias: Actividades relacionadas con la extracción de petróleo y gas, Construcción; Transporte marítimo, ferroviario y automotor); Ductos y Poliductos, Extracción de arena y arcilla; y servicios profesionales. Al mismo tiempo, y con el objetivo de proporcionar rangos a los diferentes multiplicadores, estos fueron ajustados por la volatilidad histórica de cada sector industrial.

Del mismo modo, cabe señalar que la matriz insumo producto modificada no contempla ajustes en otros sectores industriales no relacionados con el shale gas y oil. En ese sentido, se asumió que las inter-relaciones entre dichos sectores se mantendrán constantes

Como paso final, Accenture utilizó el pronóstico de producción de shale gas/oil estimada por GiGa Consulting, en tres etapas diferentes de desarrollo:

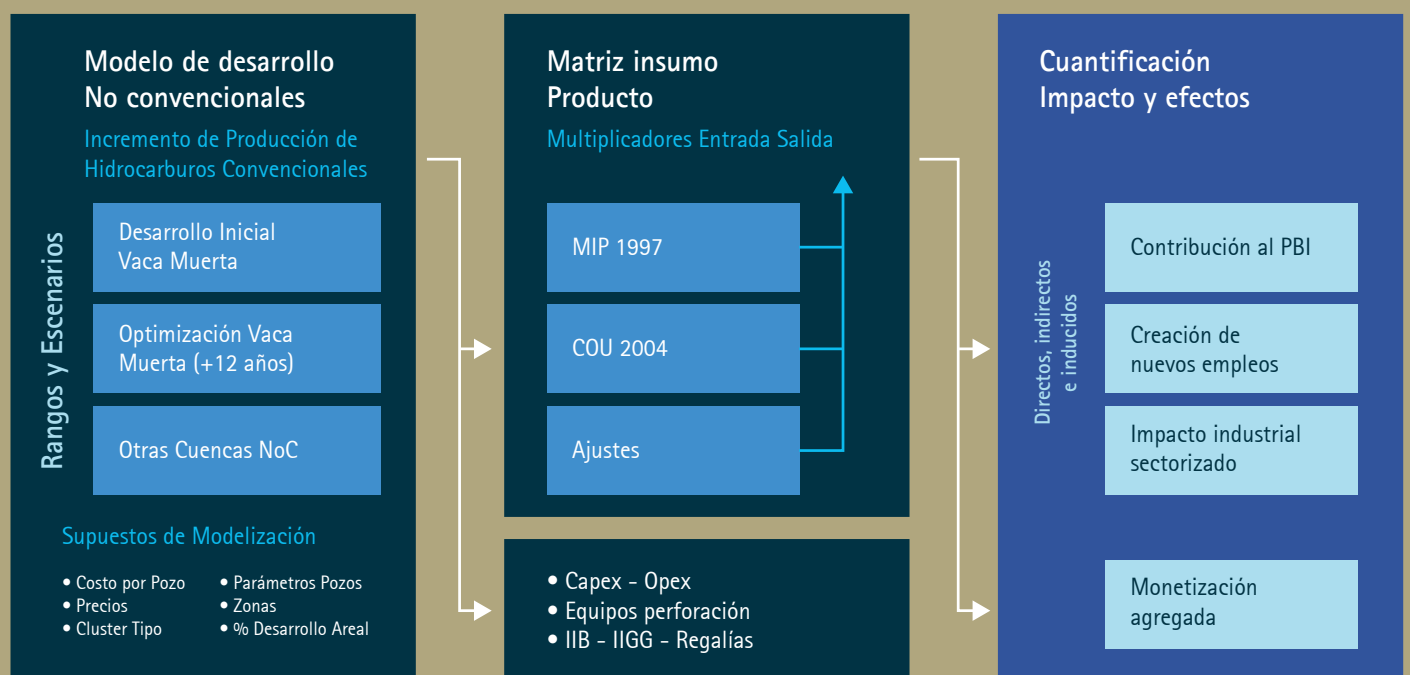
1. **Desarrollo inicial Vaca Muerta:** Argentina desarrolla producción de shale gas/oil de la formación Vaca Muerta.
2. **Desarrollo Optimizado Vaca Muerta:** Argentina optimiza la extracción de shale gas/oil en Vaca Muerta con perforación infill, incrementando el número de pozos por cluster
3. **Formación Vaca Muerta y otras cuencas:** Argentina no solamente desarrolla la formación Vaca Muerta sino también otras cuencas no convencionales (San Jorge y Austral principalmente)

El aumento de producción de hidrocarburos no convencionales en una determinada etapa de desarrollo, genera un impacto en el PBI y en la creación de puestos de trabajo (directos, indirectos e inducidos), a través de los multiplicadores obtenidos de la matriz insumo-producto ajustada.

Enfoque matemático simplificado:



Utilizando la metodología citada, Accenture cuantificó la contribución económica y social del desarrollo de gas y petróleo shale en la economía argentina hasta el año 2035.



Fuente: Investigación de Accenture

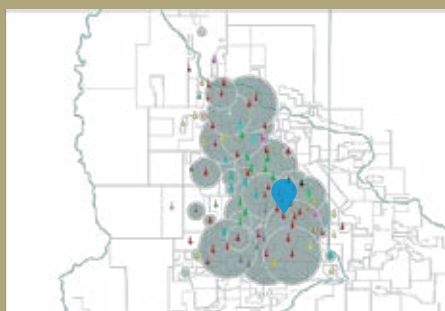
Se realizaron validaciones metodológicas a través de la comparación de los distintos efectos, con los resultados obtenidos de la matriz insumo-producto de la provincia de Neuquén (2004) y de Estados Unidos (2012). En ambos casos, las diez industrias más impactadas por el shale fueron en su mayoría las mismas, y donde las diferencias detectadas se explican por los distintos niveles de interrelación y escalas entre las industrias (estructuras económicas diferentes).

Evolución de explotación de pozos según metodología aplicada

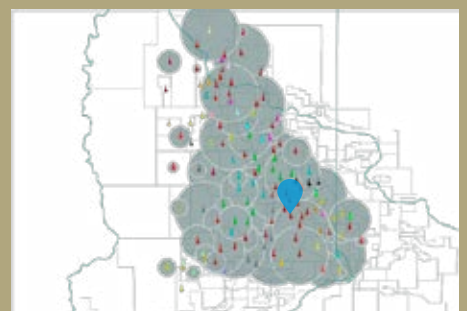
2015



2025



2035



Añelo - Provincia de Neuquén

Shale en Argentina

Los recursos no convencionales y el PBI





Argentina tiene una historia económica compleja. Recientemente, dichas características fueron exacerbadas por la recesión económica mundial, que está causando la falta de crecimiento y el desempleo en muchos países desarrollados. En su última publicación "World Economic Outlook" (Julio de 2014), el Fondo Monetario Internacional (FMI) redujo, nuevamente, la estimación del crecimiento del PBI global para el 2014. El mismo estima que se crecerá un 0,3% menos de lo anteriormente proyectado, llegando a un 3,4% reflejando el mal desempeño de algunas economías desarrolladas, por ejemplo Estados Unidos, y un panorama menos optimista para los mercados emergentes. A la espera de un crecimiento más sólido de las economías avanzadas, la proyección

económica global del FMI para 2015 es del 4%.¹¹

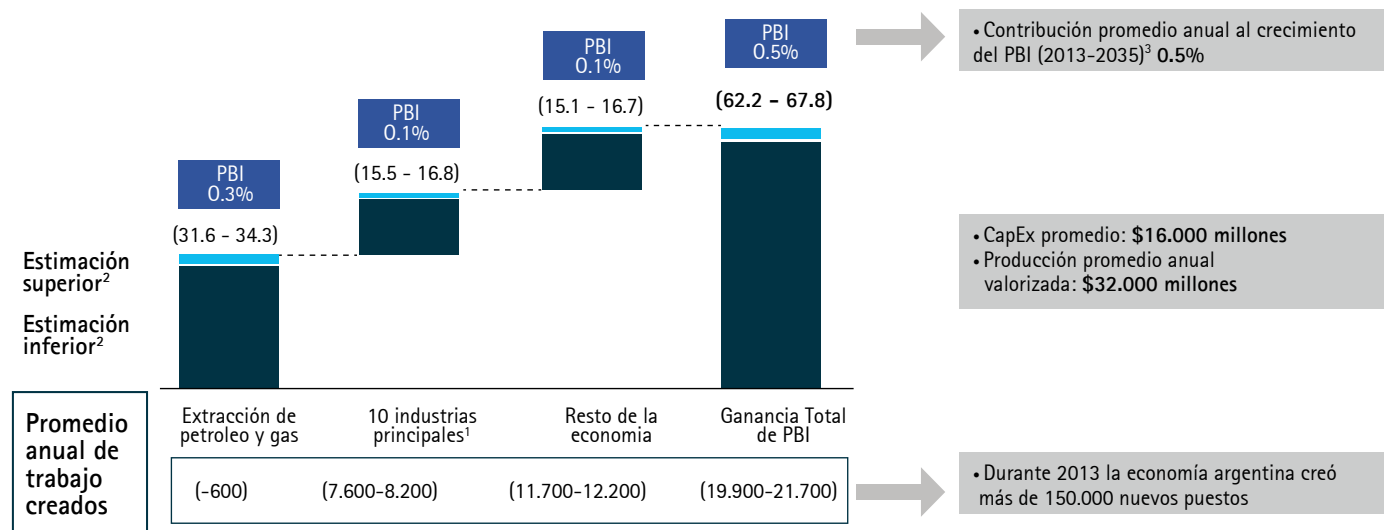
En el ámbito local, y luego de una década de alto crecimiento, el gobierno argentino informó un crecimiento del PBI del 3% en 2013, menor al promedio de los años pasados. A su vez, algunos analistas han revisado sus expectativas de crecimiento para el 2014.¹² El aumento de la competitividad y la estabilidad macroeconómica, se destacan como los desafíos que deberá afrontar el país en el corto plazo.

La economía local se encuentra enfáticamente tratando de atraer nuevas inversiones en sectores estratégicos, como lo son el de la energía y la infraestructura. Al cierre de esta publicación se está proponiendo una

nueva ley de hidrocarburos, donde una de las disposiciones discutidas es que el estado nacional aumente el control que actualmente tienen las provincias petroleras sobre las distintas concesiones, como por ejemplo Neuquén (que ha interactuado directamente con petroleras internacionales a través de su propia empresa petrolera), en un esfuerzo por acelerar la exploración de formaciones de shale. El hecho de que se esté considerando y discutiendo una nueva ley de hidrocarburos que apunta a incentivar y acelerar el desarrollo de la producción de shale, es en sí un muy buen signo para la economía argentina.

Figura 1

Contribución promedio anual al PBI para el año 2035: Formación Vaca Muerta (en miles de millones de dólares)



¹ Incluye otras actividades de soporte para minería; transporte marítimo y terrestre; transporte por ductos; bienes inmuebles y construcción; fabricación de productos de hierro y acero; servicios profesionales; productos de refinación; servicios públicos; otros productos fabricados; productos plásticos

² Las estimaciones superior e inferior se basan en los rangos de los multiplicadores que se fijan conforme a la volatilidad histórica de cada industria.

³ La tasa anual de crecimiento promedio del PBI sin shale para el periodo 2014-2035 es 3.6%. En términos de producción, se asumió 7.5 U\$/MMBTU y se consideró 85 U\$/ el precio de la producción.

Fuente: Investigación de Accenture, EIU and INDEC

Asumiendo como base el modelo de desarrollo optimizado de Vaca Muerta, -con perforación infill-, Accenture estima para el 2035 una contribución promedio anual al PBI de entre \$62.200 millones y \$67.800 millones de dólares. Comparativamente, esta contribución anual promedio al PBI es igual

a lo siguiente:

- 3,3 de exportaciones de soja¹³
- 3 veces la capitalización de mercado de YPF¹⁴
- El 54% de la deuda externa argentina¹⁵

Más aún, el desarrollo de la extracción de hidrocarburos en Vaca Muerta tiene la capacidad potencial de crear anualmente alrededor de 20.000 - 22.000 nuevos puestos de trabajo por año, en un país donde, por ejemplo, la creación total de puestos de trabajo en 2013 fue de 150.000.

