



Reservas y Recursos **Fuentes de Incorporación**

Junio 2015

Declaración bajo la protección otorgada por la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América ("Private Securities Litigation Reform Act of 1995").

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía ("forward-looking statements") tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 ("Private Securities Litigation Reform Act of 1995").

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificadas por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en la Ítem 3 titulada "Key information– Risk Factors" y la Ítem 5 titulada "Operating and Financial Review and Prospects" del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2014, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

Excepto por requerimientos legales, YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A. en Estados Unidos u otros lugares.

01

Rejuvenecimiento
y optimización
de campos maduros

02

Desarrollo sustentable
de gas convencional

03

Desarrollo
sostenido del
No Convencional

04

Apertura de nuevas
fronteras de actividad
exploratoria

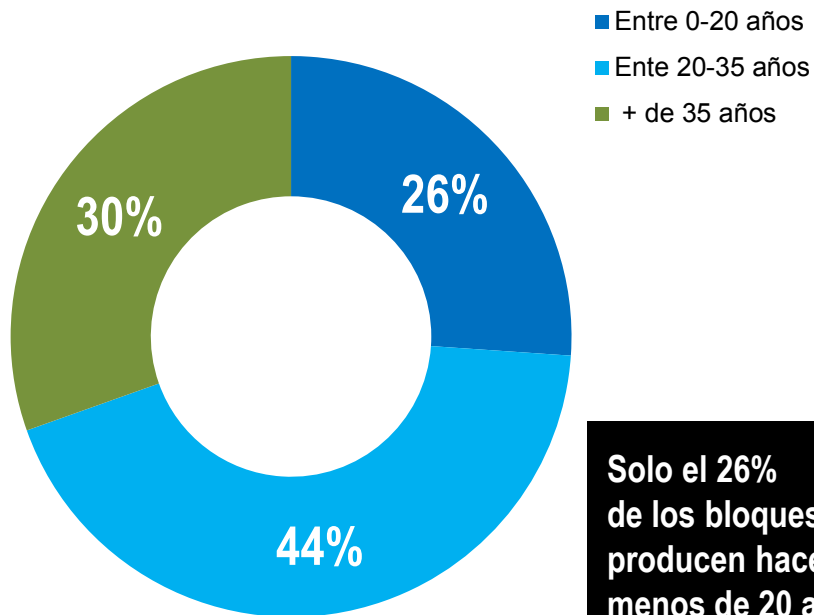
Optimización de las operaciones

- **Eficiencia** operacional
- **Racionalización** de contratos y contratistas

Optimización de la recuperación

- **Caracterización de reservorio:** modelos estáticos y dinámicos
- **Intensificación** de monitoreo
- **Masificación** de secundaria (water shut-off /water conformance)
- Proyectos de terciaria

Años en Producción (% de Bloques)*



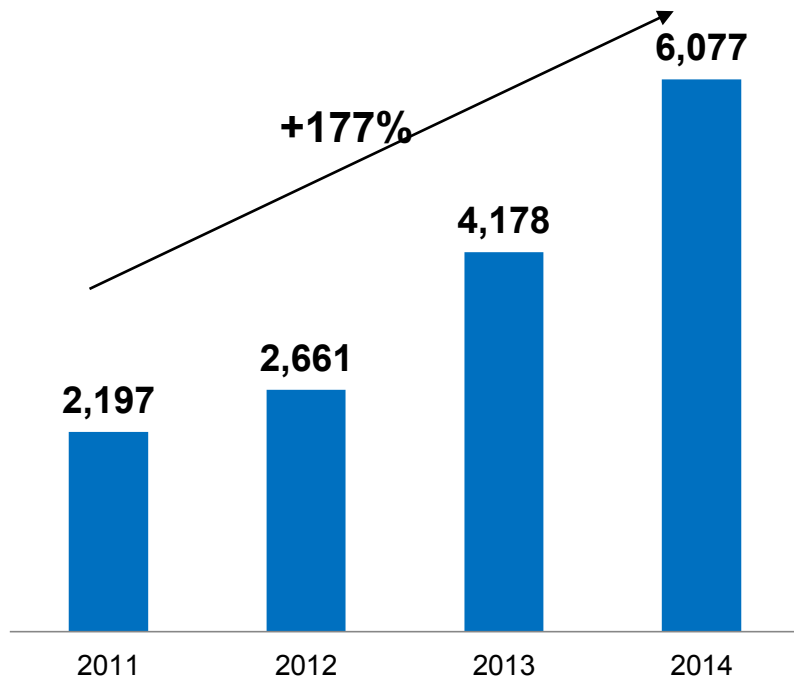
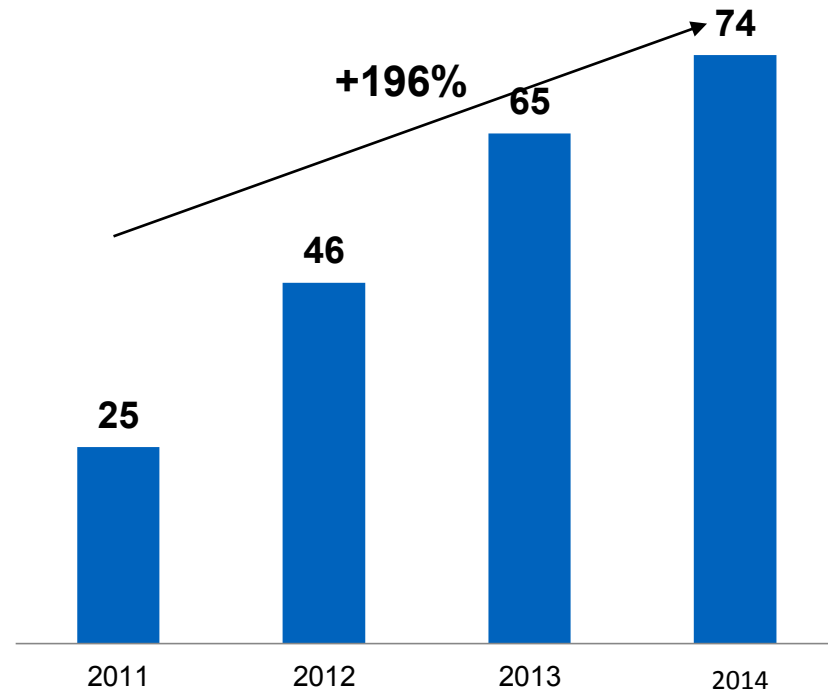
Solo el 26%
de los bloques
producen hace
menos de 20 años

