



Paseo de la
Castellana, 278-280
28046 Madrid
España

Tel. 34 917 538 100
34 917 538 000
Fax 34 913 489 494
www.repsol.com

Madrid, 8 de febrero de 2012

En relación con el Hecho Relevante nº 157653, se ha detectado un error en la tabla incluida en la página número 2. A estos efectos, se adjunta de nuevo, corregido, el citado Hecho Relevante.

De acuerdo con la evaluación realizada por la auditora internacional de reservas y recursos de hidrocarburos Ryder Scott

REPSOL YPF ELEVA SU PREVISIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DEL DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA A 22.807 MILLONES DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (Mbep)

- Los recursos prospectivos brutos alcanzan los 21.167 Mbep en un área de 8.071 km² (donde Repsol YPF tiene una participación neta de 5.016 km²).
- Los recursos contingentes brutos ascienden a 1.525 Mbep (sobre un área aproximada de 1.100 km², donde YPF tiene una participación neta de 834 km²). Adicionalmente, y para la misma zona, ya se han traspasado al libro de reservas (3P) de Repsol YPF 116 Mbep.

Repsol YPF ha encargado a Ryder Scott, compañía internacional especializada en la certificación de reservas y recursos de hidrocarburos, una auditoría externa de sus reservas y recursos contingentes y prospectivos no convencionales (shale oil/gas) procedentes de la formación Vaca Muerta, ubicada en determinadas concesiones de la cuenca neuquina. La evaluación técnica de las reservas probadas cumple con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores de Argentina y la U.S. Securities and Exchange Commission. Igualmente, la evaluación de los recursos contingentes y prospectivos cumple con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores de Argentina y los lineamientos del Petroleum Resources Management System de la Society of Petroleum Engineers.

Se estima que la formación Vaca Muerta se extiende sobre una superficie total de unos 30.000 km² (7,4 millones de acres), de la que YPF tiene una participación neta de unos 12.000 km² (3 millones de acres). Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área sería petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

El estudio realizado por Ryder Scott abarca un área total de 8.071 km² (1.994.378 acres), donde Repsol YPF tiene una participación neta de 5.016 km² (1.239.407 acres) dentro de la cuenca neuquina.



Dicho trabajo diferencia los volúmenes totales entre recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas probadas, probables y posibles (las definiciones se detallan en el ANEXO IV).

Recursos y reservas de la formación Vaca Muerta

	Gross (100%)				Neto YPF			
	Petróleo (Mbbbl)	Condensado (Mbbbl)	Gas (Mbep)	Total (Mbep)	Petróleo (Mbbbl)	Condensado (Mbbbl)	Gas (Mbep)	Total (Mbep)
Recursos Prospectivos	5.732	396	15.038	21.167	3.966	224	8.161	12.351
Recursos Contingentes	1.115	0	410	1.525	883	0	330	1.213
Reservas 3P	81	0	35	116	81	0	35	116
Posibles	33	0	15	48	33	0	15	48
Probables	25	0	11	35	25	0	11	35
Probadas	23	0	10	33	23	0	10	33

Fuente: Ryder Scott

1 bep = 5,615 miles de pies cúbicos de gas

Los estudios han determinado, en un área de 1.100 km² una estimación de recursos contingentes asociados de 1.115 Mbbbl de petróleo y 410 Mbep de gas, es decir, un total de 1.525 Mbep. Para la participación de YPF, estos recursos contingentes serían 883 Mbbbl de petróleo y 330 Mbep de gas, un total de 1.213 Mbep.

Para poder llegar a estas estimaciones del potencial del área, YPF ha realizado un esfuerzo técnico en tiempo record liderando la exploración de recursos no convencionales en Argentina, tras revisar todas las tecnologías exitosas en EEUU, adaptándolas a los requerimientos geológicos del país. Para ello contó con la colaboración de empresas líderes en el desarrollo shale en EEUU que además, fruto de las expectativas que el shale Vaca Muerta generó, decidieron asociarse con YPF en diversas áreas para su exploración. El equipo técnico de Repsol YPF ha sido capaz de desarrollar desde 2009 un proyecto que en sus fases de exploración, delineación e inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta ha requerido más de 300 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2011, ya se habían producido más de 700.000 barriles de petróleo equivalente provenientes de la formación Vaca Muerta.

Los positivos resultados obtenidos alientan a continuar con la actividad de exploración, para definir la extensión y productividad del yacimiento tanto en las áreas de petróleo, como en las de gas y gas húmedo de toda la cuenca. Continuando con la actividad, YPF, en algunos casos sola y en otros conjuntamente con diversos socios, realizará la perforación y terminación de 20 pozos exploratorios en el año 2012 para continuar investigando el potencial de los recursos prospectivos.