Shale en Argentina

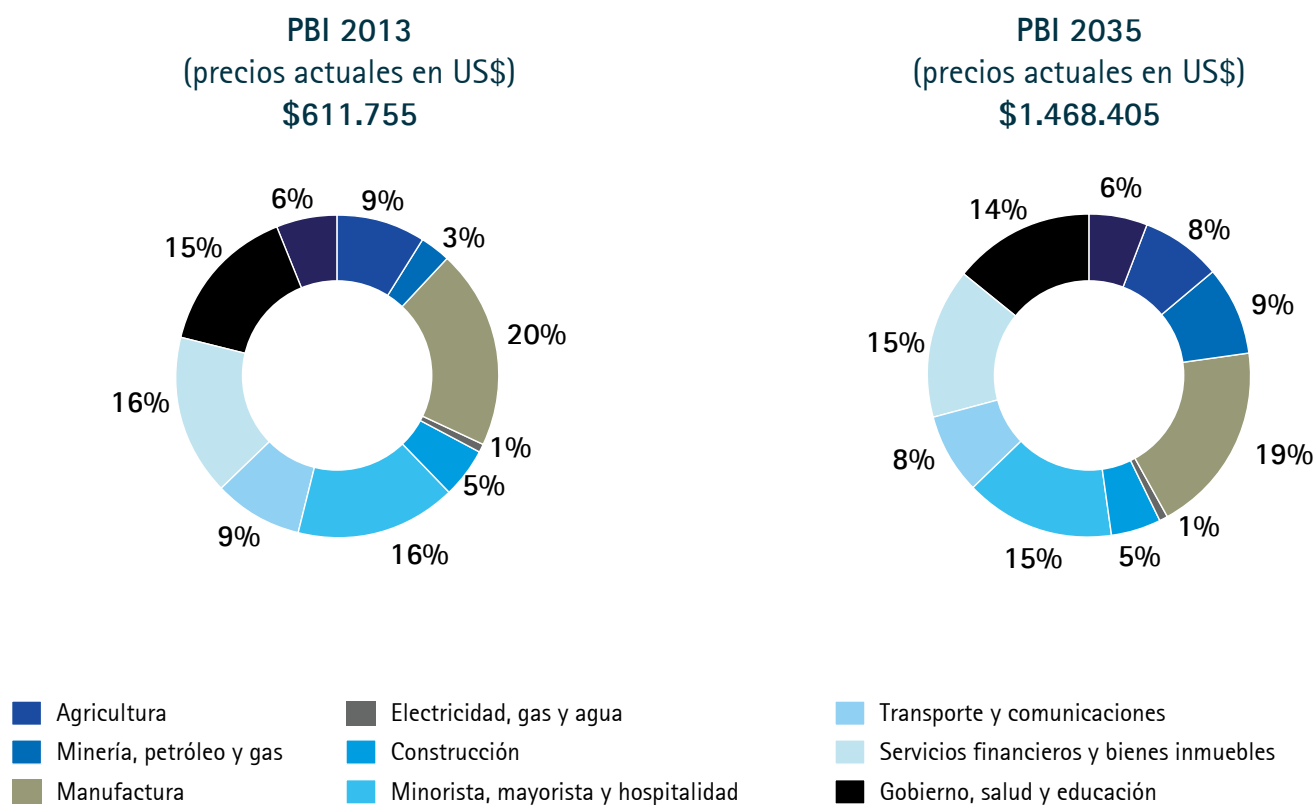
Impacto en los sectores industriales argentinos





Según el Banco Mundial, en el año 2013 el PBI de Argentina fue de aproximadamente \$612 mil millones de dólares (dólares estadounidenses a precios corrientes). A su vez, es una economía liderada por servicios, con un importante peso de la industria manufacturera y del sector de la agricultura, y con la real posibilidad de que la industria de shale oil y gas acelere el crecimiento de otros sectores. Por ejemplo, el boom del shale podría lograr que el sector de minería, petróleo y gas represente potencialmente el 9% de la economía para el año 2035 (desde un 3% actual), superando en términos de contribución al sector agrícola.

Figura 2
PBI argentino 2013 vs. 2035: por sector (en millones de dólares y porcentual)



Fuente: Banco Mundial; CEPAL; EIU

El crecimiento económico y el impacto positivo en los diferentes sectores industriales de Argentina están determinados, en gran medida, por el aumento de la producción de gas y petróleo no convencional. El impacto económico es resultado del crecimiento del PBI, apoyado en factores tales como la caída de las importaciones de energía, la creación de puestos de trabajo y el aumento de la productividad. También es probable que existan beneficios sociales derivados de la creación de puestos de trabajo y mayores sueldos, que producirán una mayor competencia e innovación así como un efecto directo en las comunidades locales, a través de una mayor inversión e iniciativas de contenido local.

Por ende, la revolución del shale en Argentina es una oportunidad clave para generar un cambio estructural en el contexto actual. La rapidez para materializar estos desarrollos determinará cuán rápidamente crecerá la economía del país. Durante la etapa de desarrollo de Vaca Muerta, Accenture espera que el desarrollo del shale oil y gas agregue al crecimiento económico promedio anual un 0,5% para el período comprendido entre 2013 y 2035. En esta etapa de desarrollo, el impacto total anual en el PBI llegaría a un rango de entre \$62.200-\$67.800 millones de dólares y estará dominado en gran parte por

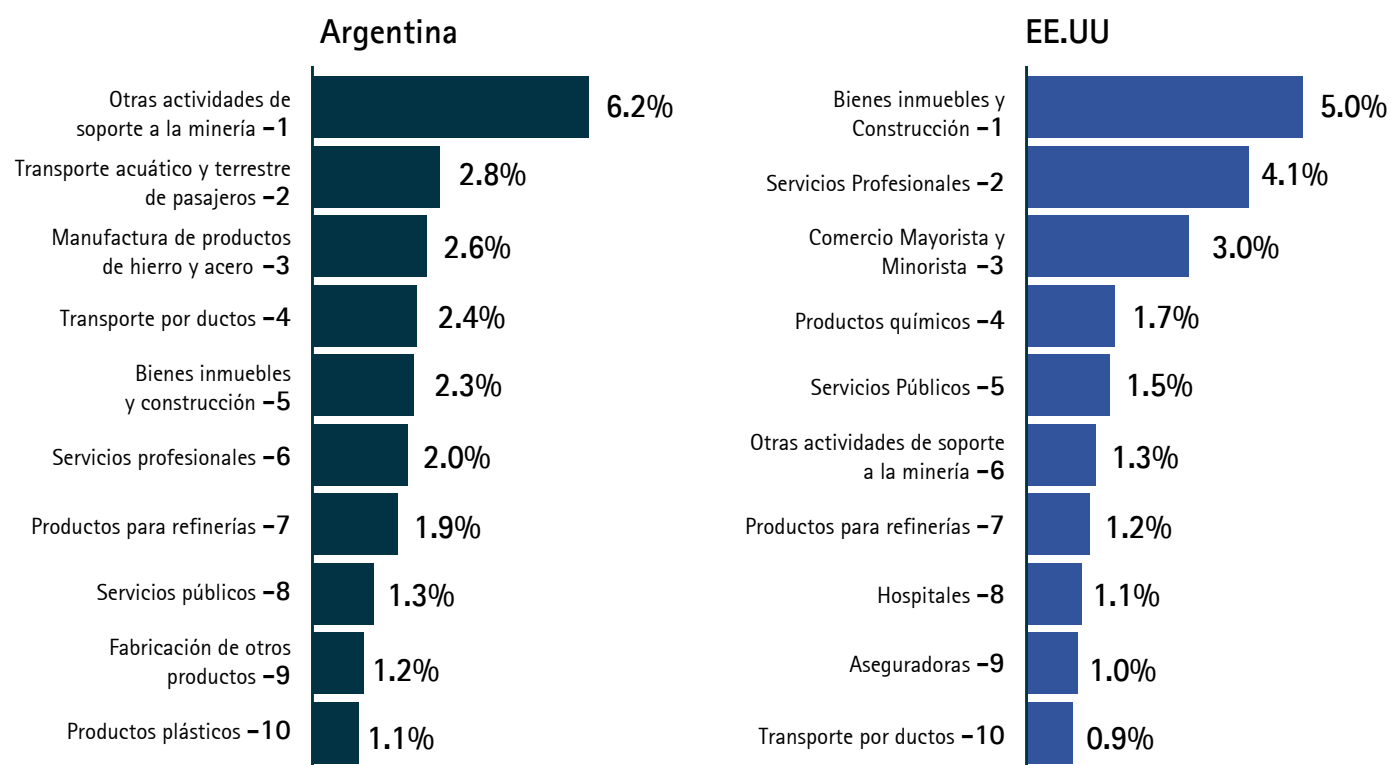
el sector de petróleo y gas, que aportará más de \$31.600-\$34.300 millones de dólares (más del 50% del impacto total). De acuerdo a los multiplicadores utilizados se espera que solamente el sector de petróleo y gas genere 13.000 nuevos puestos de trabajo directos entre 2013 y 2035 (un promedio de 600 nuevos puestos por año). Accenture considera que esta es una estimación muy conservadora dada las características de la matriz utilizada en la metodología y comparando experiencias similares en otras geografías con desarrollos no convencionales.

Cada equipo de perforación emplea alrededor de 30 personas para su operación directa. Adicionalmente se requieren unos 30 servicios anexos que incluyen cuidado ambiental, enfermería, mantenimiento mecánico, catering, transporte, etc, sumando en total alrededor de 200 personas por equipo. Otros servicios son también necesarios tales como seguridad, control geológico, ensayos, etc. Esto es aproximadamente el doble de lo que se estimaba por equipo de perforación en la Argentina en la década del 90, lo cual suena razonable a partir de las mayores presiones ambientales, regulatorias y de seguridad.

El impacto esperado por el desarrollo de shale gas en Argentina también es relevan-

te si se lo considera en contraposición al impacto que el desarrollo de recursos no convencionales ha tenido en la economía de los Estados Unidos en los últimos años. En dicho país, el desarrollo de recursos no convencionales no solamente ha sido un factor de transformación, sino que también está llevando a los EE.UU. hacia el autoabastecimiento energético. Varios estudios realizados por analistas de IHS estiman que la industria de gas no convencional contribuyó a la creación de 2,1 millones de puestos de trabajo en EE.UU. y que el impacto de la nueva actividad en el sector aumentará esa contribución llegando a 3,3 millones para fines de la década, y casi 3,9 millones para el 2025. El análisis de IHS también señala que para el 2015, el 3,2% de todos los puestos de trabajo de manufactura de EE.UU. estarán vinculados al desarrollo de recursos no convencionales, y que para el año 2025 esta participación trepará al 4,2% (lo que significa que el desarrollo de no convencionales dará soporte a casi 400.000 puestos de trabajo en la industria manufactura en 2015 y a algo más de 500.000 en 2025). A su vez, IHS estima que la contribución general de la actividad no convencional al PBI de EE.UU. se duplicará desde \$284 mil millones de dólares en 2012 a \$533 mil millones de dólares en 2025.¹⁶

Figura 3
Distribución del impacto en el PBI en las industrias
(el sector de oil & gas representa el 50% del total del crecimiento del PBI directamente)



El efecto inducido se incluyó como parte del efecto indirecto
Fuente: Investigación de Accenture basada en datos del INDEC y BEA

Análogamente al desarrollo de la industria de shale gas en EE.UU. y su impacto en la economía, los resultados de la matriz insumo-producto obtenidos para la economía argentina muestran que el desarrollo de la industria de shale gas tendrá un mayor impacto en las industrias más relacionadas con la extracción, y por ende esperamos ver una correlación entre el crecimiento de dichos sectores y el desarrollo de la industria de shale gas en Argentina:

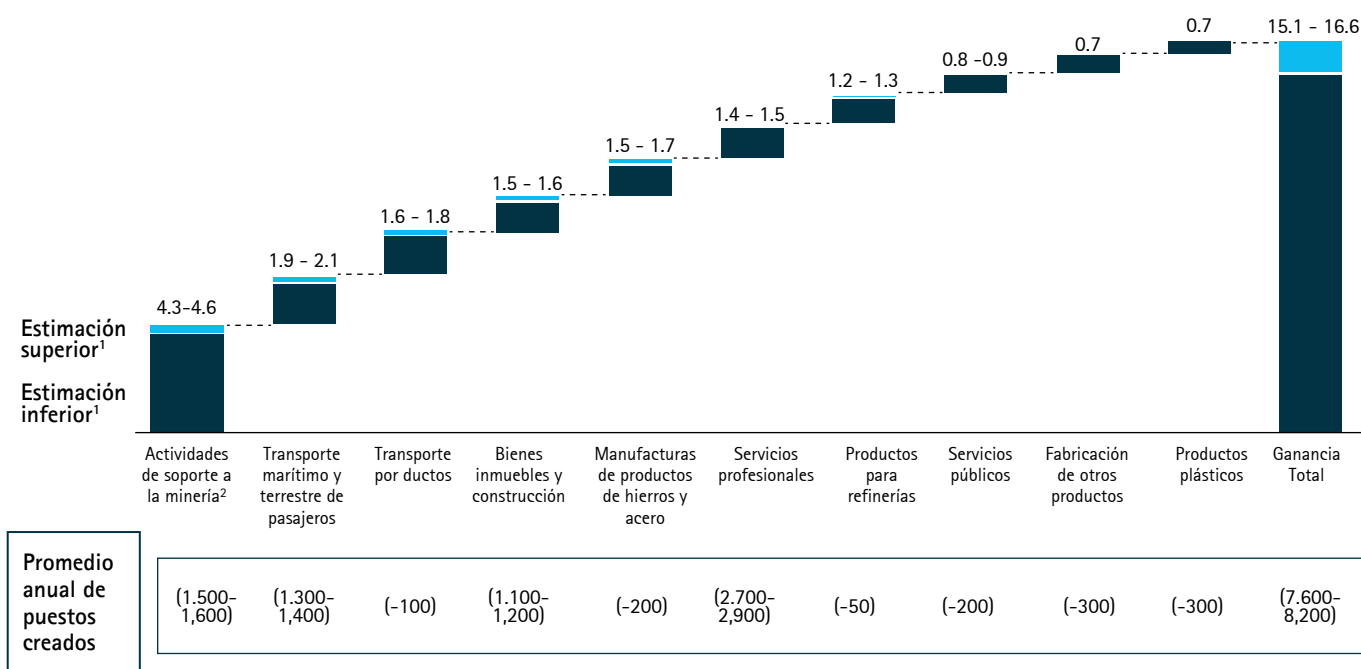
- Actividades de soporte a la minería (servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas; extracción de arena, arcilla y otros)
- Transporte marítimo, ferroviario y automotor
- Manufactura de productos de hierro y acero
- Transporte por ductos y poliductos
- Bienes inmuebles y construcción

- Servicios profesionales
- Productos de la refinación del petróleo
- Suministro de agua, gas y energía
- Otros productos manufactureros
- Fabricación de productos plásticos

El impacto de la creciente producción de shale en el sector energético, así como en las industrias intensivas en energía e infraestructura (caminos, vías ferroviarias, ductos y demás) generará un crecimiento sectorial con un mayor nivel de producción y la creación de puestos de trabajo adicionales. Dichos puestos de trabajo estarán directa e indirectamente relacionados con el sector energético, como por ejemplo: ingenieros, geólogos, contratistas para trabajos de perforación, obreros para la construcción, choferes de camiones, gerentes de proyectos y expertos en logística y cadenas de abastecimiento.