35 años

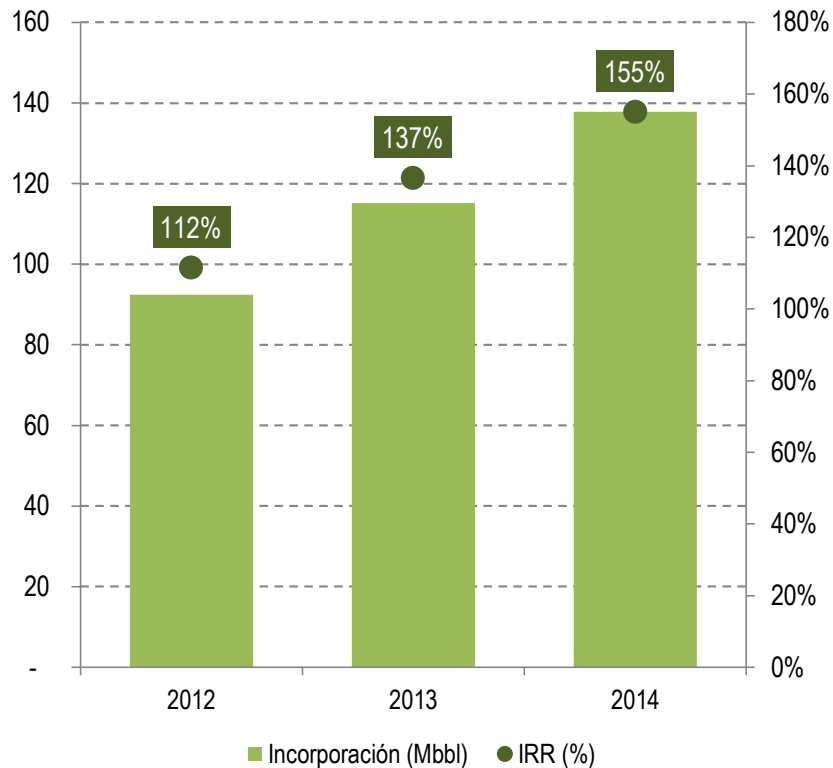
Promedio de años de producción
de los 10 principales yacimientos
de Petróleo

20%

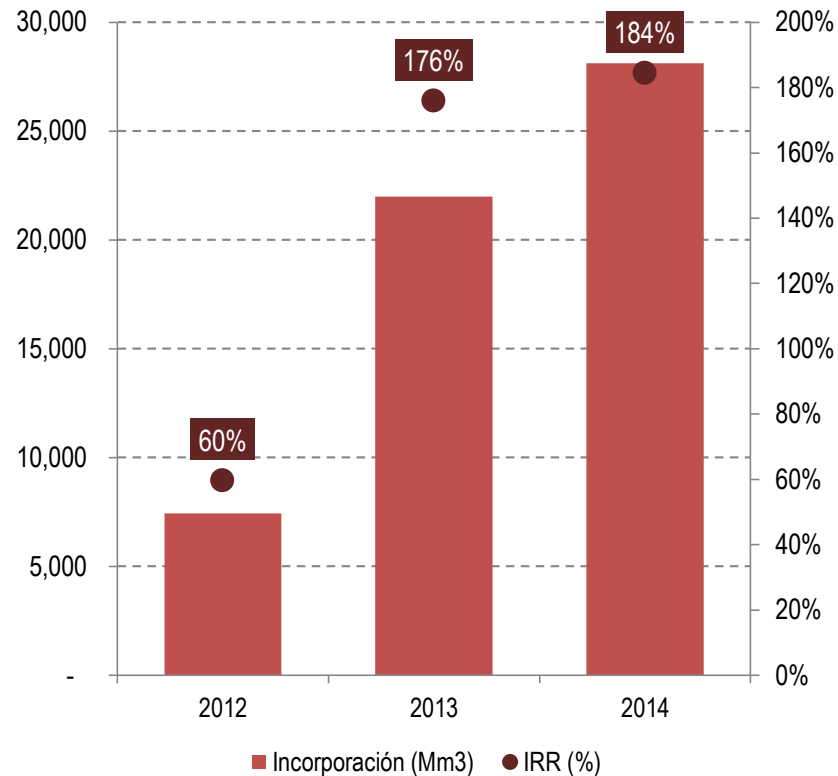
Factor de Recobro en campos
de petróleo de Argentina.
Importante oportunidad de
crecimiento.

Inversiones Upstream (MUSD)**Equipos de Perforación (#)**

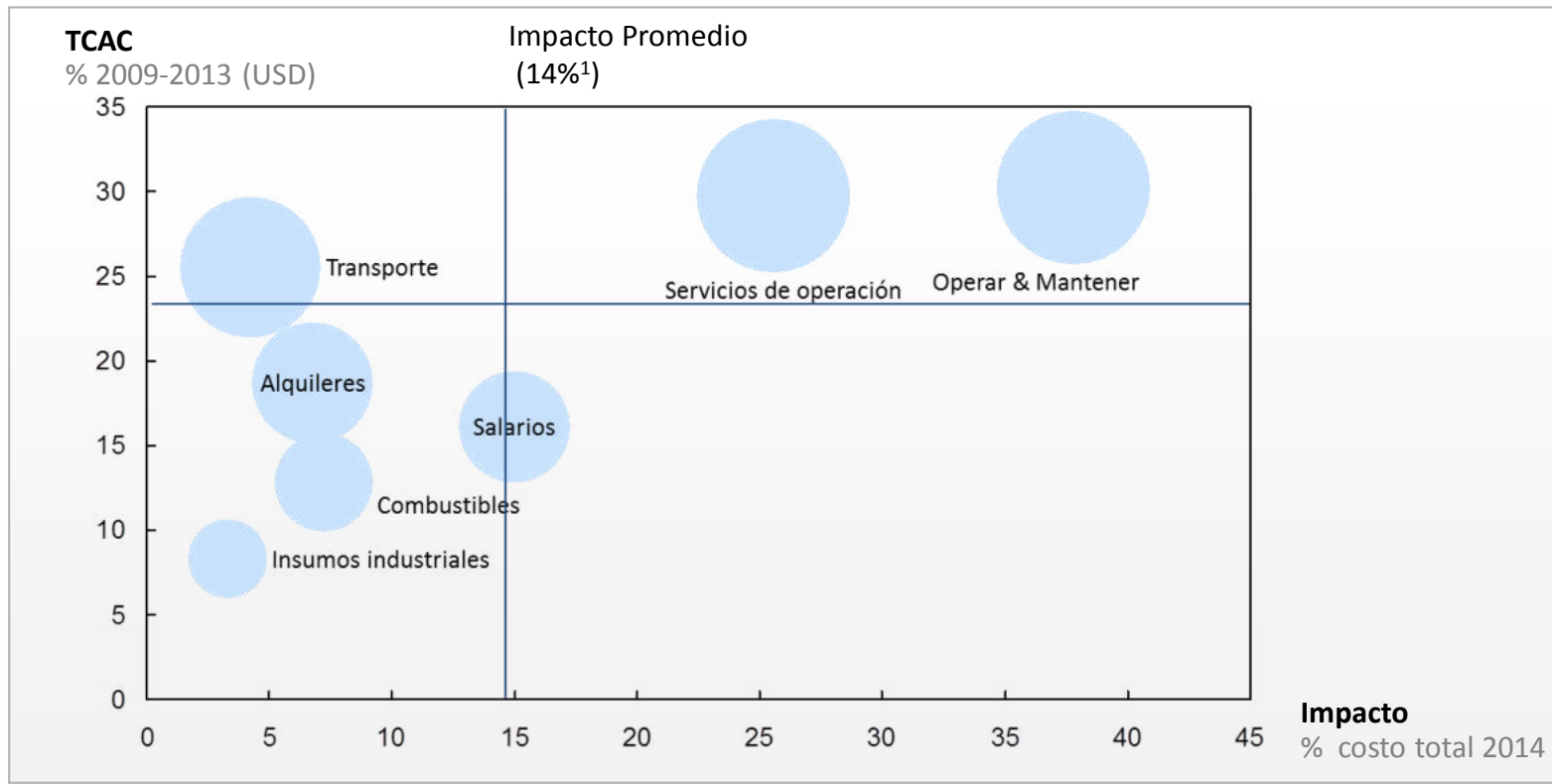
Incorporación Reservas de Petróleo



Incorporación Reservas de Gas



Crecimiento anual principales costos



¹ Impacto promedio es 1/7 del costo (todas las categorías tienen el mismo valor)