Con estos resultados, hasta la fecha, Argentina tiene la posibilidad de replicar la revolución que los hidrocarburos no convencionales ha significado para Estados Unidos, mediante el desarrollo masivo de los recursos de la formación Vaca Muerta.

El desarrollo del área delineada por YPF, en 1.100 km², con unos recursos contingentes brutos de 1.525 Mbep, podría hacer posible incrementar en un 50% la producción actual de petróleo de Argentina. Para ello sería necesario acometer un plan de inversiones de unos 28.000 millones de dólares (brutos al 100%) en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.



De confirmarse los resultados positivos de los pozos exploratorios en curso en el área de gas, se podría incrementar la producción de gas del país un 50%. Para ello se requeriría, en una primera etapa, perforar más de 1.000 pozos con una inversión superior a los 14.000 millones de dólares en los próximos años, requiriéndose 40 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país actualmente.

Estos 100 nuevos equipos adicionales de perforación, para petróleo y gas, más que duplicarían el parque actual argentino que asciende a 80 unidades.

En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicar la capacidad de producción de petróleo y gas actual de Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo inversor que alcanzaría los 25.000 millones de dólares por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes.

Un programa de tal magnitud exige un importante aporte de capital a Argentina de los mercados internacionales; una potente industria nacional (equipamiento, servicios, etc.) y unos recursos humanos competitivos y de alta cualificación técnica ya que, en la captación de todo tipo de recursos Argentina compite con otros desarrollos similares en el mundo (Estados Unidos de América, China, Australia, Europa del Este, etc.).



ANEXOS

ANEXO I

INTRODUCCIÓN A LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES DE SHALE GAS Y OIL

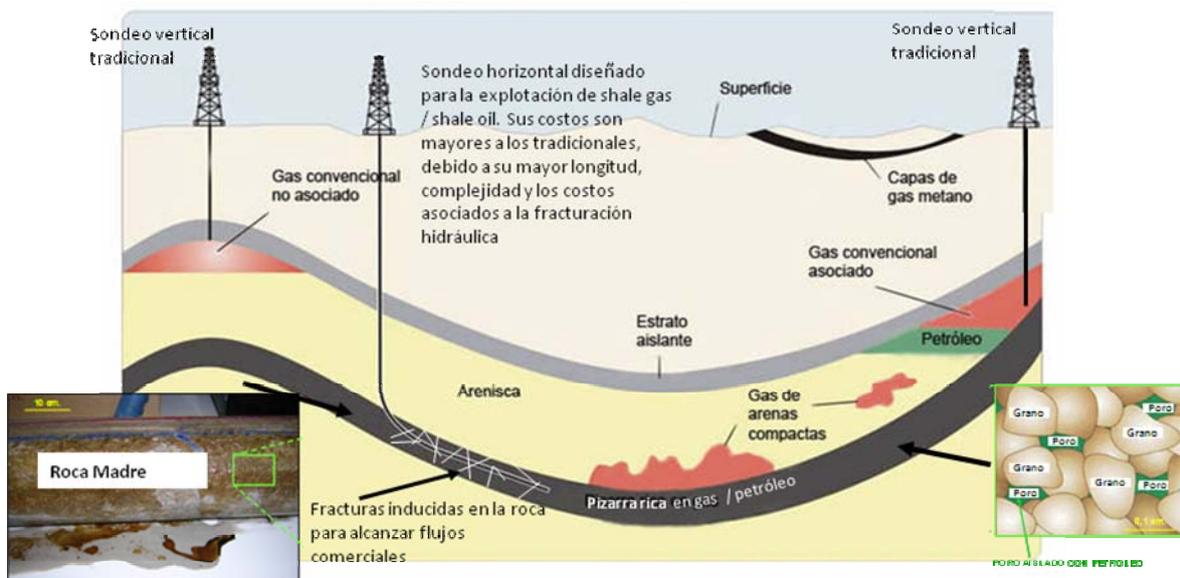
Introducción

Durante más de 100 años la industria petrolera buscó en el subsuelo y produjo hidrocarburos de rocas almacén que se generaban en otras rocas, denominadas roca madre.

Parte del hidrocarburo generado en las rocas madres es expulsado de las mismas y por diferencias de presión migra hacia otras rocas con capacidad de almacenaje. Estas últimas se conocen como reservorios convencionales. El resto del hidrocarburo generado permanece en la roca madre.