Es de esperar que los mencionados efectos positivos y las implicancias de la potencial revolución del shale, también tengan un importante impacto social y local en la comunidad. El mismo se espera a través de un mayor gasto por parte de los empleados directos e indirectos de la industria de energía, beneficiando a empresas locales como por ejemplo, hoteles, restaurantes y tiendas. Sin embargo, también existe la probabilidad de externalidades negativas en términos medioambientales y la falta de capacidad de los servicios públicos (por ejemplo, salud y educación) para cubrir eficientemente una demanda creciente provocada por el aumento de la cantidad de trabajadores en la zona, así como una transferencia de mano de obra hacia el mejor remunerado sector petrolero por la demanda creciente.

Figura 4
Industrias más impactadas, contribución promedio anual al PBI
(Desarrollo Optimizado Vaca Muerta – miles de millones de US\$)



¹ Las estimaciones superior e inferior se basan en los rangos de los multiplicadores, que fueron fijados conforme a la volatilidad histórica de cada industria

² Las actividades de soporte a la minería incluyen servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas, la extracción de arenisca, arcilla y otras substancias

Fuente: Investigación de Accenture e INDEC

Impacto en la industria manufacturera

Se espera que la mayor actividad en la producción de shale impulse el crecimiento en otras industrias intensivas en gas, como por ejemplo refinación de petróleo, la petroquímica, la generación de energía, y también las industrias metalúrgica y siderúrgica. Bajo el modelo de producción no convencional desarrollado, se espera que el impacto en el PBI derivado del aumento en la producción de hierro y acero ronde los \$1.700 millones de dólares anuales en promedio hasta el 2035.

Asimismo, esta actividad podría dar inicio a un proceso de re-industrialización para el país en base a menores precios de gas, transformando así el mapa industrial de la Argentina, fortaleciendo a algunas industrias intensivas en energía –mediante aumentos de competitividad– y, a su vez, creando otras nuevas. "Al industrializar la producción primaria gracias al desarrollo de shale, Argentina podría abrirse a nuevos mercados" comentó recientemente Martin Picón, director de la Cámara de Comercio de Productos Químicos.¹⁷

Sin embargo, incluso sin mirar al futuro, hay pruebas de cambios importantes que ya están sucediendo. Industrias nuevas y estratégicas como la de producción de arena de fractura están surgiendo localmente gracias al boom del shale (aunque la mayoría del abastecimiento actual es de agentes de sostén cerámicos, de mayor costo, con origen en Brasil, China y México). Dado que las opciones de abastecimiento local en Argentina aún están en etapas tempranas, el acceso a los mercados globales de logística y cadenas de abastecimiento resultará clave y continúa siendo una preocupación a corto plazo. Sin embargo, la demanda está creciendo rápidamente tal como lo demuestra la compañía global de servicios Halliburton, que inauguró recientemente una planta de tratamiento y almacenamiento de arena de fractura en Neuquén (cercana a la formación Vaca Muerta).¹⁸ Asimismo, La Compañía de Inversiones Mineras (CIMS) se encuentra desarrollando esfuerzos de producción y tratamiento de arenas de fractura en canteras cercanas a la localidad de Gaimán en Chubut.

Una situación similar se está desarrollando para los productos químicos utilizados como aditivos durante el proceso de perforación para los pozos de shale. Generalmente los pozos no convencionales requieren la inyección de una amplia variedad de productos químicos, como por ejemplo diésel, metanol, formaldehído, etileno, ácido clorhídrico e hidróxido de sodio, entre otros. En la actualidad Argentina no tiene capacidad de

producción local para obtener grandes cantidades de esos productos, si bien ya existen esfuerzos para comenzar el desarrollo de una capacidad productiva adicional nacional.¹⁹

Impacto en infraestructura y servicios

Se espera que la mayor actividad en la producción de shale tenga un importante impacto en el sector de transporte, estimándose el impacto combinado de la nueva infraestructura para el transporte de agua y otros materiales, así como nuevos poliductos y gasoductos, en \$3.800 millones de dólares promedio por año.

Estimaciones llevadas a cabo por GiGa indican que serán necesarios más de 4000 km de ductos troncales para transportar el petróleo y el gas desde las áreas en desarrollo a los nodos principales de transporte o inyección (Oldelval, TGS, Pacífico). Adicionalmente puede estimarse a alto nivel que serán necesarios 10 veces más de ductos internos para funcionar como sistema colector interno de los yacimientos, con los consiguientes requerimientos de ingeniería de diseño, construcción y mantenimiento de los mismos.

Del mismo modo, se requerirán fuertes inversiones en infraestructura para expandir y mantener la red ferroviaria y así dar soporte a los requerimientos logísticos de Vaca Muerta. Mientras tanto, se continúa transportando la mayoría de los suministros en camiones, lo que constituye una alternativa mucho menos eficiente desde el punto de vista de costos. Actualmente, alrededor de 3.000 camiones por día entran y salen de la formación Vaca Muerta para transportar agua, arena de fractura, productos químicos y otros suministros,²⁰ revelando un crecimiento exponencial desde que comenzaron las perforaciones de shale.

En la actualidad, la mayoría de los caminos en la provincia de Neuquén que unen las actuales locaciones petroleras y gasíferas no están pavimentados, para lo cual el desarrollo de esta nueva actividad requerirá invertir también en dicha infraestructura. Asimismo se requerirá nueva infraestructura para llevar y traer suministros a la región de shale (y mantener intensamente la existente), como la construcción de nuevos ductos para transportar la creciente producción de petróleo y gas.

Del mismo modo, se espera que las nuevas inversiones estimulen a los sectores de servicios profesionales, construcción, suministro de energía, agua y gas, y al comercio; se estima que solamente el desarrollo de los

servicios profesionales produzca un impacto en el PBI de \$1.500 millones de dólares en promedio hasta el 2035. Por otro lado, en Añelo, la zona urbana más cercana a la formación Vaca Muerta, la construcción está floreciendo. La municipalidad está trabajando en un plan maestro para el año 2030 que implicaría construir la infraestructura adecuada y desarrollar los servicios de salud, educación, y vivienda necesarios para ofrecerlos a una población que se estima llegará a los 30.000 habitantes en los próximos 15 años. No se trata de un desafío menor, considerando que el pueblo actualmente cuenta con 5.000 habitantes y ya duplicó su tamaño en menos de 3 años.²¹

No hay duda de que el aumento en la actividad no convencional traerá consigo innumerables oportunidades para la Argentina. Sin embargo, algunas preguntas siguen pendientes de respuesta. Las nuevas y más

baratas fuentes de energía podrían aumentar la ventaja competitiva del país y producir un resurgimiento del sector de manufactura intensiva en energía y gas; sin embargo, la capacidad del país para derramar mayores efectos al resto de la economía requerirá del desarrollo de nuevas reglamentaciones y políticas. Tanto el gobierno local como el nacional deberán trabajar en estrecha vinculación para convertir la revolución de shale en una realidad para el país, estableciendo incentivos económicos, invirtiendo en infraestructura pública, regulando y protegiendo al medioambiente y coordinando una política común que pueda ayudar a revertir la brecha de conocimientos y más específicamente el déficit de ingenieros. En la actualidad, en Argentina sólo se reciben 300 nuevos ingenieros cada mil nuevos abogados, creando un desafío cada vez mayor para satisfacer la demanda del mercado.²²

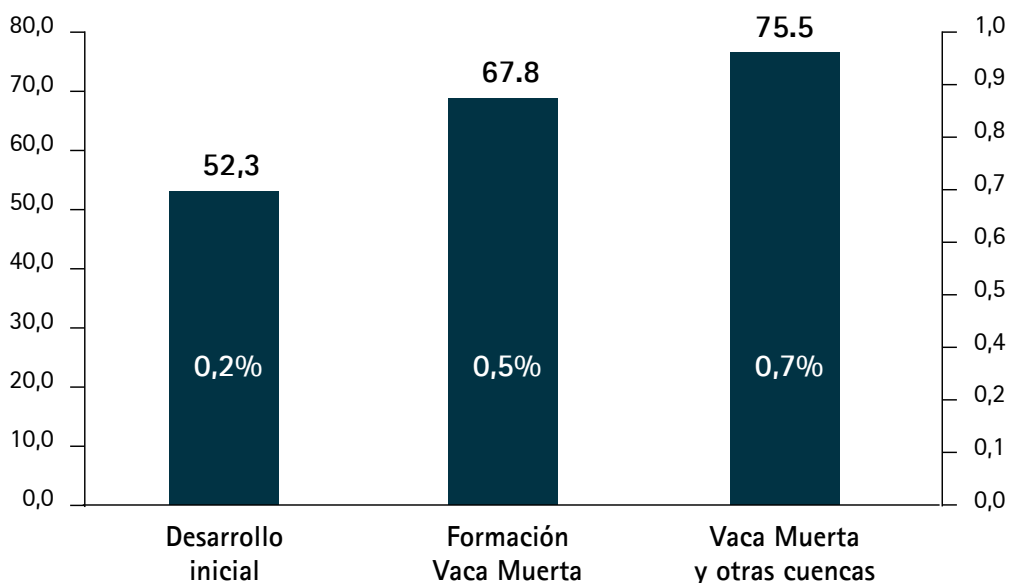
Figura 5

Contribución promedio anual al PBI para el año 2035

(Contemplando todas las etapas de desarrollo (rangos superiores) – miles de millones de US\$)

Miles de millones de US\$

% de aumento anual del PBI



214.000
233.000

437.000
476.000

508.000
533.000

**Cantidad total de
puestos de trabajo
creados para el 2035**

Fuente: Investigación de Accenture

Mayor producción nacional de petróleo y gas

Para el año 2035, y como resultado de una explotación sostenida y creciente, con un desarrollo exitoso del shale en el área de Vaca Muerta, Accenture proyecta que la producción de petróleo de Argentina habrá aumentado a más de 1,8 millones de barriles diarios (b/d), y una producción de gas natural superior a 317 millones de metros cúbicos diarios. La proyección realizada para la producción de petróleo es positiva y pronostica que la Argentina podría llegar a autoabastecerse entre los años 2020 y 2025. Para el caso del gas natural, el autoabastecimiento también comenzaría a principios de la próxima década, bajo los supuestos considerados.

La producción de petróleo en Argentina actualmente asciende a aproximadamente 550.000 b/d y la demanda supera a la oferta; lo mismo ocurre con el gas natural. Hasta ahora, casi toda la producción petrolera del país ha sido convencional y se espera que esto cambie con el desarrollo de Vaca Muerta. En el año 2013, la producción de petróleo de la cuenca neuquina era de 224.000 b/d, más de un tercio de la producción del país,