TCA: tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR, Compound annual growth rate,)

01

Rejuvenecimiento
y optimización
de campos maduros

02

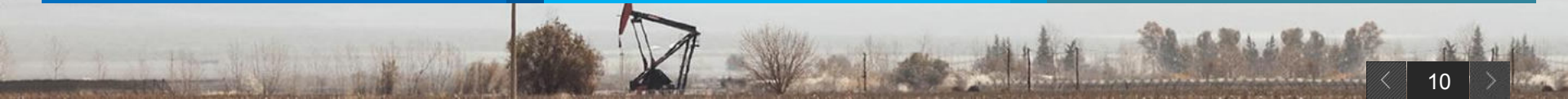
Desarrollo sustentable
de gas convencional

03

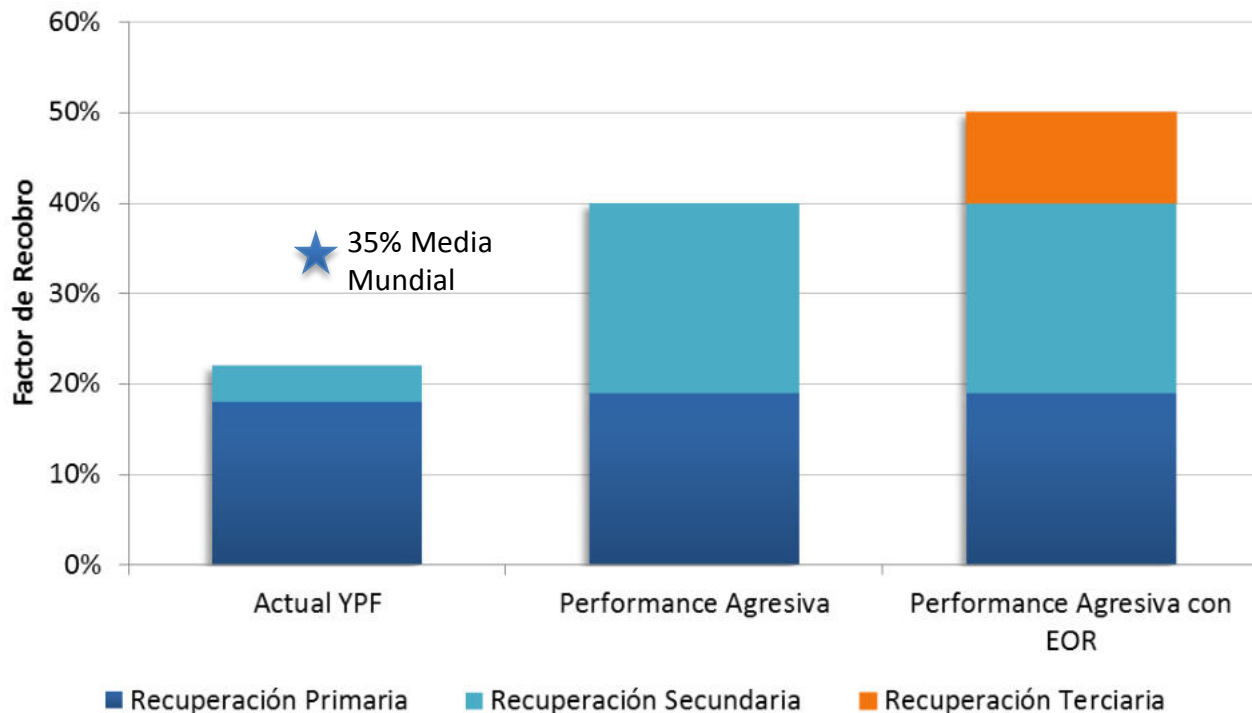
Desarrollo
sostenido del
No Convencional

04

Apertura de nuevas
fronteras de actividad
exploratoria



- El aumento de 1% del factor de recuperación, representa ~500 MBbl, equivalente a 2,2 años de la producción de crudo de Argentina.
- Existe un gran potencial de incorporar reservas vía la mejora del factor de recuperación de los campos existentes.



Proyectos **Mendoza**

Ejecución

Desfiladero Bayo: Inyección de polímeros.
La Ventana: Piloto nano esferas

Conceptualización y definición

Vizcacheras, papagayos: Inyección de polímeros, surfactante, nitrógeno,
Formación Barrancas: Inyección ASP.
Loma Alta Sur: Inyección de geles y polímeros

Visualización

Desfiladero Bayo Oeste: Inyección de polímeros
Chachauen: SP
Puesto Molina: Inyección de polímeros



Proyectos **Neuquén**

Ejecución

Chihuido de la Sierra Negra: Single Well Test / ASP.

Conceptualización y Definición

Señal Picada: Inyección de Polímeros

Visualización

Aguada Toledo / Puesto Hernandez: Inyección de Polímeros
Loma la Lata: Inyección de Metanol
Medanito: ASP

Proyectos **Golfo San Jorge**

Ejecución

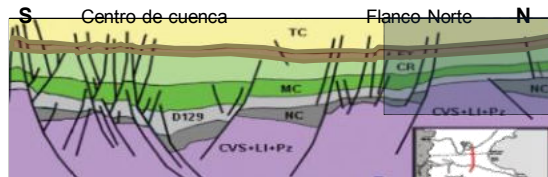
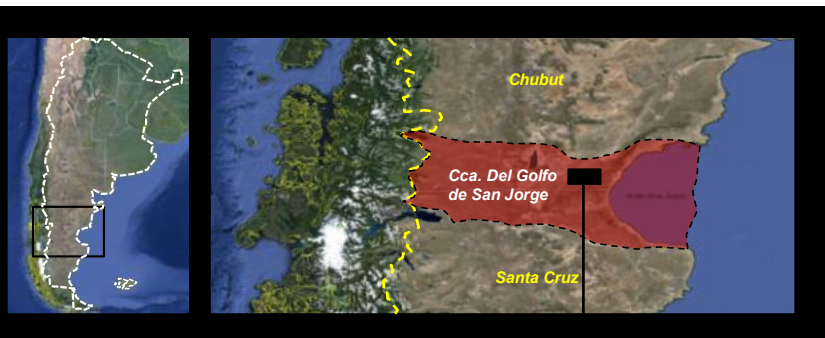
Manantiales Behr- Grimbeek: Inyección de polímeros

Conceptualización y Definición

Cañadón perdido: Inyección de polímeros.
Manantiales Behr Expansión polímeros, yacimiento El Trébol inyección de geles