Hasta fines del siglo pasado la industria del petróleo y gas se concentró en explotar los reservorios convencionales. El declino de la producción proveniente de reservorios convencionales, el desarrollo de tecnología, y las condiciones económicas adecuadas permitieron el inicio de la explotación del hidrocarburo contenido en Rocas Madres (reservorios shale). La explotación de recursos no convencionales abre nuevas oportunidades, exige desafíos tecnológicos y soporta mayores costos.

La explotación de recursos no convencionales abre nuevas oportunidades, exige desafíos tecnológicos y soporta mayores costos





Características y comportamiento de los yacimientos de shale gas y oil.

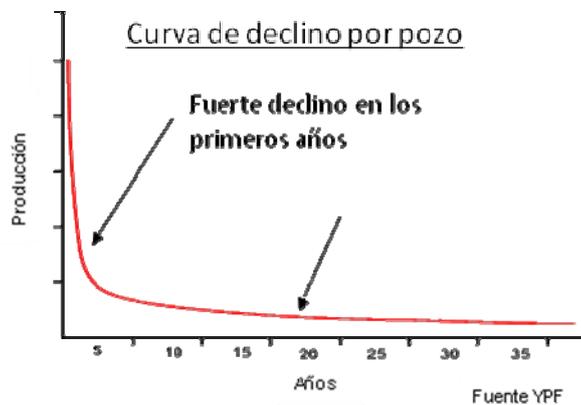
Cualquier cuenca que en el pasado tuvo producción de hidrocarburos convencionales es una candidata a ser explorada en búsqueda de shale gas y oil.

Una de las características más singulares de este tipo de yacimientos es el comportamiento de los pozos. Presentan producciones iniciales modestas, que declinan extraordinariamente rápido. En el primer año la producción disminuye un 50-80% sobre la producción media de los 30 primeros días.

Su rápido agotamiento obliga a la permanente perforación de sondeos para evitar el declino del campo, a un ritmo e intensidad, hasta la fecha desconocidos. Esto, unido a las vastas extensiones que abarcan este tipo de acumulaciones, conduce a una actividad intensiva y duradera en el tiempo.

Las labores de fracturación son críticas para obtener los caudales comerciales. Su empleo masivo y a la escala de uso requerida en estos yacimientos, no había sido posible ser alcanzada hasta mediados de la década pasada. Se han desarrollado también nuevas tecnologías de fracturación aplicada a sondeos horizontales. El costo de la fracturación hidráulica masiva representa hasta el 60% del costo total del sondeo.

Comportamiento de yacimiento de shale gas/oil



Producción de shale gas, shale oil y otros líquidos en EEUU

En EEUU y Canadá se han revisitado muchas de la cuencas productoras tradicionales y ha habido una “explosión” de nuevas y numerosas oportunidades de explotación shale.

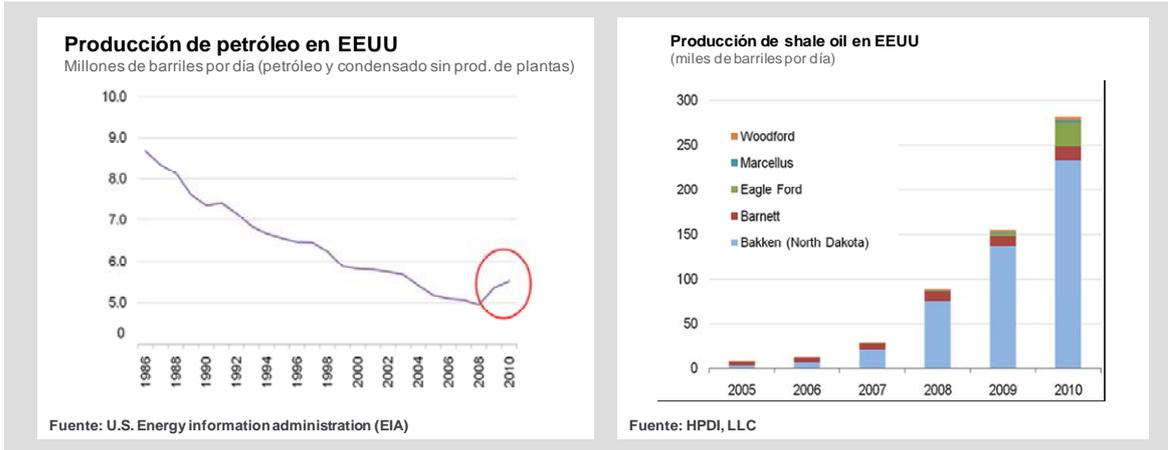
En la pasada década la producción de shale gas en Estados Unidos se incremento abruptamente y en la actualidad representa el 25% del total de la producción doméstica, compensando el declino de los yacimientos convencionales y disminuyendo la cantidad de importaciones de GNL.