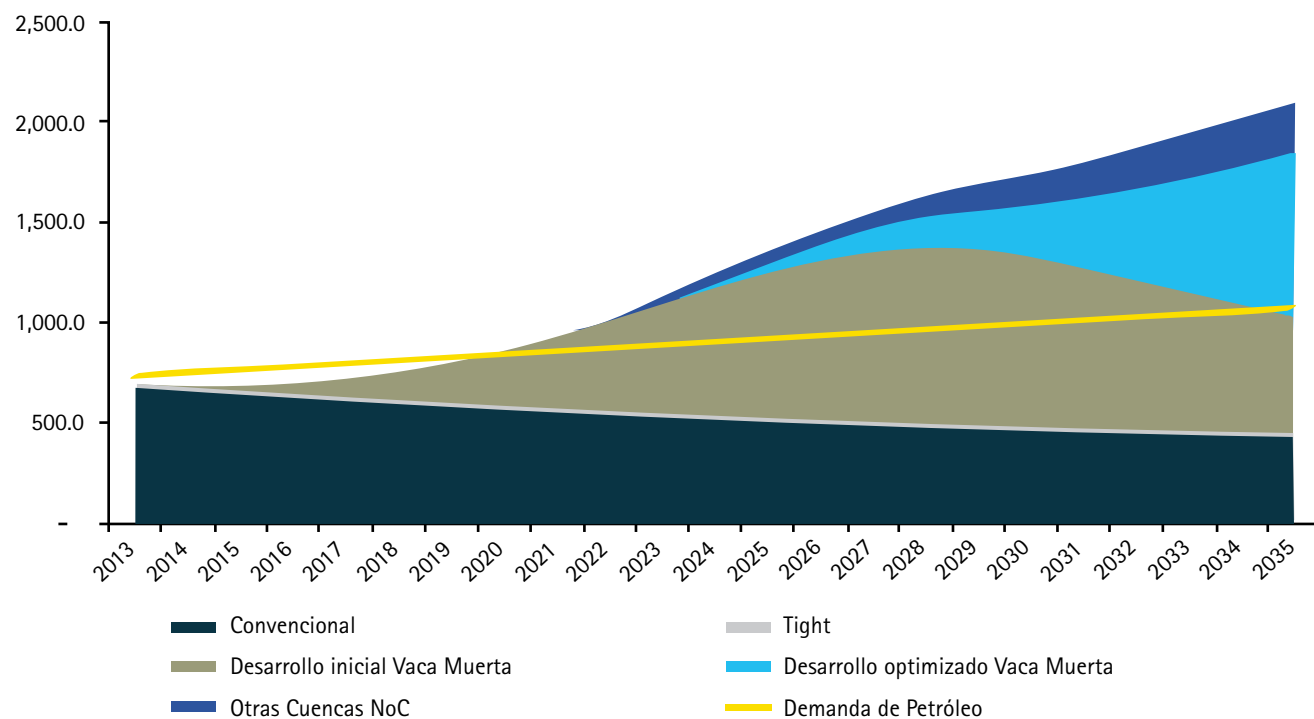
y producía 2.200 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (cifras del gobierno regional).²¹ Actualmente, Argentina produce alrededor de 100 millones de metros cúbicos por día (mmcm/d) de gas, la mayoría proveniente de yacimientos convencionales, e importa grandes cantidades de gas natural (más de 11,8 bcm en 2013) para satisfacer la demanda de la generación de energía eléctrica y de la industria.²²

Cabe destacar que Argentina cuenta con una diversa cantidad de cuencas que también contienen recursos no convencionales, siendo la cuenca Neuquina (sede de la formación Vaca Muerta) la más grande. Las otras cuencas son más pequeñas y están relativamente poco exploradas, e incluyen la Cuenca de Paraná al norte y las de San Jorge y Austral-Magallanes al sur. Es por ello que es más probable que el desarrollo de la actividad relacionada con los recursos no convencionales en Argentina se focalice en la Región Neuquina, proyectándose inicialmente un importante aumento de la producción de petróleo y gas en el futuro cercano.



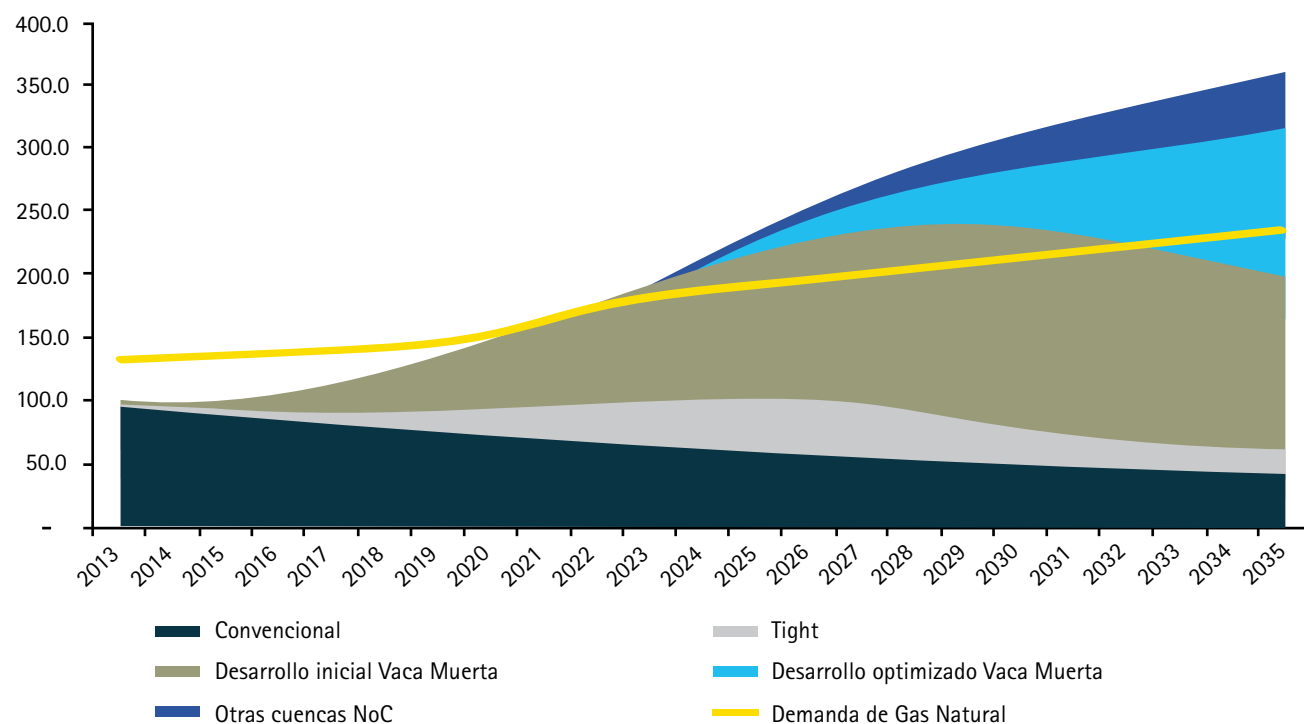


Figura 6
Producción de petróleo no convencional en Argentina para el 2035 (Kbbl/d)



Fuente: GiGa Consulting e investigación de Accenture

Figura 7
Producción de gas no convencional en Argentina para el 2035 (MMm3/d)



Fuente: GiGa Consulting e investigación de Accenture

El Modelo de Desarrollo de GiGa Consulting.

Etapas de desarrollo para Vaca Muerta y otras cuencas de shale:

1. **Desarrollo inicial:** En esta etapa Argentina desarrolla la producción de gas y petróleo no convencional principalmente de la formación Vaca Muerta. Aquí el impacto total en el PBI para el período comprendido entre 2013 y 2035 ascenderá a un promedio anual de \$52.000 millones de dólares, representando una tasa de crecimiento adicional del PBI de 0,2% (sobre un crecimiento anual estimado en 3,6%). En esta etapa de desarrollo se estima que se crearán entre 10.000-11.000 puestos de trabajo por año en el agregado de los sectores.
2. **Desarrollo Optimizado:** En esta etapa la Argentina mejora la producción de no convencionales en Vaca Muerta optimizando el desarrollo con perforación infill, (y dado que consideramos que este escenario es potencialmente el más representativo, Accenture hace referencia a este escenario de desarrollo en este documento). Aquí el impacto total en el PBI para el período comprendido entre 2013 y 2035 ascenderá a un promedio anual de \$65.000 millones de dólares, representando una tasa de crecimiento adicional del PBI de 0,5% (sobre un crecimiento anual estimado en 3,6%). En esta etapa de desarrollo se estima que se crearán entre 20.000-22.000 puestos de trabajo por año en el agregado de los sectores.
3. **Vaca Muerta y otras cuencas:** En esta etapa la Argentina desarrolla no solamente Vaca Muerta intensamente, sino también comienza el desarrollo de otras cuencas (Cuyana, D129 y Austral principalmente). Aquí el impacto total en el PBI para el período comprendido entre 2013 y 2035 asciende a un promedio anual de \$75.000 millones de dólares, representando una tasa de crecimiento adicional del PBI de 0,7% (sobre un crecimiento anual estimado en 3,6%). En esta etapa de desarrollo se estima que se crearán entre 23.000-25.000 puestos de trabajo por año en el agregado de los sectores.

Luego de 20 años de actividad relacionada con el desarrollo shale, Accenture pronostica que el efecto acumulado del mismo hasta el 2035 será aproximadamente el siguiente:

227 
equipos de perforación

35.238
pozos perforados

\$368



mil millones
de dólares en
Capex

\$128



mil millones
de dólares
en impuestos
nacionales

A diferencia de algunos otros países que cuentan con reservas no convencionales (con la excepción de EE.UU.), la situación de oferta de servicios en Argentina es favorable, ya que actualmente existe actividad de la industria petrolera desarrollada cerca de los grandes depósitos de shale (sobre todo en la región de Neuquén). Ello significa que ya existe localmente una industria desarrollada de Servicios Petroleros, cañerías de conduc-

ción de petróleo, agua y gas e infraestructura de soporte creada en la zona. Esto mismo constituye una gran ventaja para la extracción de hidrocarburos no convencionales que, combinada con el tamaño y la calidad de la formación convierte al yacimiento de Vaca Muerta, se convierte en algo particularmente atractivo y relativamente directo de desarrollar.

Capturando la oportunidad del desarrollo no convencional

Lecciones para Vaca Muerta:

El yacimiento Eagle Ford en Texas, EE.UU.



La formación Vaca Muerta comparte muchas de las características que hicieron que las formaciones de shale Bakken, Eagle Ford y Marcellus, entre otras en Estados Unidos tuvieran tanto éxito: formaciones ricas con bajo contenido de arcillas, alto contenido orgánico, con infraestructura ya presente y un sector ya establecido de servicios petroleros. Lo que hace que la historia del desarrollo de recursos no convencionales en los EE.UU. sea aún más contundente es que antes que la actividad no convencional comenzara a trascender, sólo la cuenca Permian era una cuenca productiva convencional, habiendo una reducida producción previa en Bakken y Eagle Ford.²⁵ Vaca Muerta cuenta además con la ventaja que la formación productiva es de un espesor particularmente importante (según datos de YPF – 300-450 metros de espesor en algunos lugares) lo que promete buenos caudales de producción.²⁶

YPF ya está evaluando tres zonas clave en el área de Vaca Muerta para determinar no solamente los hidrocarburos existentes sino también la calidad de la roca y el rendimiento de sus pozos verticales (y horizontales). YPF ha perforado pozos verticales en esta fase temprana de desarrollo de Vaca Muerta que también pueden ser perfilados y registrados durante toda la formación, proporcionando datos útiles en todo el intervalo vertical.²⁷

La mayoría de las formaciones norteamericanas, como por ejemplo el yacimiento de Eagle Ford, utilizan intensivamente perforación horizontal para aumentar drásticamente las tasas de producción, e incluso algunos yacimientos tales como el de Barnett han hecho una muy rápida transición de perforar predominantemente pozos verticales a pozos horizontales. Accenture y GiGa esperan, que a pesar de su espesor, las compañías operadoras realizarán también una transición similar y utilizarán mayoritariamente pozos horizontales en la formación Vaca Muerta*. La transición de la formación Barnett hacia la perforación horizontal mostró resultados impresionantes. Muchos de los operadores de las formaciones de tight y shale en los EE.UU. también han aumentado la eficiencia de la perforación y los pozos utilizando pad drilling y más etapas de fractura por pozo. Por ejemplo, el increíble aumento de

producción en el yacimiento de Eagle Ford obedece a una combinación de factores: buena geología, técnicas de "near field exploration", espaciado de pozos, diseños de fractura, uso de agentes de sostén adecuados y foco en un modelo operativo específico para explotación no convencional. Existen empresas que se han convertido en realmente expertas combinando estos procesos operativos y técnicos. En 2007, la producción total de líquidos (crudo y condensado) del yacimiento Eagle Ford era menor a 21.000 barriles por día. En 2010, dicha producción promedió casi 29.000 barriles por día (b/d), aproximándose a 60.000 b/d a finales del año; todo proveniente de pozos horizontales. Actualmente Eagle Ford produce alrededor de 1.4 MM b/d.

Las operadoras de Eagle Ford se han mostrado muy focalizadas y abiertas a cambios operativos y nuevas tecnologías. Algunas compañías activas en el área indican que "realizan benchmarks constantemente" para mejorar la perforación de cada pozo y hacer que sea más eficiente en costos que la anterior. EOG Resources, uno de los mayores productores de petróleo del yacimiento de Eagle Ford, ha logrado mejoras operativas substanciales, adoptando un enfoque similar al que utiliza en la manufactura para la perforación y las operaciones de producción. Registró una reducción del 36 por ciento en los costos de pozo completado y una reducción del 43 por ciento en el tiempo de perforación para sus operaciones de Eagle Ford en el período quinquenal comprendido entre 2008 y 2013.²⁸ Otro operador de Eagle Ford, BHP Billiton informó en 2014 que logró reducir el tiempo de perforación en un 20% y los costos en un 24%, utilizando modelos para diagnosticar los problemas de performance (fundamentalmente un modelo de colocación de arenas de fractura que mostraron que sólo el 38% de la altura de las fracturas verticales era apuntalada con agentes de sostén).²⁹ Petrohawk (ahora parte de BHP Billiton) descubrió que utilizando una nueva técnica de fracturación en doce de sus pozos de Eagle Ford en comparación con otros nueve pozos (fracturados utilizando un diseño híbrido), los pozos que utilizan esta nueva tecnología tuvieron tasas de producción 32% mayores y una presión 42% superior al cabo de 90 días de producción.³⁰

Eagle Ford es sólo una de las regiones de shale en EE.UU. que obtuvo beneficios otorgados por los programas del gobierno para apoyar el desarrollo del shale gas en ese país. Esta ayuda incluyó: el soporte a programas de I&D en gas natural no convencional, créditos fiscales para la producción, la desregulación de los precios del gas natural en boca de pozo, así como normativa que permite el acceso abierto a ductos de gas natural.