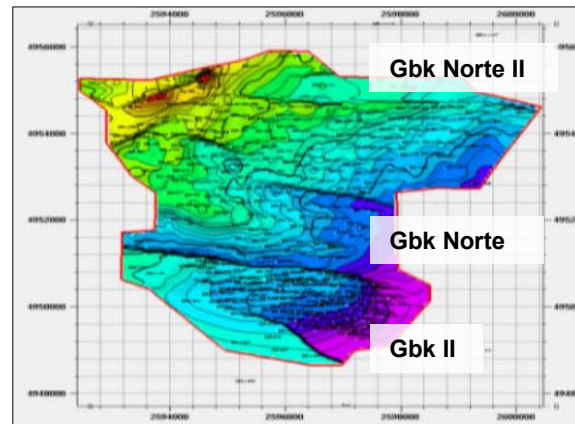
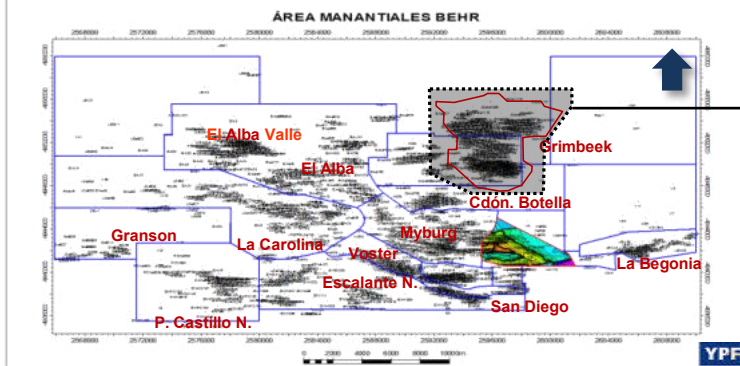
Visualización

El Trebol: Inyección de polímeros
Manatiales Behr Yac La Enramada: térmico
Grimbeek: ASP
Los Perales: Inyección de geles y polímeros,
Cañadón Seco-Leon: Inyección de polímeros
Loma del Cuy: Inyección de polímeros
Pico truncado: Inyección de geles y polímeros



Reservorios alojados en la Fm.
El Trébol, Miembro San Diego
o **Complejo II**

AREA MANANTIALES BEHR



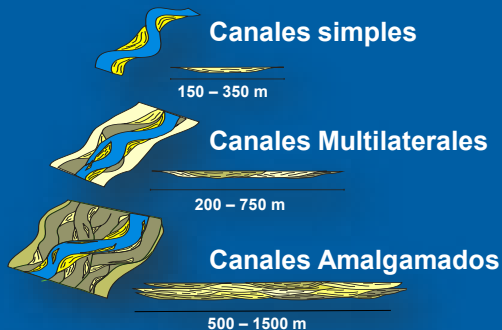
Grimbeek se compone
de 3 bloques separados
por fallas E-O

Obtener un modelo 3D robusto del área Grimbeek que permita **entender, optimizar y predecir** la inyección de agua y los procesos de **EOR (inyección de polímeros)**

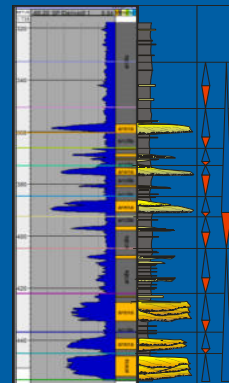
Parámetros clave

- Definir unidades de flujo
- Mayor discretización vertical
- Conectividad lateral y vertical
- Geometría interna de los cuerpos Polaridad (orientación)

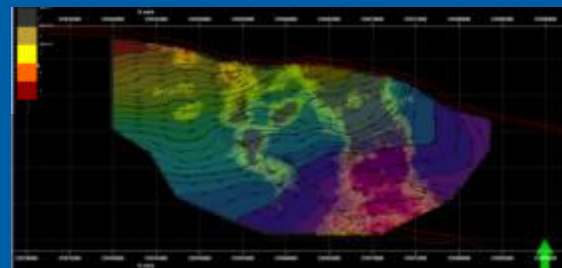
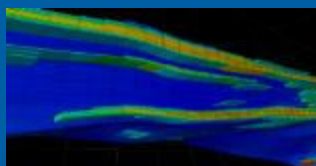
Modelos Conceptuales



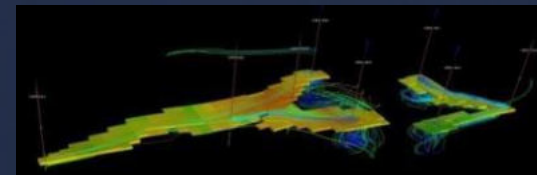
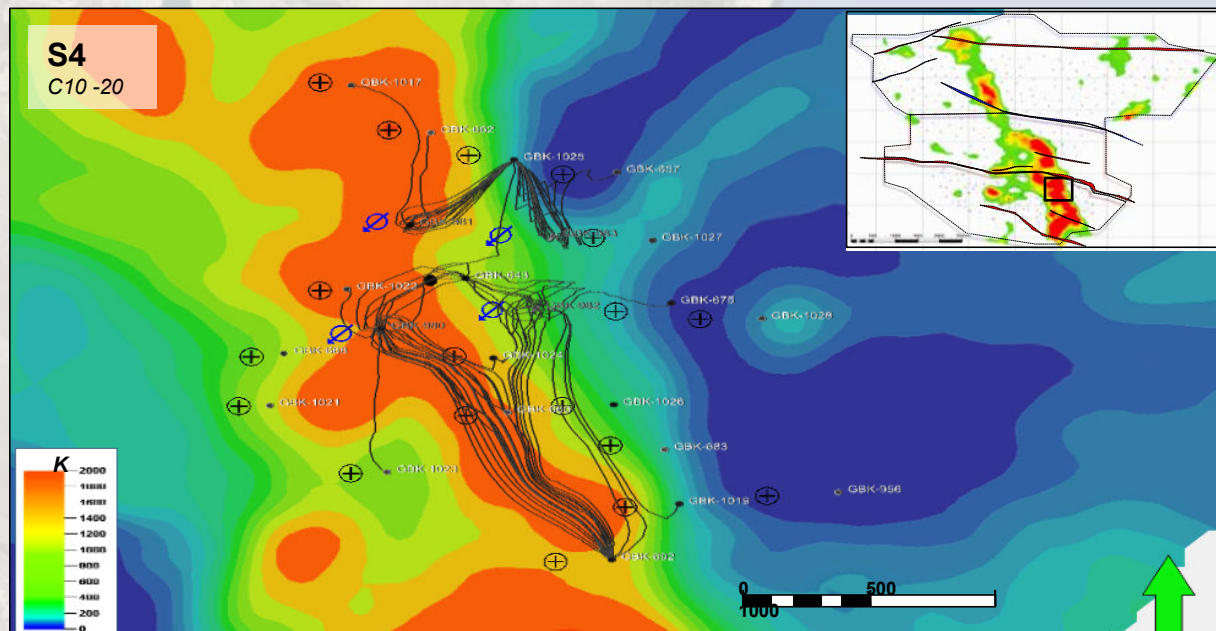
Jerarquías Reservorio