La producción de shale oil ha aumentado considerablemente desde el año 2007 gracias, principalmente, a la explosión de actividad que ha tenido lugar en el play de Bakken en North Dakota e Eagle Ford en Texas, a los que se han unido otros shales en los últimos 2 años a lo largo de todo el país, consiguiendo revertir una tendencia de declino de más de 4 décadas.

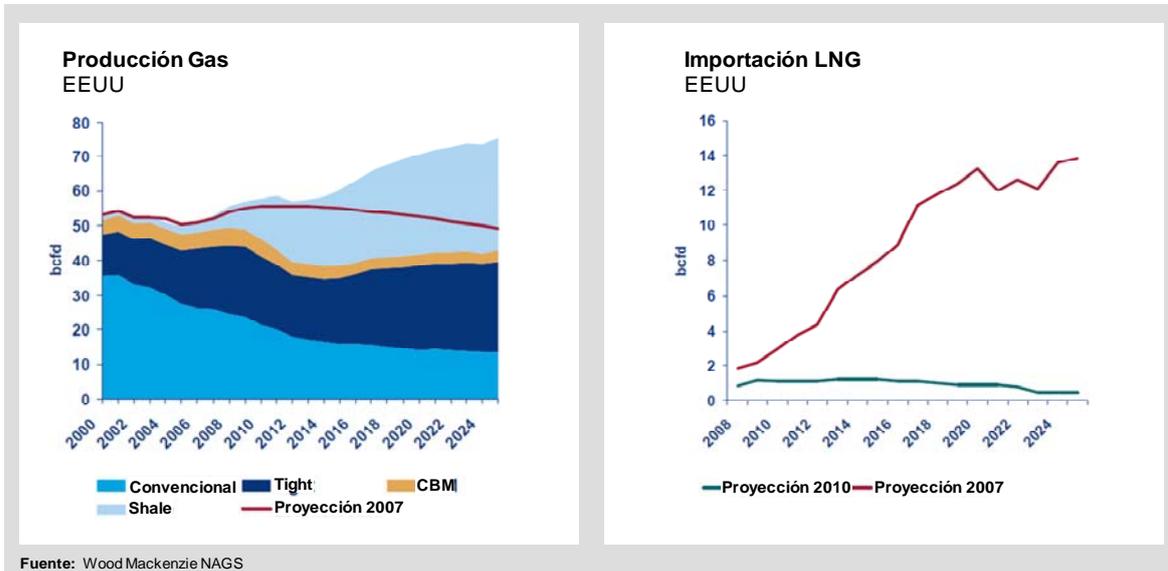


Fruto de este nuevo concepto, la producción doméstica de crudo en EEUU se espera que alcance los 6,7 millones de barriles día (Mbd) en 2020 desde los 5,5 Mbd producidos en 2010 debido al crecimiento del shale oil y a pesar del declino de la producción convencional onshore.

Shale Oil en Estados Unidos

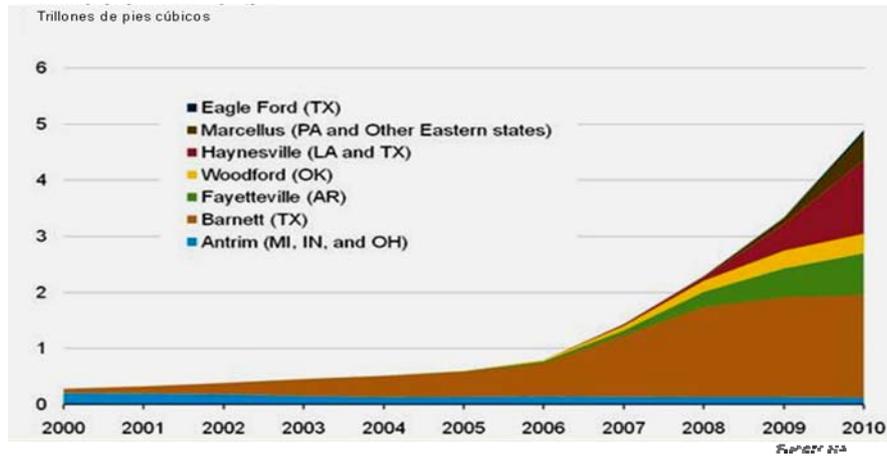


Shale Gas en Estado Unidos





Producción de Shale Gas en Estados Unidos





ANEXO II

POTENCIAL INMEDIATO DEL DESARROLLO DEL SHALE VACA MUERTA POR YPF

Historia de un descubrimiento

Desde que en EEUU se inicio el desarrollo “shale”, YPF comenzó a aplicar las mismas técnicas en Argentina. Inicialmente YPF revisó todas las oportunidades existentes en el país y seleccionó la formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina para adecuar lo que estaba sucediendo en EEUU a la geología argentina con resultado exitoso. En la segunda mitad del año 2010 perforó 2 pozos a los que aplicó nuevas tecnologías no aplicadas anteriormente en Argentina y descubrió la capacidad de Vaca Muerta de producir gas y petróleo en condiciones comerciales.