Los operadores en Eagle Ford no solamente han sido rápidos para probar nuevas tecnologías y practicas operativas más innovadoras sino que también se han concentrado en las buenas prácticas medioambientales y regulatorias; muchos de ellos forman parte del consorcio denominado Eagle Ford Shale Consortium que se concentra en lograr una mejor colaboración con las comunidades y los entes reguladores locales.³¹ Actualmente muchos operadores de Eagle Ford utilizan controles de baja emisión que reducen o eliminan los escapes de los equipos para las diferentes operaciones (que ahora son ordenados por la Secretaría de Protección Ambiental de EE. UU. (US Environment Protection Agency - EPA) y tienen buenas credenciales trabajando con varios entes regulatorios, como por ejemplo la Texas Railroad Commission (RRC) y Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ).

En la actualidad, Eagle Ford es uno de los yacimientos productores de petróleo y gas más grandes de Norteamérica, produciendo casi 1,4 millones de barriles de petróleo por día y 6.000 millones de pies cúbicos de gas natural por día a fines del 2013. La cuenca de Eagle Ford actualmente se considera como uno de los desarrollos petroleros más grande del mundo en términos de capital invertido y de actividad de la industria (las estimaciones indican que en 2013 se gastaron \$30.000 millones de dólares en el desarrollo del yacimiento y existen más de 200 operadores y 266 equipos de perforación activos actualmente en el sitio).³²

**El modelo de GiGa incluyó una transición progresiva de perforación de pozos verticales a horizontales en las formaciones no convencionales en Argentina.*

Dado que ya existe actividad de la industria petrolera y de gas alrededor de los yacimientos de Vaca Muerta, se espera que esto acelere y facilite el desarrollo de la producción de shale y por ende, su impacto en la economía argentina. Es posible aumentar la actividad muy rápidamente (como sucedió en el yacimiento de Eagle Ford en EE.UU. – ver recuadro) aunque la disponibilidad de equipos de perforación y de servicios clave para los yacimientos, como por ejemplo el bombeo a presión y terminación de pozos generalmente podría constituir una limitación. La actividad de los equipos de perforación ya está aumentando, con datos que muestran en junio de 2014, un promedio de 107 equipos perforando petróleo o gas en Argentina, la mayor cantidad en operación desde que comenzaron a tomarse registros en 1982.³³

YPF informó recientemente que su producción de petróleo y gas no convencional ascendió a 25.000 barriles equivalentes por día a partir de 244 pozos en Vaca Muerta (15000 bpd de crudo, 46 MMcfd de gas).³⁴ La compañía tiene actualmente más de 20 equipos de perforación activos en el área así como 8 equipos de reparación de pozos, y estima perforar 140 pozos en Vaca Muerta en 2014. (También perforó 10 pozos de recursos de tight gas en la formación Lajas en el primer trimestre de 2014). YPF también

planea aumentar su flota de torres de perforación a 75 hacia fines de 2014, cifra que supera las 63 que tenía en el tercer trimestre de este año. La empresa planea gastar \$15.000 millones de dólares a lo largo de una década de extracción de shale, perforando un estimado de 1.500-2.000 pozos.³⁵

Las petroleras internacionales también están perforando en Vaca Muerta y otras cuencas no convencionales en Argentina. Hasta Agosto del 2014, Total tiene la mayor cantidad de pozos luego de YPF con 11 pozos (3 en Aguada Pichana, 4 en San Roque, 3 en Rincón de la Ceniza y 1 en Pampa Las Yeguas). ExxonMobil perforó cinco pozos allí en 2013 y anunció, en Mayo de 2014, su éxito con un pozo horizontal en el bloque Bajo del Choique (que se comprobó tenía una producción promedio de 770 barriles por día). Shell actualmente opera seis pozos productores de petróleo en Vaca Muerta. Pluspetrol ya ha perforado 10 pozos. Americas Petrogas al igual que Chevron en El Trapial han perforado 4 pozos cada uno, y Medanito y Roch 3 cada uno. YPF también ha tenido éxito perforando dentro de la formación Agrio (Agosto de 2014), también en la región neuquina (pero en una formación independiente de Vaca Muerta) este depósito de shale es el tercer descubrimiento en importancia en Argentina en apenas cuatro años.³⁶

Figura 8
Petroleras – Quién es quién en Vaca Muerta (Agosto 2014)

Petroleras	Áreas concesionada	%	Áreas de desarrollo (Working Interest)	%
YPF SA	16.054	36%	4.791	39%
Wintershall Energía SA	2.877	6%	1.187	10%
Total Austral SA	2.781	6%	1.101	9%
Apache Energía Argentina SRL	2.375	5%	856	7%
G&P Neuquen SAPEM	4.725	11%	792	6%
Petrobras Argentina SA	2.228	5%	703	6%
Pan American Energy LLC	823	2%	467	4%
ExxonMobil Exploration Argentina SRL	1.275	3%	569	5%
Chevron Argentina SRL	579	1%	312	3%
Americas Petrogas Argentina SA	795	2%	243	2%
Pluspetrol SA	2.950	7%	189	3%
Otros operadores	7.070	16%	1.152	9%
Total	44.533	100%	12.362	100%

Fuente: GiGa Consulting

Argentina

Facilitadores para el desarrollo de shale



En la actualidad, Argentina está tratando de superar obstáculos que mejoren el desempeño del sector energético y le permitan abandonar su condición de importador de energía. Se espera que en 2014, Argentina tenga un déficit energético superior a \$9.000 millones de dólares, teniendo que importar grandes cantidades de gas natural.³⁷

Accenture ha identificado una cantidad de importantes facilitadores que viabilizarían el desarrollo de las reservas de shale en Argentina y ayudarían al crecimiento sostenido del PBI a través de la producción de hidrocarburos no convencionales.

Con hasta 30 sitios activos perforando shale actualmente en Argentina y planes confirmados para operar equipos de perforación adicionales, el país se encamina en la dirección correcta para lograr un desarrollo exitoso. Aunque para lograr la escala de producción requerida, se necesita rápidamente de una mayor inversión. El cambio de producción convencional a no convencional requerirá de una completa transformación del sector energético argentino. No solamente requiere técnicas de perforación

y estimulación diferentes, como fractura hidráulica, mayor intensidad de pozos horizontales y mayor cantidad de pozos con enfoque de "factoría de perforación" (con un impacto en la logística de superficie), sino que se necesitará infraestructura nueva (por ejemplo, la extracción de shale utiliza grandes volúmenes de agua y también produce mucha agua) así como nuevos conocimientos y habilidades. Se requerirá una planificación inicial, una programación y coordinación generalizadas e intensas para todas estas áreas y más.

La creación de nueva infraestructura y la gestión de la logística para lograr la escala y eficiencia requeridas de producción no convencional es un emprendimiento enorme, que involucra cientos de viajes de camiones para la perforación, fractura y la terminación de cada pozo. Sólo en 2013, la cantidad total de viajes de camiones requeridos por la perforación de shale fue equivalente a más de 300 viajes ida y vuelta de Londres a Nueva York.³⁸



Figura 9
Argentina – Facilitadores para el desarrollo del shale

Atractivo del mercado		
	Tamaño recursos potenciales	- La Cuenca Neuquina es un punto focal para la explotación de recursos no convencionales por parte de importantes empresas de exploración y producción, así como petroleras nacionales 583 tcf shale gas y 20bn bbl de shale oil
	Régimen fiscal que lo facilite	- Régimen de promoción industrial - Exención del impuesto a las exportaciones de hasta el 20 por ciento de la producción transcurridos cinco años desde el inicio del proyecto.
Facilidad de implementación		
	Geología	- Profundidad 2.500 m- 3.000 m y espesor 150-250m estricto - Buenas rocas y alto contenido orgánico total (TOC), datos disponibles >300 pozos perforados
	Acceso terrestre y operatividad	- Cuenca de producción de petróleo y gas existente - Buena infraestructura vial
	Sector de servicios no convencionales	- Más de 50 operadores y proveedores de servicios - Cadena de abastecimiento no convencional inmadura (ej: desafíos logísticos para agua y arena, necesidad de importar productos químicos para la fracturación)
	Red de distribución de petróleo y gas	- Conectividad regional completa, acceso abierto, ductos y red de electricidad bien conectada - Uno de los sistemas de ductos más extensos de Latinoamérica
	Convencional y otros competidores	- Reducción de la producción de los recursos convencionales - Casi el 70% del portafolio de proyectos de petróleo y gas de YPF son recursos no convencionales (shale oil/gas y tight gas)
	Mano de obra calificada	Insuficiente cantidad de trabajadores calificados para el sector de petróleo y gas que permita aprovechar el boom inminente

Fuente: Investigación de Accenture

Régimen fiscal y de precios

Un régimen regulatorio estable y bien desarrollado, acceso predecible y distribución de permisos y licencias, así como incentivos del gobierno para la exploración y producción resultan cruciales para desarrollar la capacidad de producción de shale en Argentina.

Para octubre de 2014, el gobierno nacional argentino estaba trabajando en una renovación legislativa y regulatoria para el sector petrolero y de gas con la intención de incentivar el desarrollo de los grandes recursos de shale del país. Accenture estima que conforme a las actuales tasas de regalías del 12%, las provincias argentinas obtendrán un promedio anual de más de \$ 3.900 millones de dólares en concepto de nuevas regalías solamente para el año 2035, provenientes de los desarrollos de shale (alrededor del 40% de los impuestos totales a las exportaciones en 2013), y alrededor de \$5.900 millones de dólares en total para el mismo período a partir del impuesto a las ganancias corporativas del 35% a nivel nacional (alrededor del 34% de los ingresos fiscales totales por impuesto a las ganancias en 2013).³⁹

Una de las áreas que muchos inversores esperan que Argentina reforme es el área de los impuestos a las exportaciones para los productos básicos claves, como por ejemplo, los granos y el petróleo crudo. En la actualidad se espera que se instrumenten mecanismos adicionales de estimulación a la actividad no convencional a través de cambios en las regulaciones impositivas y de exportación.

Actualmente el gobierno argentino está buscando maneras de sancionar una nueva ley de hidrocarburos que aumente el control federal sobre el sector petrolero y de gas, limitando el techo de las regalías y aumentando los incentivos financieros para las inversiones en shale, lo que incluye cambios al impuesto que grava las exportaciones. Un incentivo que el gobierno está considerando ahora es que para cualquier productor que invierta al menos \$1.000 millones de dólares durante un período de cinco años en el desarrollo de recursos no convencionales pueda exportar hasta un 20% de la producción libre de impuestos y mantener las ganancias por las divisas obtenidas fuera del país, algo

que alteraría considerablemente la situación del impuesto a las exportaciones. La nueva ley también podría exigir que las provincias cambien la forma en que se asocian con las empresas para desarrollar reservorios de petróleo y gas, ya que algunas provincias han requerido una participación en las concesiones pero sin invertir en ellas.⁴⁰

Podemos decir que tener un ambiente con un precio competitivo del gas también es un factor que facilita el desarrollo. La política argentina respecto de los precios del gas natural será muy importante para el desarrollo de las reservas no convencionales (la desregulación de los precios del gas natural ha sido mencionada muchas veces como el punto de partida para el desarrollo exitoso y el aumento del shale gas en EE.UU.). En 2012, Argentina renovó el programa Gas Plus y anunció que las empresas petroleras podrán asegurarse un precio en boca de pozo de \$7.5/mmbtu (un 44% mayor comparado con el nivel anterior de precios regulados) para la nueva producción de gas en el país, como un esfuerzo por fomentar la exploración y producción de gas natural. Esto constituye un aumento substancial de los precios del gas anteriores (en febrero de 2013, el Gobierno Argentino subió el precio del gas natural que se pagaba a los productores de \$2.50/mmbtu/ a \$7.50/mmbtu). Como resultado, Argentina comenzará a reducir sus importaciones de gas natural en 2015 gracias a acuerdos celebrados con los principales productores de gas como ser YPF, Pan American Energy, Wintershall, Total y Tecpetrol, quienes están llevando a cabo acciones para aumentar la producción de gas convencional.⁴¹ Actualmente, Argentina paga un precio alto por sus importaciones de electricidad y gas y se espera que el costo continúe subiendo hasta que la producción de shale gas comience a fluir en grandes volúmenes.