Correlación y Modelado

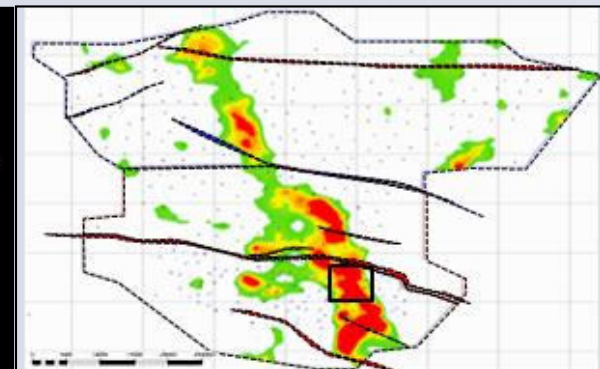
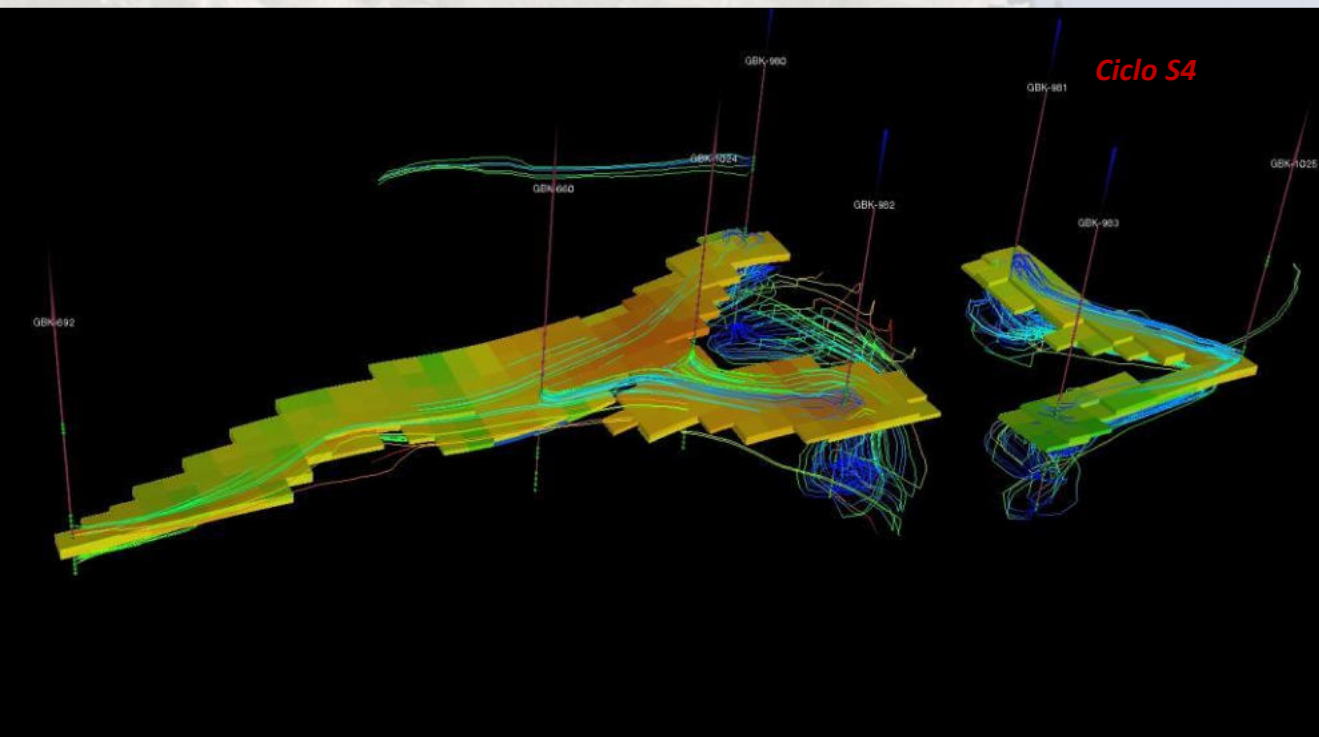


La distribución de propiedades petrofísicas basadas en un modelo de facies ajustado logra identificar las principales vías por donde se moverá el agua. Esto nos permite obtener una predicción servirá de herramienta para el **control y optimización de la secundaria / terciaria**



Simulación de **líneas de flujo** (“streamlines”) pozos inyectores – zona piloto de polímeros

Se observó que el agua se mueve por el **centro de la faja de canal** y principalmente por los ciclos superiores de mayor espesor y mejores propiedades petrofísicas.



Las líneas de flujo muestran como la distribución de inyección esta fuertemente controlada por uno de los ciclos principales (faja de canal de mayor espesor y continuidad).

01

Rejuvenecimiento
y optimización
de campos maduros

02

Desarrollo sustentable
de gas convencional

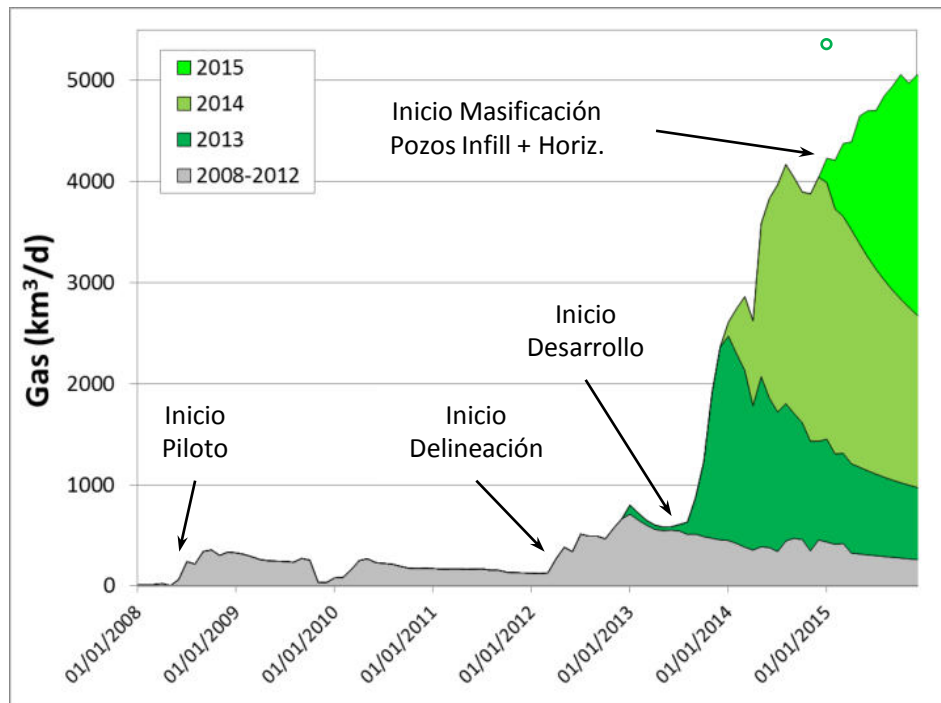
03

Desarrollo
sostenido del
No Convencional

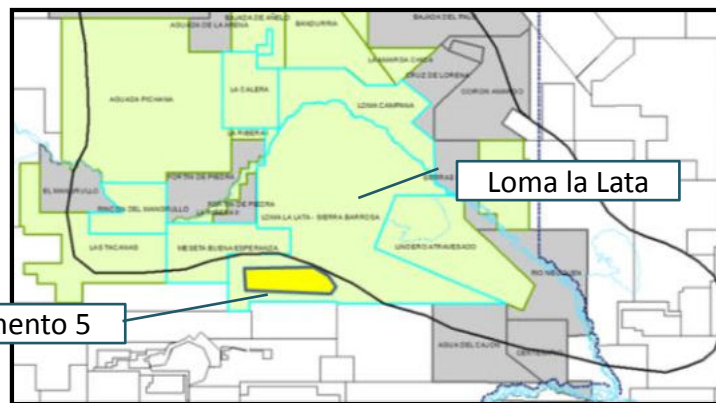
04

Apertura de nuevas
fronteras de actividad
exploratoria

Producción Segmento 5 (Lajas)