A fines de Enero de 2012, YPF había perforado 28 pozos nuevos y re-completado 1 pozo existente en los bloques de Loma La Lata y Loma Campana, avanzando en su plan de delineación y desarrollo de recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta.

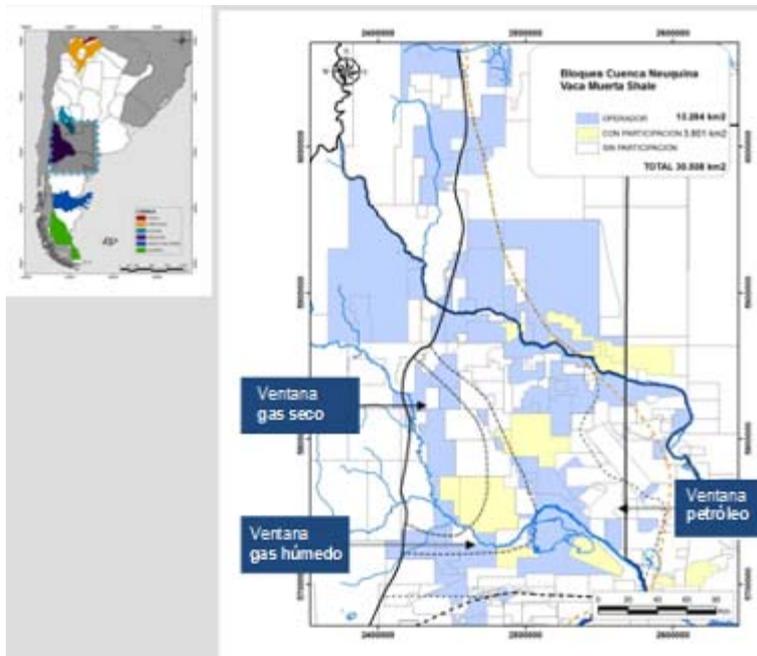
Del total de las perforaciones mencionadas, 24 son pozos verticales completados con tratamientos de estimulación de entre 2 y 4 etapas de fractura hidráulica. Actualmente 20 de ellos se encuentran produciendo por surgencia natural un crudo de excelente calidad, con caudales iniciales entre 180 y 600 bpd, restringidos por orificio de 4 mm. Es destacable que 6 de ellos están produciendo sin necesidad de estimulación. Los 4 pozos restantes se encuentran en espera de terminación.

Adicionalmente, han sido perforados 4 pozos horizontales durante los últimos meses del año 2011, que se encuentran pendientes de evaluación.



El Shale Vaca Muerta.

La formación Vaca Muerta se extiende en un área de unos 30.000 km² (7,4 millones de acres) dentro de los cuales Repsol YPF posee una participación sobre 12.000 km² (3,0 millones de acres- 40% del total). Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área estaría en el área de petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.