Gran parte del actual déficit de la cuenta corriente de Argentina proviene del costo de las importaciones de gas natural. El país se convirtió en un importador neto de gas en 2008, habiendo sido un exportador neto desde 1999. Para satisfacer la demanda cada vez mayor, Argentina importa ahora más

de 11.8 bcm de gas natural al año y este volumen es mayor cada año (en 2010, el país sólo importó 3.6 bcm). En la actualidad, Argentina reduce periódicamente los suministros a los grandes usuarios industriales cada invierno, en épocas de demanda pico.⁴² A principios de 2014, Argentina anunció que comenzaría a reducir los subsidios de gas natural para los usuarios comerciales y residenciales solamente (a partir del 1 de abril de 2014) con el objetivo de reducir el consumo y tratar de fomentar la eficiencia energética. Los subsidios para el uso del gas natural en la industria pesada hasta ahora no se han reducido.⁴³

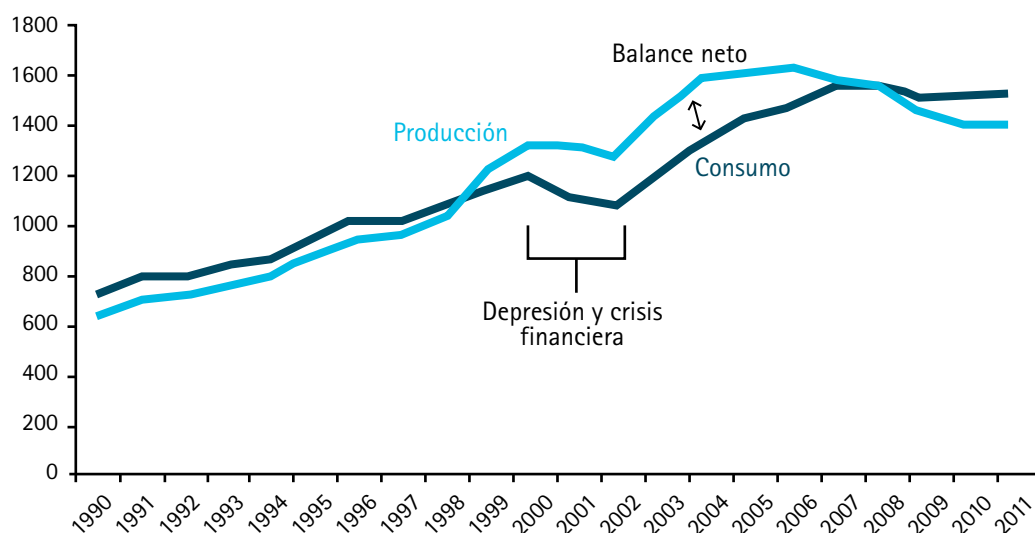
Se espera que la demanda de gas en Argentina aumente como resultado de sus desarrollos shale. Argentina siempre ha tenido una economía muy intensiva en gas. En los años 90, el gas natural representaba más del 40% de la demanda primaria de energía del país, avalada por el aumento de la producción a partir de nuevos descubrimientos. En

ese momento, la cuenca Neuquina representaba casi el 60% de la producción de gas actual y el 50% de las reservas probadas del país.⁴⁴ El aumento en la producción de gas en los 90 hizo que los analistas proyectaran un aumento en la demanda del uso del gas para la generación de electricidad y de gas natural comprimido. La demanda de gas real del país creció de 90 bcf en 1995 hasta alcanzar un pico de 1500 bcf en 2006.

En base a las tendencias pasadas, se espera que la demanda de gas en Argentina muestre un crecimiento similar en las próximas dos décadas. A medida que aumente la producción de shale gas se espera que haya un aumento correspondiente de la demanda, ya que se utilizará más gas en la generación de energía y para la industria. Accenture proyecta que la demanda de gas aumentará de alrededor del 134 mmcm/d en 2014 a 236 mmcm/d para el año 2035.

Figura 10
Argentina, producción y consumo históricos de gas, 1990-2011

En miles de millones
de pies cúbicos



Fuente: Energy Information Administration, Estadísticas internacionales de Energía

Acceso y operatividad terrestre

Otros factores críticos que son importantes para determinar la viabilidad de los recursos no convencionales en Argentina son la disponibilidad de la infraestructura vial y ferroviaria y probablemente lo más importante, el agua. La región de Neuquén también es afortunada porque tiene un sistema vial relativamente bien desarrollado, lo que significa que las petroleras hallarán que es relativamente sencillo acceder a los posibles sitios de perforación de shale con equipamiento pesado, y también facilitará las exportaciones a otros mercados.

Si bien no se espera que el agua constituya una limitación importante para el desarrollo de shale ya que existe agua disponible, sí se espera que existan algunos desafíos relacionados con las regulaciones y la logística que involucra ese recurso natural. Varios ríos, incluyendo el Limay y el Neuquén están lo suficientemente cerca de la Cuenca Neuquina como para proporcionar el agua dulce necesaria para la fracturación hidráulica. Esto significa que no se espera que la disponibilidad de agua para la creciente industria de shale en Argentina sea un problema, ni tampoco se espera una competencia importante con la agricultura o el consumo humano.

Un estudio anterior realizado por Accenture, denominado "Water and Shale Gas Development"⁴⁵ ya examinó el problema del agua con relación a la exploración y el desarrollo de shale. La industria de shale utiliza mucha agua y los movimientos eficientes de agua continúan proporcionando una ventaja competitiva en la industria. El agua se utiliza en las fases de perforación y de operación de shale* y la industria crea importantes cantidades de agua residual. El proceso regulatorio y la buena logística para el transporte del agua son muy importantes para el desarrollo exitoso de esta industria.

En Argentina, los recursos onshore de petróleo y gas son manejados por los gobiernos provinciales de cada territorio (aunque esto podría cambiar conforme a la nueva ley de energía, ver arriba). Por lo tanto, en la actualidad son los estados provinciales los que otorgan permisos de explotación. Los operadores también son regulados por las reglamentaciones ambientales emitidas por la Secretaría Nacional de Energía y algunas normas más exigentes a nivel provincial. Para las operaciones de petróleo y gas, la Resolución 105/92 requiere estudios del impacto medioambiental y la Resolución 340/93 requiere que las consultoras regis-

* Un típico pozo de shale con 5 etapas de fractura requiere alrededor de 7500 metros cúbicos de agua para su perforación y fractura, dependiendo de la cuenca y la formación geológica. La vasta mayoría de esta agua se utiliza durante el proceso de fracturación hidráulica, con la inyección de grandes volúmenes de agua en el pozo conjuntamente con arena y productos químicos para facilitar la extracción del gas; el resto se utiliza en la etapa de perforación, siendo el agua el principal componente de los fluidos de perforación. También se utilizan cantidades relativamente pequeñas de agua para suprimir el polvo in situ y limpiar el equipo de perforación. Aunque ahora se reciclan y reutilizan volúmenes cada vez mayores de agua, se sigue requiriendo agua dulce en altas cantidades para las operaciones de perforación, ya que el agua salobre es más proclive a dañar el equipamiento y producir daños en la formación, reduciendo la posibilidad de que el pozo sea exitoso.

tradas en la Secretaría de Energía preparen estudios anuales de auditorías medioambientales. El agua también está fundamentalmente regulada por los gobiernos provinciales. Las petroleras por lo tanto, deben comprender muy bien tanto la normativa provincial como la nacional, no sólo para las operaciones de petróleo y gas sino también para el uso y acceso al agua.

Por ejemplo en la provincia de Neuquén, la Dirección General de Recursos Hídricos (DGRH) es la responsable de aplicar el código del agua. Considerando la cantidad de agua que la industria de shale consume, podrían ocurrir conflictos en la demanda de agua con otros usuarios. Un estudio reciente realizado por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas indicó que las operaciones de shale en la provincia de Neuquén consumirán alrededor de un uno por ciento de toda el agua disponible en la provincia (ver Figura 11).⁴⁶

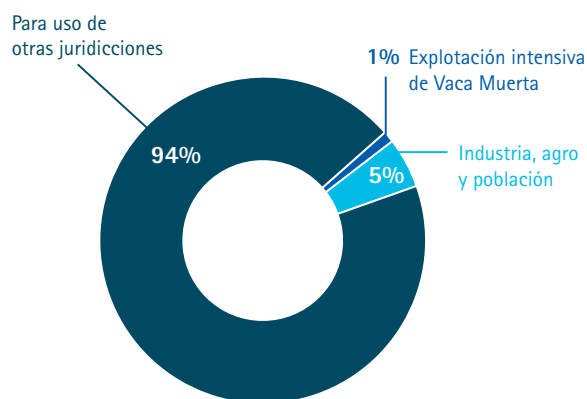
En la provincia incluso se creó una comunidad de usuarios para resolver los conflictos producidos por la demanda de agua, y esto se considera un procedimiento recomendable. Ante la falta de una ley hídrica nacional, los conflictos hídricos inter-provinciales son más difíciles de resolver y Neuquén y sus provincias vecinas han utilizado el modelo de Gestión de Agua del Río de la Plata. La Autoridad Inter-jurisdiccional de las Cuencas fue creada en 1985 para actuar como la autoridad de gestión de recursos hídricos para la cuenca de los ríos Río Negro, Neuquén y

Limay.

Gestionar la calidad del agua para las operaciones de shale en Argentina también está dentro del alcance de las leyes hídricas provinciales. En el país existe una demanda cada vez mayor para que exista una normativa más exigente con relación a la descarga de aguas de flowback y desecho, con el objetivo de minimizar la contaminación extendida de agua en superficie. Sin embargo, dada la complejidad de las diferentes normativas medioambientales/hídricas en diferentes provincias, el progreso es relativamente lento. Al igual que en otros países, en Argentina también existen preocupaciones relacionadas con el uso de productos químicos en el proceso de fracturación hidráulica; hasta ahora en Argentina no es obligatorio revelar los detalles del fluido utilizado en dicha fracturación (contrariamente a lo que ya exigen muchos estados en los EE.UU.)

Finalmente tal como sucede en otros países, en Argentina existe el desafío de la prevalencia y el poder de los sindicatos, tema que será relevante para todos los aspectos de la operación de shale —desde el transporte hasta los servicios de fracturación— y es probable que esto sea un factor clave al momento de formación de costos y a la complejidad de los desarrollos.

Figura 11
Provincia de Neuquén – Uso del agua por sector



Fuente: "El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abecé-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Sector de servicios petroleros en Argentina



Argentina cuenta con un sector bien desarrollado de servicios petroleros y de soporte, que a la fecha se ha concentrado principalmente en las operaciones convencionales. El país también tiene otra ventaja: si bien gran parte de su actividad de perforación no convencional es nueva, está dándose en áreas que no son tan remotas, dado que la mayoría de los lugares de perforación distan apenas un par de horas de algún pueblo o algún tipo de desarrollo. En la actualidad, el país tiene pocas empresas nacionales de servicios petroleros e incluso menos que tengan experiencia en perforación y producción de recursos no convencionales. Si bien algunas de las mismas empresas de servicios que operan en el sector no convencional en EE.UU. también serán contratadas para operaciones de shale en Argentina, es probable que en el corto plazo, los servicios sean proporcionados por las empresas más grandes y globales.

Esto significa que existe una gran oportunidad para el sector de servicios petroleros en Argentina, pero es probable que la concentración de participantes ponga presión en los precios para exploración y producción. Esto hace que el sector de shale en Argentina sea muy diferente al de EE.UU., por ejemplo en términos de oferta de equipamiento y servicios. En EE.UU. existió un ambiente de precios extremadamente competitivo para servicios y productos clave, a raíz de la gran cantidad de empresas de servicios que ope-

ran en este sector altamente fragmentado. En otras áreas claves de demanda, los analistas están estimando que el consumo de arena de fractura en Norteamérica aumentará casi un 30% en 2014, comparada con 2013. Esto produjo restricciones de logística tanto en la capacidad ferroviaria como vial y aumentos de precio en toda la cadena de valor de la arena.⁴⁷

Es también probable que Argentina tenga una sólida competencia para los servicios clave en las operaciones de shale, tales como el bombeo a presión y la terminación de pozos. Probablemente la falta de equipamiento también sea un cuello de botella y que exista demanda insatisfecha de equipos de perforación con sistema top drive a nivel mundial. Algunos de estos posibles faltantes ya están comenzando a ser gestionados. En 2013, el gobernador de Neuquén Jorge Sapag anunció que la provincia establecería un parque industrial especializado en el desarrollo de equipamiento y servicios para la explotación no convencional en la región. Ocho compañías de servicios acordaron invertir originalmente alrededor de \$111 millones de dólares para construir el parque industrial (y un aeropuerto) en la ciudad de Añelo, cerca de la formación Vaca Muerta. Sólo en 2013, la región de Neuquén se aseguró una inversión de \$4.100 millones de dólares en la industria petrolera, mientras que la actividad en la industria de shale en la provincia comienza a escalar.⁴⁸

Redes de distribución de petróleo y gas

Argentina cuenta con una de las redes de distribución de petróleo y gas más extensas de Latinoamérica. La red de ductos nacional comprende 6.248 km de oleoductos; 3.631 km de ductos para productos refinados y 29.930 km de gasoductos⁴⁹ (los gasoductos predominantes incluyen Neuba I, Neuba II, y San Martín) que conectan a las provincias productoras en las cuencas Neuquina, San Jorge, y Austral con Buenos Aires y otros centros de demanda. La provincia de Neuquén actualmente representa casi la mitad de la producción de gas natural del país con una infraestructura de ductos creada para tratar y transportar gas a los mercados.