- En **24 meses** se logró incrementar la producción de gas en **4Mm³**.
- El promedio del IRR de los últimos 3 años (R+P) es de **2,6**.
- 1 a 4 años piloto (riesgo a asumir)
- 1,5 años delineación
- 2 años para alcanzar máxima producción del proyecto.



01

Rejuvenecimiento
y optimización
de campos maduros

02

Desarrollo sustentable
de gas convencional

03

Desarrollo
sostenido del
No Convencional

04

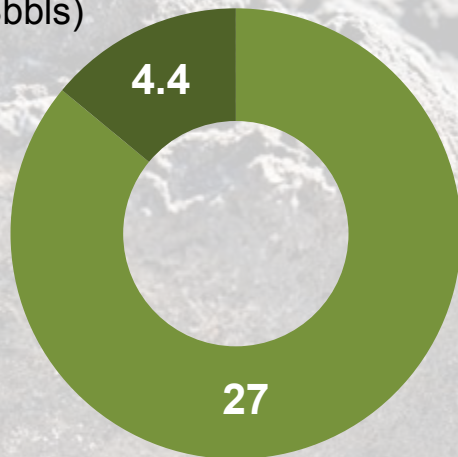
Apertura de nuevas
fronteras de actividad
exploratoria



Fuente: Secretaría de Energía / U.S. Energy Information Administration (DOE) / Advanced Resources International (ARI), 2013

Potencial Petróleo

(Bbbls)



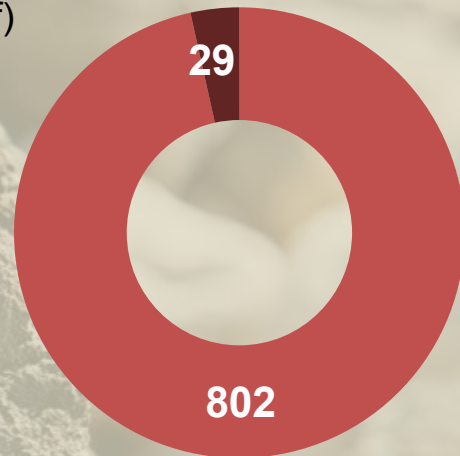
Convencional
(Petróleo 3P + Recursos)

No convencionales
(Recursos)

4to en recursos NC recuperables de Petróleo

Potencial en Gas natural

(Tcf)



Convencional
(Gas 3P + Recursos)

No convencionales
(recursos)

2do en recursos NC recuperables de Gas



Uno de los tres países con mayor potencial del mundo (junto a China y EEUU); el más avanzado en desarrollo de shale oil

Tarija
Los Monos
(shale gas)

Cretaceous
Yacoraite
(shale/tight/oil & gas)

Chaco Paraná
Devónico – Permico
(shale oil)

Neuquina
Vaca Muerta (shale oil/gas)
Los Molles (shale gas)
Agrio (shale oil)
Lajas (tight gas)
Mulichinco (tight oil/gas)

Cuyana
Cacheuta (shale oil)
Potrerillos (tight oil)

Golfo San Jorge
Pozo D-129 (shale oil/tight oil)
Neocomiano (shale oil/gas)

Austral
Inoceramus

 Exploración en ejecución
 Iniciando la Exploración

Vaca Muerta

- Total: 30.000 km²
- YPF: 12.000 km² aprox.



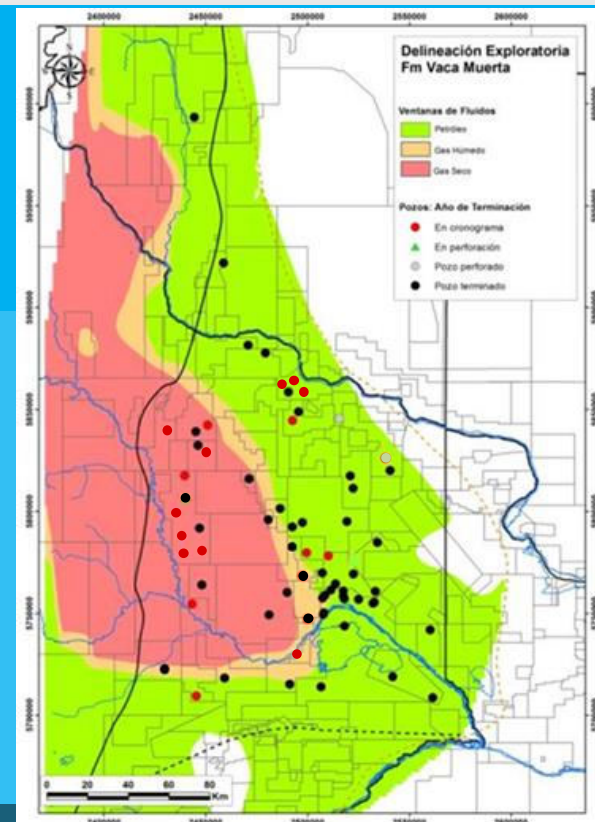
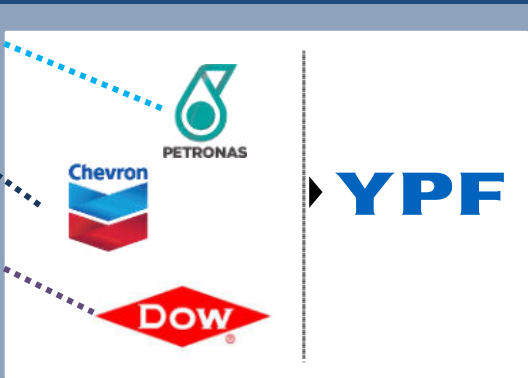
Actividad Exploratoria Ejecutada 2010-2014

Inversión (MUSD)