Fuente YPF

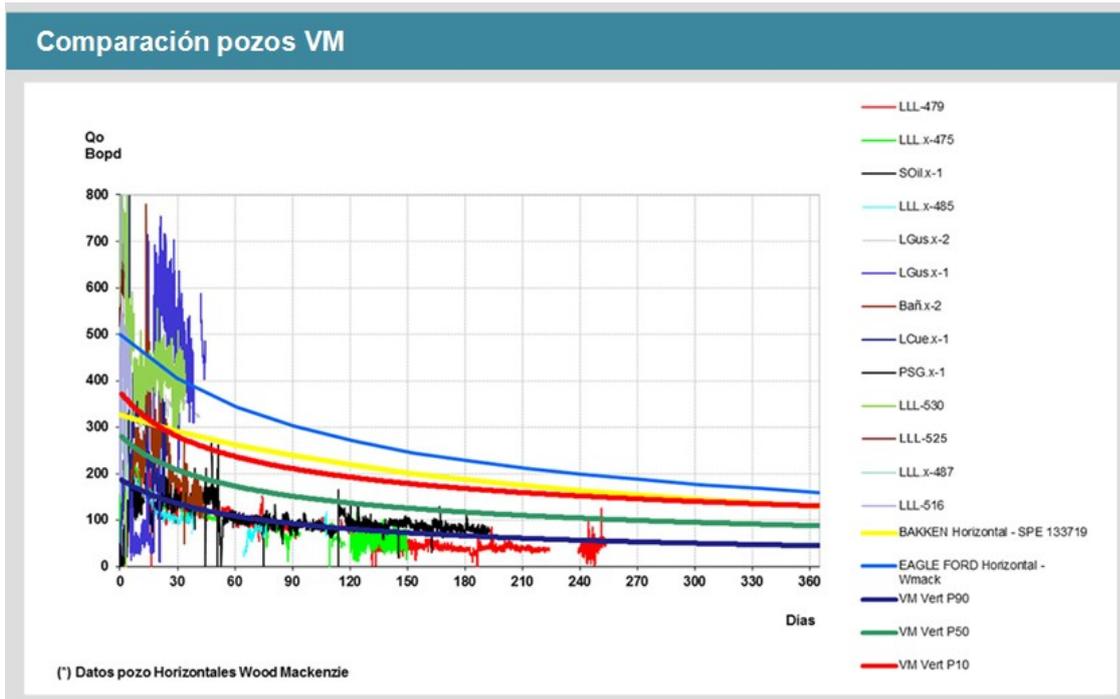
La analogía con shales de EEUU muestra a Vaca Muerta con mejores características:

	Vaca Muerta	Barnett	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford (*)	Bakken
Contenido orgánico total (%)	6	5	2	12	4	12
Espesor (mts)	200	91	76	61	61	30
Profundidad (mts)	3.000	2.286	3.658	2.057	2.287	1.829
Area (Km ²)	30.000	16.726	23.310	245.773	5.180	51.800
Presión de reservorio (psi)	9.000	3.525	10.800	3.375	4.502	4.200
Gradiente de presión (psi/ft)	0,65 – 1,0	0,47	0,90	0,50	0,60	0,70
Petróleo Original in Situ (Mbb/km ²)	33 - 58	-	-	-	22	3,9
Gas Original in Situ (Bcf/km ²)	-	25,3	30,8	6,1	-	-

Fuente: SPE, EIA, WM, UG Harts e YPF
 (*) ventana de petróleo



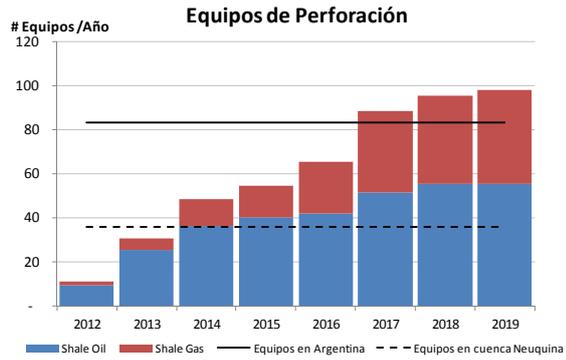
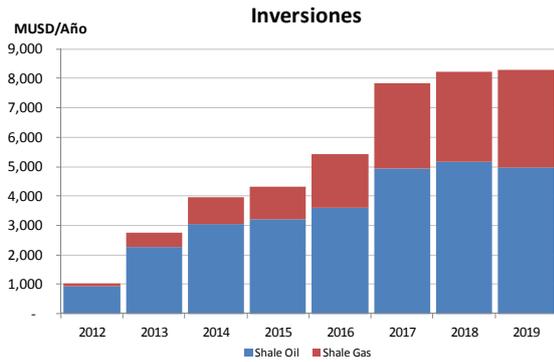
Y los resultados a la fecha de los pozos en producción corroboran estas predicciones, mostrando que los pozos verticales con 4 fracturas, producen de forma muy similar a pozos horizontales con más de 25 fracturas en yacimientos similares en EEUU.



Con los resultados obtenidos por YPF a la fecha, Argentina tiene la oportunidad de replicar el caso de éxito que ha sucedido en EEUU, mediante el desarrollo masivo de los recursos de petróleo y gas no convencionales de la formación Vaca Muerta.