Se están construyendo nuevos gasoductos para gas natural a medida que la actividad de shale comienza a crecer en Argentina. En julio de 2014, YPF comenzó a operar en la provincia de Neuquén un gasoducto de gas natural de 55km de largo, valuado en \$75 millones de dólares, que conecta el bloque Rincón del Mangrullo con la planta de separación Loma La Lata. El ducto, con una capacidad de transporte de 5 millones de metros cúbicos por día, forma parte de una inversión combinada de \$400 millones de dólares en el desarrollo de tight gas local con la operadora Petrolera Pampa. En 2013, YPF también conectó alrededor de 50 pozos no convencionales con la red troncal nacional de gasoductos.⁵⁰

Hasta ahora, el foco de la nueva infraestructura de los ductos en Argentina ha estado en los gasoductos para importar gas desde Bolivia. Los contratos para la primera etapa del futuro Gasoducto del Noreste que permitirá transportar mayores importaciones desde Bolivia se firmaron a principios de agosto de 2014, y se espera que la primera etapa cueste alrededor de \$600 millones de dólares. El gobierno también requirió propuestas para la segunda etapa que atravesará Formosa, Chaco y Santa Fe. Cuando esté finalizado, el nuevo gasoducto conectará el sistema de gas de Bolivia con la región Noreste de Argentina, proveyendo gas natural a 3,5 millones de residentes en Santa Fe, Corrientes, Misiones, Formosa, Chaco y Salta.⁵¹



Recursos convencionales y otros competidores

En Argentina, antes de que el foco cambiara hacia formaciones no convencionales, la mayor parte de la actividad de upstream se concentraba en las cuencas de Neuquén y Golfo San Jorge –que aún comprenden la amplia mayoría de la producción de crudo en Argentina, ya que cada una representa algo más del 40 por ciento de la producción nacional. Chubut (Cuenca del Golfo San Jorge) es la provincia petrolera más prolífica, seguida por Neuquén, Santa Cruz y Mendoza.

La producción petrolera convencional actualmente oscila alrededor de 550.000 b/d provenientes de estas cuencas, que Accenture pronostica se reducirán a 421.000 b/d para el año 2035. En la actualidad, toda la producción de gas natural de Argentina proviene de los yacimientos convencionales (alrededor de 94 mmcm/d) y la producción de gas no convencional apenas comienza. Sin embargo, a medida que la producción de gas no convencional crezca rápidamente, se espera que supere a la producción convencional a principio del 2020, cuando la producción de gas de yacimientos no convencionales supere los 80 mmcm/d.

En los últimos años, Argentina también lanzó un programa de exploración offshore que fue emprendido por un consorcio liderado por YPF, PAE y Petrobras en aguas del Atlántico Sur pero no se encontraron hidrocarburos. Hubo otra exploración offshore limitada y el gobierno argentino canceló sus planes de llamar a licitación para nuevos contratos de exploración en aguas profundas en 2011, argumentando que las condiciones del mercado no eran propicias para lograr una exploración exitosa. Por ende, hubo muy poca exploración petrolera offshore y los nuevos descubrimientos en la cuenca offshore de San Jorge han sido desalentadores.⁵²

La reducción de la producción convencional y la creciente dependencia de las importaciones hacen que el empuje económico producido por los recursos no convencionales pueda convertirse en una posibilidad extremadamente atractiva para Argentina, al igual que el desarrollo de los recursos de tight gas ya identificados. Incluso aunque la producción convencional esté en declinación, Argentina se puede beneficiar a partir de una cadena de abastecimiento y servi-

cios que ya está bien desarrollada para dar soporte a las operaciones convencionales.

Otro factor a considerar es que, inicialmente en Argentina, las reservas no convencionales serán generalmente más caras de explotar que las convencionales. Actualmente, en EE.UU. ya hay varias compañías que se han convertido en expertas en recursos no convencionales y particularmente en el proceso de exploración y producción de shale. Además, puede decirse que en EE.UU. para las petroleras grandes e integradas la adaptación a las operaciones no convencionales fue un proceso más largo, ya que requirió tanto un cambio de mentalidad (Enfoque factoria), como una nueva estructura de gestión de costos. Para Argentina, también es probable que se sumen costos de capital en forma de una infraestructura nueva o expandida para transportar la producción, y es posible que la mayor producción requiera la construcción de nuevas plantas de licuefacción de gas para exportar gas o nuevas terminales petroleras para almacenamiento e incluso exportaciones.

Mano de obra calificada

El modelo operativo utilizado para los recursos energéticos no convencionales difiere del de las operaciones convencionales. El proceso requiere una producción más cercana al "modelo de factoría o manufactura", con una escala y una velocidad operativa bastante diferente a la exploración y perforación convencional. El proceso de fractura hidráulica en sí mismo requiere de una gran cantidad de pozos frecuentemente perforados a cortas distancias, siendo una característica típica de los pozos de shale las altas tasas de declinación, es decir que cada vez se necesitan más pozos para sostener los niveles de producción. Esto significa que la mano de obra especializada en operaciones petroleras existente en Argentina deberá ser capacitada para trabajar en forma eficiente en la perforación y producción de recursos no convencionales.

La industria petrolera argentina ya tiene actualmente una brecha de conocimientos. En la actualidad se estima que hay escasez de

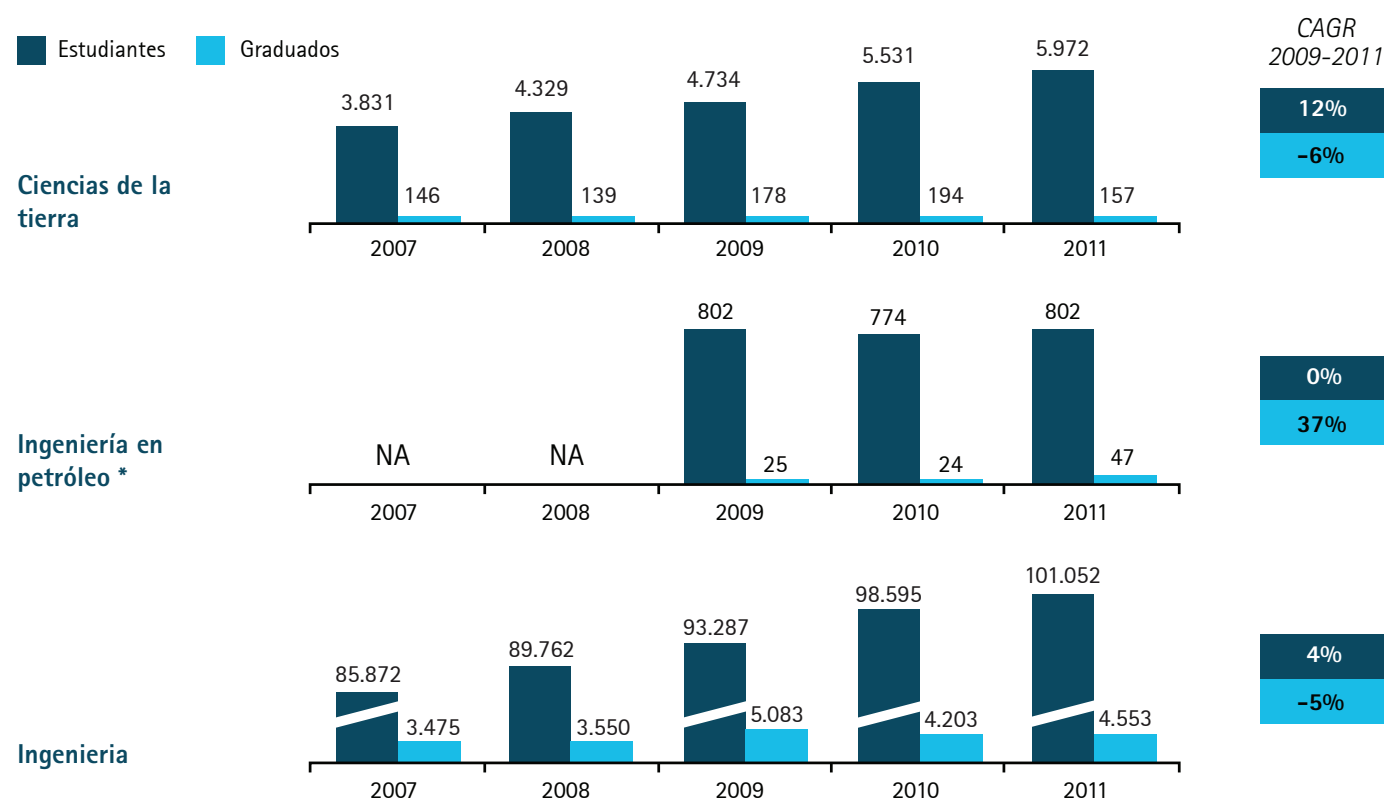
ingenieros recibidos (así como de geólogos y geofísicos), con una demanda de las compañías petroleras ya superando la cantidad de graduados por año, e inclusive canibalizándose los recursos entre ellas mismas. Aunque este problema de falta de talento no es exclusivo de Argentina, los empresarios locales están empezando a mostrar verdaderos signos de preocupación.

En este momento Argentina cuenta con aproximadamente 100.000 ingenieros y cerca de 6.000 graduados por año, un número por debajo de lo que la matriz productiva necesita. Para medir la dimensión del problema basta contemplar la situación de otros países como China, en donde existe un ingeniero cada 2.000 personas, o Alemania que cuenta con uno cada 2.300. Argentina pelea para que la actual cifra de un ingeniero cada 6.600 habitantes baje a uno cada 4.000. Según los últimos datos disponibles del Ministerio de Educación, en 2011 sólo 4.550 estudiantes se recibieron en universi-

dades públicas y privadas de ingeniería. La cantidad total era superior a 5.000 en 2009, lo que indica que el déficit de ingenieros podría empeorar aún más.

En la actualidad, existe el 'desempleo cero' para los ingenieros en Argentina. Claramente la demanda supera a la oferta y los recién recibidos pueden elegir dónde comenzar sus carreras profesionales. Para los geólogos la situación es aún más extrema. Las petroleras se disputan la contratación de los estudiantes recién recibidos y frecuentemente se los contrata antes de que terminen sus estudios. El mercado está muy demandado para una disciplina que produce, en promedio, 2 graduados por año, en un país en donde el sector de petróleo y gas está explotando.

Figura 12
Argentina: Comparación de estudiantes y graduados 2007–2011



* Datos disponibles de instituciones estatales solamente
Fuente: Ministerio de Educación

Incluso re-capacitando a la fuerza de trabajo existente, es probable que exista una escasez en la mano de obra requerida para desarrollar completamente los recursos no convencionales en Argentina. El aumento sostenido de la cantidad de puestos de trabajo en la industria petrolera en Argentina es considerable para cualquiera de los escenarios de desarrollo modelizados por Accenture. Para el escenario base considerado, y en base al modelo utilizado estimamos en forma conservadora que se crearían aproximadamente 600 nuevos puestos directos por año, como resultado del aumento de la actividad no convencional.

Argentina ya tiene políticas inmigratorias abiertas que fomentan el ingreso de talento al país. Sin embargo, tal como lo han

demonstrado otros yacimientos explotando en demanda de personal, esta importación no resulta ser una solución sostenible para enfrentar los desafíos laborales asociados. En el mejor de los casos es una solución a corto plazo; en el peor, sirve para aumentar los costos de mano de obra y por lo tanto los costos generales de los nuevos proyectos y distorsiona las economías locales (por ejemplo, en Australia las compañías y asociaciones del sector están advirtiendo, que se pueden perder inversiones de hasta \$180.000 millones sin una reforma laboral urgente, a medida que los altos costos de mano de obra y la competencia por el talento hacen subir los costos de los proyectos en el país)

Por ejemplo en EE.UU. el desarrollo de shale oil, tight oil, shale gas y tight gas han mos-

trado que para algunos yacimientos, como el de Eagle Ford, el desafío suele estar más relacionado con la disponibilidad de cuadrillas bien capacitadas, tanto de perforación o de fractura hidráulica, más que a la disponibilidad de equipos, y es probable que lo mismo ocurra para la mayoría de los yacimientos más activos en Argentina. Por lo tanto, también será importante lograr negociaciones eficientes y desarrollar relaciones con los sindicatos, ya que la rentabilidad de la producción no convencional está estrechamente vinculada con operaciones continuas, lo más cercanas a 24/7 posible, para maximizar la utilización de las torres de perforación.





Conclusiones



El objetivo de este estudio es desarrollar una visión técnicamente informada sobre los potenciales beneficios derivados del desarrollo de la industria del shale oil y shale gas en Vaca Muerta para la economía y estructura social argentina. El análisis de GiGa y Accenture revela que las oportunidades están sin duda disponibles, listas para ser tomadas y que el impacto en la economía argentina podría ser sustancial.

Indudablemente las decisiones que se están tomando actualmente para desarrollar las reservas de shale gas podrían estar entre las más importantes en la historia económica de Argentina. El análisis de Accenture revela que Vaca Muerta tiene suficiente tracción para agregar un 0.5% al crecimiento anual del PBI y crear 22.000 puestos de trabajo cada año por las próximas dos décadas. Además, dado que Vaca Muerta tiene mucho más gas "que lo que Argentina podría consumir", las exportaciones o industrialización del gas natural deberían ser el camino a seguir, siendo sus principales clientes los países vecinos que carecen de gas o experimentan escasez de energía. El desarrollo de shale gas también puede aliviar (e incluso solucionar) el cuello de botella crónico de la balanza de pagos de la Argentina.

Sin embargo, las conclusiones del análisis de Accenture deberían entenderse con cautela, tomándolas como una medición de la potencialmente importante oportunidad de desarrollo económico y social que se le presenta al país en la actualidad. Según lo demuestran experiencias internacionales similares (y también la de Argentina) los booms de los recursos naturales sólo se convierten en una bendición y constituyen una aspiración si son gestionados correctamente. Las lecciones aprendidas apuntan a una cantidad de cosas que Argentina "tiene que hacer bien" para poder beneficiarse completamente a partir del desarrollo de Vaca Muerta.