+500

Numero de Pozos

+50



● Pozos Perforados

● Actividad 2015

53 Pozos exploratorios perforados

01

Rejuvenecimiento
y optimización
de campos maduros

02

Desarrollo sustentable
de gas convencional

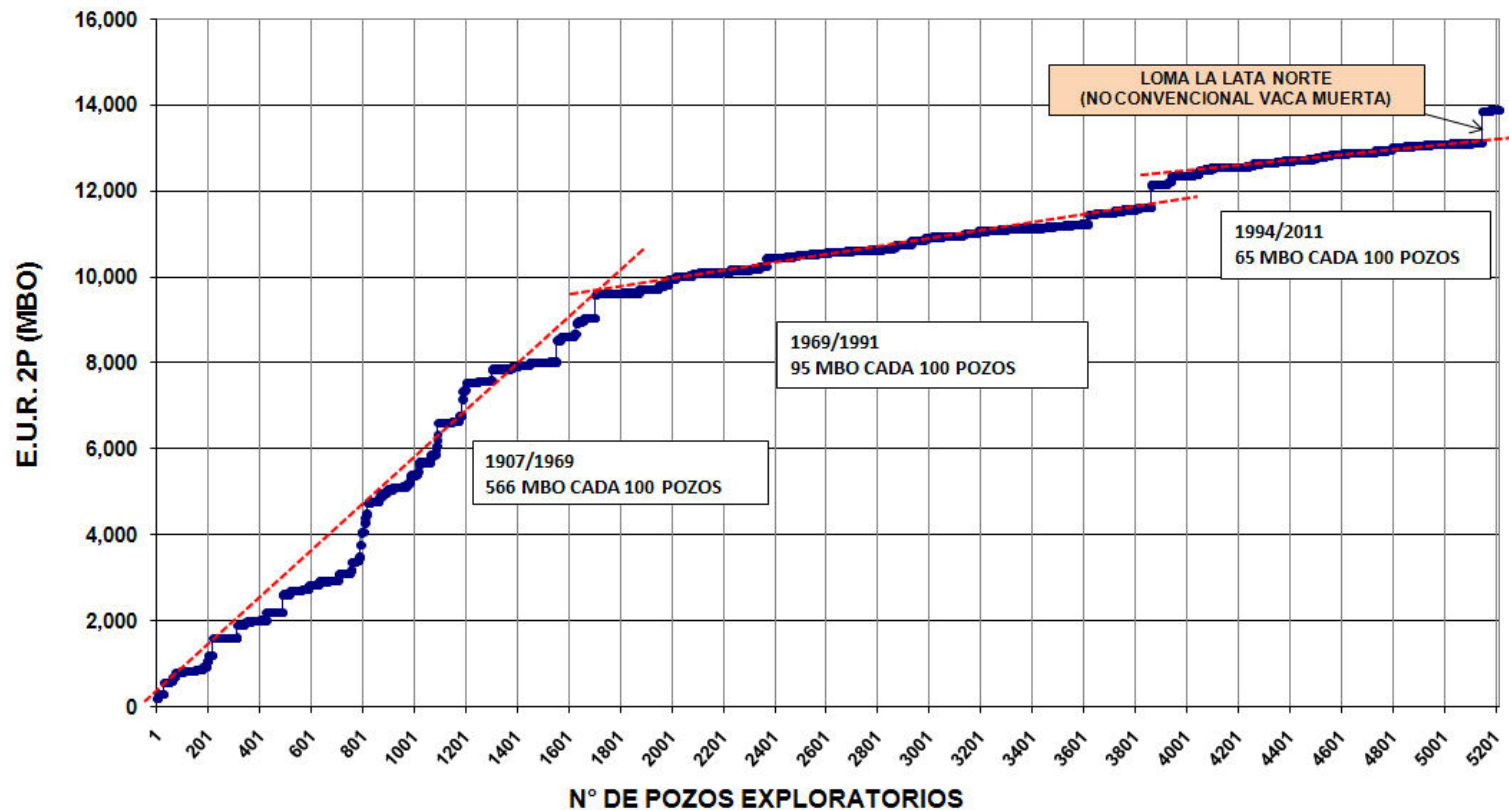
03

Desarrollo
sostenido del
No Convencional

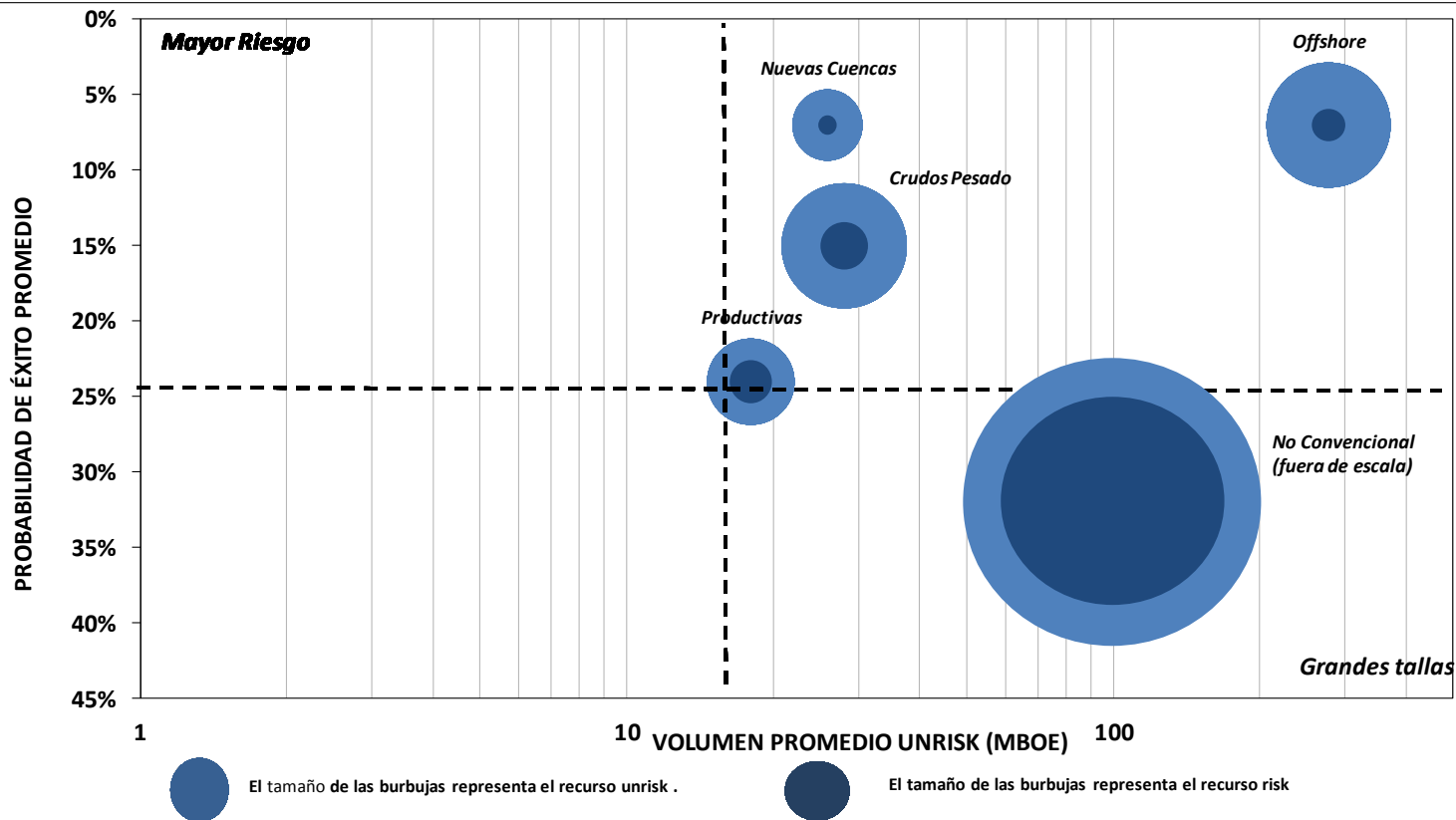
04

Apertura de nuevas
fronteras de actividad
exploratoria

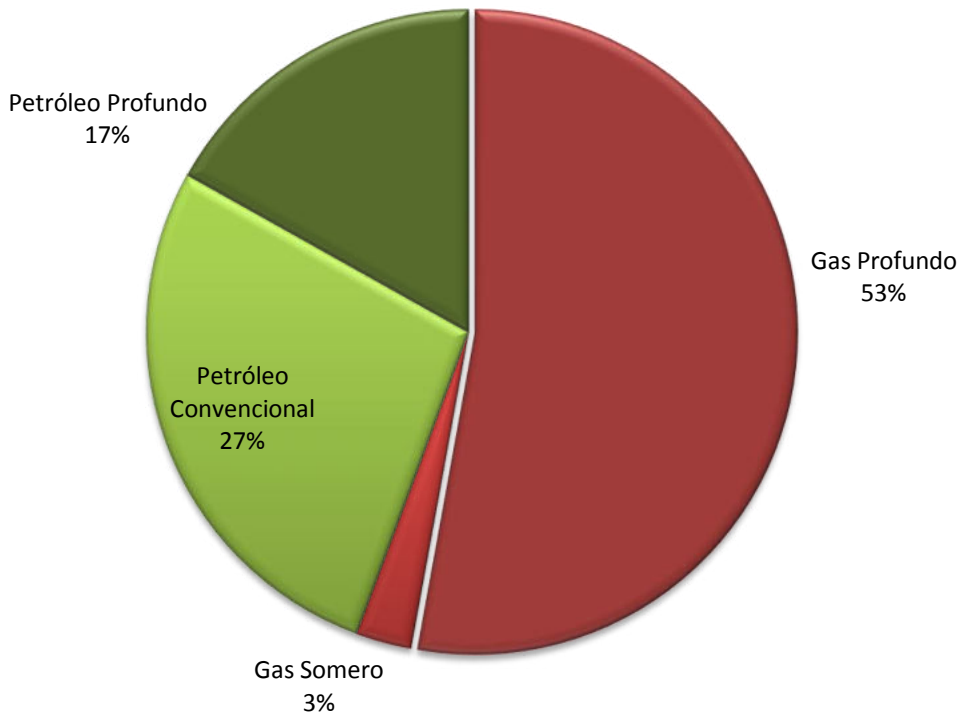
EVOLUCIÓN DESCUBRIMIENTOS (PETRÓLEO)



Distribución portafolio Exploración - Recursos estimados por tipo Exploración (MBOE)



Potencial Exploratorio Cuencas Productivas (Objetivos Convencionales)



- Los **objetivos** convencionales **profundos** representan más del 50% del potencial remanente en cuencas productivas
- Nuevos desafíos:
- **Mayores inversiones.**
 - Aceptar **mayores riesgos.**
 - **Adecuar el equipamiento** (perforación, estimulación y evaluación)