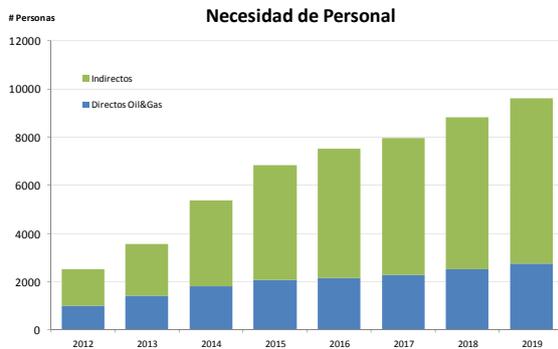
El desarrollo del área delineada por YPF, en 1.100 km², con unos recursos contingentes brutos de 1.525 Mbep, podría hacer posible incrementar en un 50% la producción actual de petróleo de Argentina. Para ello sería necesario acometer un plan de inversiones de unos 28.000 millones de dólares (brutos al 100%) en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.

De confirmarse los resultados positivos de los pozos exploratorios en curso en el área de gas, se podría incrementar la producción de gas del país un 50%. Para ello se requeriría, en una primera etapa, perforar más de 1.000 pozos con una inversión superior a los 14.000 millones de dólares en los próximos años, requiriéndose 40 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país actualmente.



Fuente YPF

Ello tendría un importante efecto en la creación de más de 7.000 nuevos empleos en los próximos años, siendo necesarios 100 equipos de perforación por año y más de 2.000 km. de tuberías.



Fuente YPF

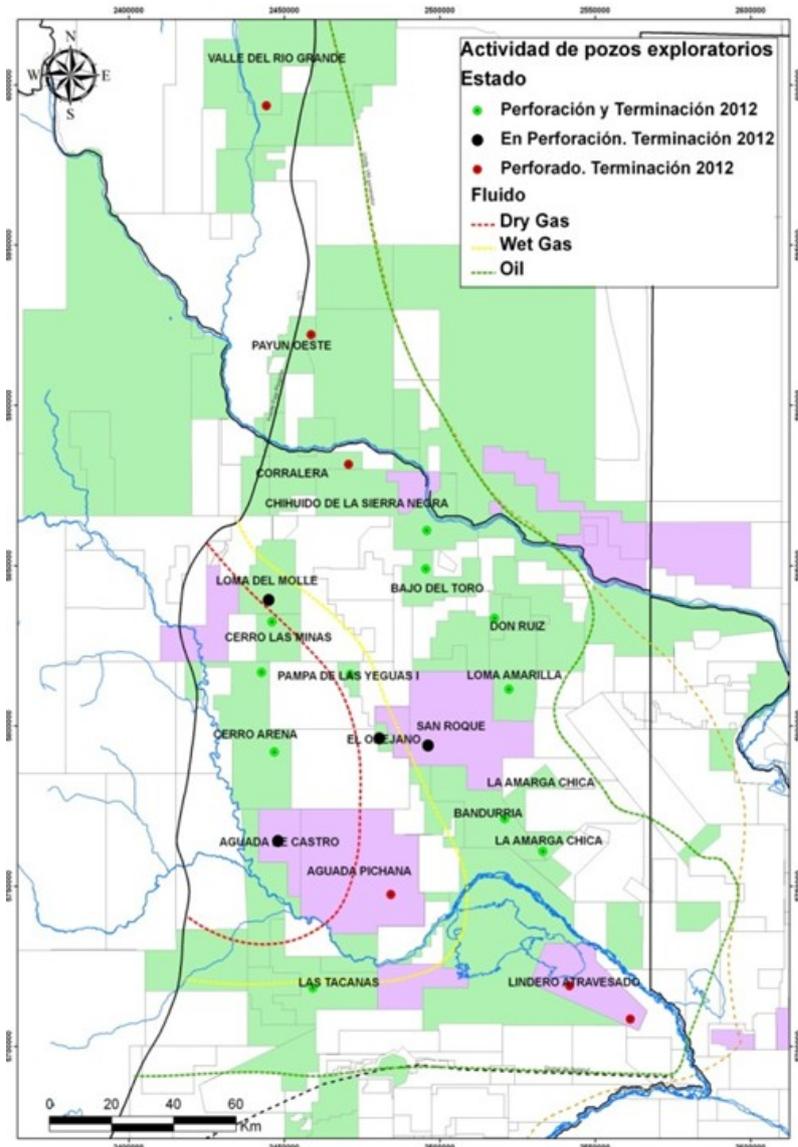


ANEXO III

EXPECTATIVAS DE POTENCIAL DEL SHALE VACA MUERTA EN LA CUENCA NEUQUINA.

YPF, en algunos casos sola y en otros conjuntamente con diversos socios, realizará la perforación y terminación de 20 pozos exploratorios en el año 2012 para continuar investigando el potencial de los recursos prospectivos.

Es de destacar que los volúmenes prospectivos certificados representan unos 30 años de abastecimiento de Petróleo y 50 años de abastecimiento de gas al ritmo de consumo actual del país.