La escala del desarrollo de Vaca Muerta genera varios desafíos por superar. En el mundo el boom de los recursos naturales ha generado, en ocasiones, una excesiva concentración de la estructura de producción y exportación y alta dependencia de los ingresos fiscales que pueden actuar

como amplificadores de los shocks en los precios de los commodities. En vista de la alta volatilidad de precios internacionales que caracteriza a los commodities extractivos, el auge de los recursos puede tener efectos positivos al ser combinado con un marco institucional adecuado, una correcta distribución de los incentivos económicos y una implementación inteligente de políticas macroeconómicas e industriales.

Otros países han implementado una cantidad de mecanismos de gestión económica (fondos soberanos de estabilización y riqueza, normativa fiscal, legislación sobre responsabilidad fiscal, etc.) así como esquemas cautos y flexibles con políticas monetarias y tipos de cambio que limiten la exposición y la cobertura frente a recesiones inesperadas de la economía global y los shocks de precios.

Asimismo, pensar que Vaca Muerta pueda actuar como un motor autosustentable del crecimiento económico en Argentina (como podría ser el caso de un centro de innovación de alta tecnología, por ejemplo Silicon Valley) es un error. Las experiencias de crecimiento a largo plazo que se basan solamente en la extracción de recursos siempre han resultado insostenibles. Una historia de éxito requeriría que los beneficios económicos perduren más allá del período inicial de alta actividad y una planificación y coordinación cuidadosamente integradas desde el principio, con perspectivas probadas respecto a qué podría sostenerse a largo plazo. El éxito también podría requerir el desarrollo de instrumentos económicos (es decir, los programas de desarrollo industrial y promoción a las exportaciones) para dar soporte y diversificar la red industrial de tal manera que las actividades económicas sigan siendo sólidas incluso después de que la actividad inicial exploratoria y de producción comience a declinar.

Los gobiernos también pueden jugar un papel clave en la aceleración de los efectos positivos del incremento de la actividad de una industria para el resto de la economía y la estructura social. Los aumentos en la recaudación impositiva pueden generar suficientes recursos para producir mejoras sociales sustanciales (educación, salud, transporte, infraestructura, etc.). El desafío es administrar el gasto de tal manera que no comprometa la estabilidad financiera y macroeconómica.

Fuentes



1. U.S. Energy Information Administration (EIA - DOE) / Advanced Resources International (ARI), 2013.
2. "Petronas and Argentina to Drill Shale-Oil Field", 29 de Agosto de 2014, the Wall Street Journal Asia, © 2014 Dow Jones & Company, Inc via Factiva.
3. "Chevron to invest \$1.6 Billion with YPF in Argentina Shale Wells, Bloomberg, y 10 de Abril de 2014 ©2014 Bloomberg L.P. via Factiva.
4. "YPF contracts "factory drilling" rigs for Vaca Muerta", BNAmericas, 6 de Marzo de 2014, © BNAmericas Copyright 1996-2014, via Factiva.
5. "Vaca Muerta Update", Marzo de 2014, YPF © 2014. YPF. <http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Documents/Presentaciones/YPF-Information-Presentation.pdf>
6. YPF anunció un nuevo récord de producción de Shale, @Mining Press, Junio de 2014.
7. "International Development of Unconventional Resources: If, where and how fast?" Accenture, Junio de 2014 ©2014. Accenture-<http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Energy-International-Development-Unconventionals.pdf>.
8. Accenture and GiGa – Vaca Muerta and Argentina Economic Model 2014.
9. Shale Plays Present Global Opportunity", The American Oil and Gas Reporter, abril de 2012 © 2014 The American Oil & Gas Reporter by National Publishers Group Inc. under both U.S. Law, and Universal Copyright Convention, via Factiva.
10. "Argentina won lottery with Vaca Muerta shale field – Chevron", Reuters, 22 de mayo de 2014, © 2014 Thomson Reuters, via Factiva).
11. "An Uneven Global Recovery Continues", World Economic Outlook, International Monetary Fund, julio de 2014, © 2014 IMF.
12. "Argentina's Revised GDP Data Dash Investor Hopes", Wall St Journal, 27 de marzo de 2014 © Dow Jones Inc., via Factiva.
13. INDEC, Argentina's soy exports reached \$20bn in 2013.
14. S&P Capital IQ, YPF's market capitalization at 09/09/2014 reached \$21.4bn.
15. WorldBank, Argentina's foreign debt reached \$121bn in 2012.
16. "How fracking has saved Obama", The Washington Times, 3 de junio de 2014, WATI © 2014, News World Communications, Inc., via Factiva.
17. <http://shaleseguro.com/para-el-2020-la-industria-quimica-ganara-rentabilidad-con-la-energia-de-vaca-muerta/>
18. <http://www.enernews.com/nota/264794/vaca-muerta-halliburton-inauguro-planta-para-almacenar-arena-del-fracking>.
19. Challenges to Developing Argentina's Shale Gas Reserves, 28 de julio de 2013 in Argentina, Shale Oil - <http://www.lacreview.com/2013/07/arobartlacher/challenges-to-developing-argentinashale-gas-reserves/>
20. <http://shaleseguro.com/neuquen-mas-de-3-000-camiones-se-mueven-pordia-sobre-vaca-muerta/>
21. <http://revistapetroquimica.com/anelo-el-pueblo-revolucionado-por-vaca-muerta/>
22. http://www.clarin.com/sociedad/pais-reciben-solo-ingenieros-abogados_0_1170482991.html
23. Reuters, Argentine province expects Big Oil to bid in shale block auction, mayo de 2014.
24. IAPG.
25. "Flirting with default, Argentina enjoys oil drilling boom", Energy Monitor Worldwide, 23 July 2014, © 2014 Global Data Point, via Factiva.
26. "Vaca Muerta Update, March 2014, YPF © 2014 YPF. <http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Documents/Presentaciones/YPF-Information-Presentation.pdf>
27. "Argentina's Vaca Muerta Shale", Harts Energy E&P, 1 de julio de 2014, (c) 2014 Hart Energy, via Factiva.
28. "EOG Investor presentations", septiembre de 2013.
29. Eagle Ford ShaleTech Breakfast Series: "Partnerships enable systematic technology development" World Oil, 12 de agosto de 2014, © 2014 Gulf Publishing Company, via Factiva.
30. "Costs for Drilling The Eagle Ford, Rigzone, 20 de junio de 2011, © 1999-2014 Rigzone.com, Inc., https://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=108179
31. Eagle Ford Shale Consortium - <http://www.eaglefordconsortium.org/>
32. EIA, Eagle Ford Region Drilling Report, agosto de 2014 © US Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/eagleford.pdf>
33. Baker Hughes Data "Flirting with default, Argentina enjoys oil drilling

- boom", Energy Monitor Worldwide, 23 de julio de 2014, © 2014 Global Data Point, vía Factiva.
34. Relevamiento Mensual de GiGa Consulting en base a Información de Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.
 35. "Vaca Muerta Update, March 2014, YPF © 2014 YPF -<http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Documents/Presentaciones/YPF-Information-Presentation.pdf>
 36. "YPF Tests Oil Output at Third Shale Discovery, CEO Says", Bloomberg, 14 de agosto de 2014, © 2014 Bloomberg L.P, vía Factiva)
 37. "Argentina to Expand Oil & Gas Investment Incentives ", Dow Jones Institutional News, 11 de junio de 2014, Dow Jones Institutional News, © 2014, Dow Jones & Company, Inc., vía Factiva.
 38. "International Development of Unconventional Resources: If, where and how fast? Accenture, junio de 2014 © 2014 Accenture - <http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Energy-International-Development-Unconventionals.pdf>
 39. Análisis de Accenture.
 40. "Argentina could export: Chevron", 9 de septiembre de 2013, International Gas Report, © 2013 McGraw-Hill, Inc. vía Factiva.
 41. "Argentina expects to reduce gas imports from 2015, 11 de octubre de 2013, SeeNews Latin America, © 2013. SeeNews vía Factiva.
 42. "Rising costs and taxes are seeing widespread protests", ICIS Chemical Business News, 18 de noviembre de 2013, © 2013 Reed Business Information Limited, vía Factiva.
 43. "Argentina Plans Phased Cuts in Natural Gas Subsidies", the Oil Daily, 28 de marzo de 2014, (c) 2014 Energy Intelligence Group, vía Factiva.
 44. "Regulatory Reform in Argentina's Natural Gas Sector, 1999, International Energy Agency © OECD IEA, 1999.
 45. Accenture, Water and Shale Gas Development Study, © Copyright © 2012 Accenture, <http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Water-And-Shale-Gas-Development.pdf>
 46. "El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales, Instituto Argentino del Petroleo y Gas, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abecce-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales.
 47. "PacWest: Robust D&C activity heating up North America frac market", 21 de agosto de 2014, PennEnergy, © Copyright © 2014: PennWell Corporation, vía Factiva.
 48. "Argentina's Neuquén province starts building up services for shale development, Platts. 12 de julio de 2013, © 2014 Platts, McGraw Hill Financial, vía Factiva.
 49. Datos de 2013. Fuente: "The World Factbook, CIA, https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/print/country/countrypdf_ar.pdf
 50. "Argentina's YPF launches Neuquén gas pipeline", 7 de julio de 2014, Business News Americas, © BNamericas 1996-2014, vía Factiva.
 51. "Argentina: Gas pipeline contracts signed", Esmerk Latin American News, 5 de agosto de 2014, Copyright 2014. M-Brain, vía Factiva.
 52. Argentina Overview, EIA, © US Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AR>
 53. Prensa Energetica, <http://www.prensa-energetica.com.ar/nota-de-tapa-0.html>
 54. "Clock is ticking' on labour reform", 7 de abril de 2014, The Australian, © 2014 News Limited, vía Factiva.

Servicios de Accenture que ayudan al desarrollo de los recursos no convencionales

Accenture apoya el desarrollo internacional de recursos no convencionales, centrándose en:

Planificación integrada

Implementación de modelos operativos, procesos y aplicaciones que brindan soporte a tres niveles de la planificación: desarrollo de campo, construcción de instalaciones/ plan de perforación e integración de la cadena de abastecimiento.

Logística

Diseño e implementación de redes; modelos operativos logísticos; procesos y sistemas para el agua, agentes de sostén, equipos de perforación y workover.

Gestión de materiales

Implementación de prácticas líderes de estandarización de pozos, planificación de oferta y demanda, analytics, cadena de abastecimiento para la integración de proveedores, visibilidad de los materiales y gestión de excedentes. Además, ofrecemos la gestión de materiales como un servicio gestionado tercerizado.

Gestión de servicios

Implementación de prácticas líderes para la gestión de contratistas de servicios, desde servicios básicos financieros y gestión de salud, seguridad y medio ambiente (SSM) – como las compras por contrato, la gestión de ingeniería y la supervisión de los procesos de pago – hasta herramientas colaborativas que respaldan los procesos de generación, seguimiento y uso compartido de la información.

Gestión del agua

Incluye el soporte punta a punta para el desarrollo de estrategias de gestión del agua (movimiento y tecnologías para el tratamiento de agua) y la implementación de tecnologías de información para la gestión del agua con el fin de administrar los flujos y la calidad de la misma.

Analytics de perforación

Un trabajo conjunto entre Accenture Digital y el Massachusetts Institute of Technology (MIT) para crear soluciones de analytics que evalúan grandes cantidades de datos provenientes de proveedores de servicios, proveedores de equipos y operadores.

Finanzas para la gestión de recursos no convencionales

Desarrollo de soluciones financieras para la gestión de recursos no convencionales, que incluyen un marco para la toma de decisiones sobre inversiones, contabilidad y desarrollo de políticas, control de costos y definición de una estructura de costos, sistemas de soporte, planificación, presupuesto y pronósticos.

TI para la gestión de recursos no convencionales

Desarrollo de estrategias de TI para la gestión de recursos no convencionales, diseño e implementación de sistemas y soluciones de datos específicos para la explotación de recursos no convencionales (incluyendo la selección de paquetes de software).

Acerca de Accenture

Accenture es una empresa global de consultoría, servicios de tecnología y outsourcing con aproximadamente 305.000 profesionales que prestan servicios a clientes en más de 120 países. Combinando una experiencia incomparable, amplias capacidades en todas las industrias y funciones de negocios y una profunda investigación respecto de las empresas más exitosas del mundo, Accenture colabora con sus clientes para ayudarlos a convertirse en empresas y gobiernos de alto desempeño. La empresa generó ingresos netos por US\$ 30.000 millones de dólares en el ejercicio que finalizó el 31 de agosto de 2014. Su página web es www.accenture.com.

Sponsors

Sergio Kaufman

Presidente de Accenture Argentina y Sud América Hispana

Melissa Stark

Unconventionals Global Lead Accenture

Autores

Pablo Pereira

Director Ejecutivo Industria de Energía – Argentina

Julie Adams

Accenture Energy Global Research Team Lead – Reino Unido

Laura Converso

Accenture Research Team – Argentina

Ana Clara Gimenez

Accenture Research Team – Argentina

Alejandro Luis Borgo

Accenture Research Team – Argentina

Tomás Castagnino

Accenture Research Team – Argentina

Agradecimiento especial a **Alejandro Gagliano** y **Hugo Giampaoli** de GiGa Consulting por el diseño y construcción del Modelo de Desarrollo de No Convencionales.

Visite: www.accenture.com/energy

Follow: [@AccentureEnergy](https://twitter.com/AccentureEnergy)