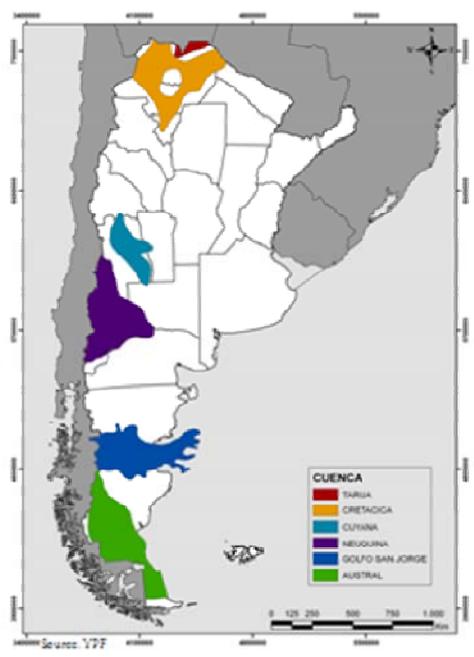




En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicar la capacidad de producción de petróleo y gas actual de Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo inversor que alcanzaría los 25.000 millones de dólares por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes.

Evidentemente la realidad que surja de los resultados de la exploración en curso que el sector está realizando mostrará el verdadero potencial de producción.

En todo caso, es importante destacar que esta oportunidad es la primera de una serie de oportunidades de recursos no convencionales existentes en Argentina que están siendo exploradas por YPF y otras compañías que pueden en los próximos años incrementar el panorama de crecimiento en producción de reservas y recursos de hidrocarburos del país.



Portafolio de Tightly Shale

Neuquina

- Fm Vaca Muerta
- Fm Los Molles
- Fm Agrio
- Fm Lajas tight
- Quimaco tight
- Mulichanco tight

Cuyana

- Fm Cachiata
- Fm Potrerillos

Golfo San Jorge

- Fm Pozo D-229
- Neocomiano

Austral

- Fm Inoceramus

Chaco Paranaense

- Devonico
- Permico

La oportunidad de Vaca Muerta y las condiciones de entorno.

El desarrollo de la formación Vaca Muerta es una enorme oportunidad para Argentina.

Como ya sucedió en Brasil con los descubrimientos offshore, Argentina está ante la oportunidad de crear una nueva industria del shale con lo que esto conlleva: construcción de equipos de perforación y workover en el país, creación de empresas que soporten la construcción de pozos, válvulas, tubos, equipamiento, etc., en la nueva escala que este proyecto requiere, creando un escenario de costos competitivos.



Asimismo, la formación profesional de personas que puedan satisfacer la demanda de empleo que se producirá en los próximos años, profesionales altamente cualificados formados en el país, es un reto que debemos afrontar.

Como en EEUU, se genera la oportunidad de autoabastecer energéticamente el país reduciendo el nivel de importaciones energéticas con un precio de gas y crudo que hagan viable estos desarrollos a menor coste que la importación de dichos productos.

Adicionalmente, la atracción de capitales internacionales a Argentina que serán fuente de financiación de los ingentes recursos económicos que este proyecto requerirá en los próximos años, es una condición necesaria para un proyecto de esta magnitud.

El desarrollo de los recursos no convencionales abre un nuevo paradigma para la industria de los hidrocarburos en Argentina, cuyo ordenado desarrollo será una pieza clave para sustentar el crecimiento económico del país en las próximas décadas. Para que esto sea una realidad se requerirá a su vez de la capacidad de consenso entre el sector, incluyendo sus trabajadores, y los gobiernos nacional y provinciales.



ANEXO IV

Reservas: La estimación de cantidad de petróleo, gas y otros productos, que pueden ser producidos de manera rentable mediante proyectos de desarrollo. Además, debe existir, o haber una expectativa razonable, de la obtención de derechos de explotación, las instalaciones necesarias para comercializar el petróleo y gas, así como, todos los permisos y financiamiento necesarios para implementar los proyectos.

Recursos contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables en base a una actividad exploratoria previa que incluye descubrimientos. Estos recursos no pueden ser considerados comerciales al momento de la evaluación (es decir pueden ser económicamente viables, pero pendientes de un permiso de explotación, de la aplicación de ciertas tecnologías, etc.).

Recursos prospectivos: Son aquellas cantidades de hidrocarburo potencialmente recuperables en base a una acumulación de la que se tienen datos preliminares pero en la que todavía no se han perforando pozos descubridores.



ADVERTENCIA

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Alguno de los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos.

Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol YPF y/o sus filiales..

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol YPF.