 - Consolidar **experiencia** para la estimulación, el ensayo y puesta en producción.

Descubrimientos relevantes 2012-2014

CUENCA CUYANA

- Nuevos modelos geológicos



- Vizcachera Oeste x-2*

CUENCA NEUQUINA

- Petróleo tipo Medaniito en plataforma y Faja Plegada



- Mirador del Valle x-1*
- Los Caldenes x-2*
- Arroyo Agua de Zorra x-1*
- Manzano Grande x-1*

- Gas Convencional
 - Horizontes someros
 - Horizontes profundos



- Paso de las Bardas Norte xp-37*
- Bajo del Piche xp-68*

- Crudos Pesados**



- Cerro Pozo es-2*
- Chachauen es-1*

- No convencional (Agrio)



- Filo Morado xp-40*

CUENCA GOLFO SAN JORGE

- Gas Convencional
 - Horizontes someros
 - Horizontes profundos
- Exploración entorno yacimientos Maduros
- Exploración de plays profundos



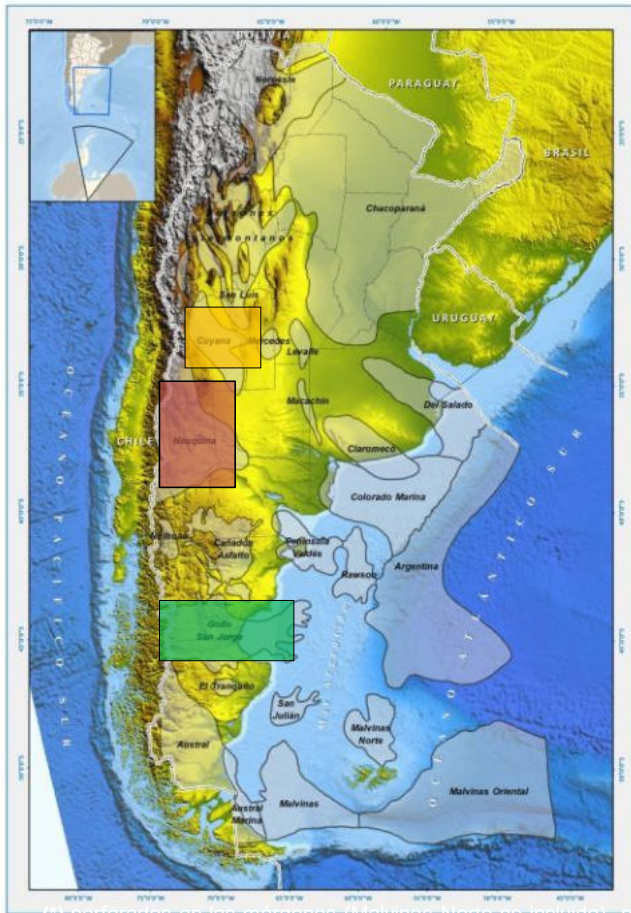
- Complejo Glauconítico Manantiales Behr*

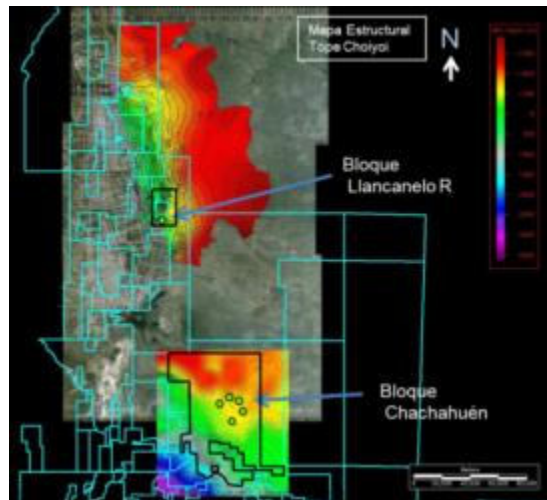
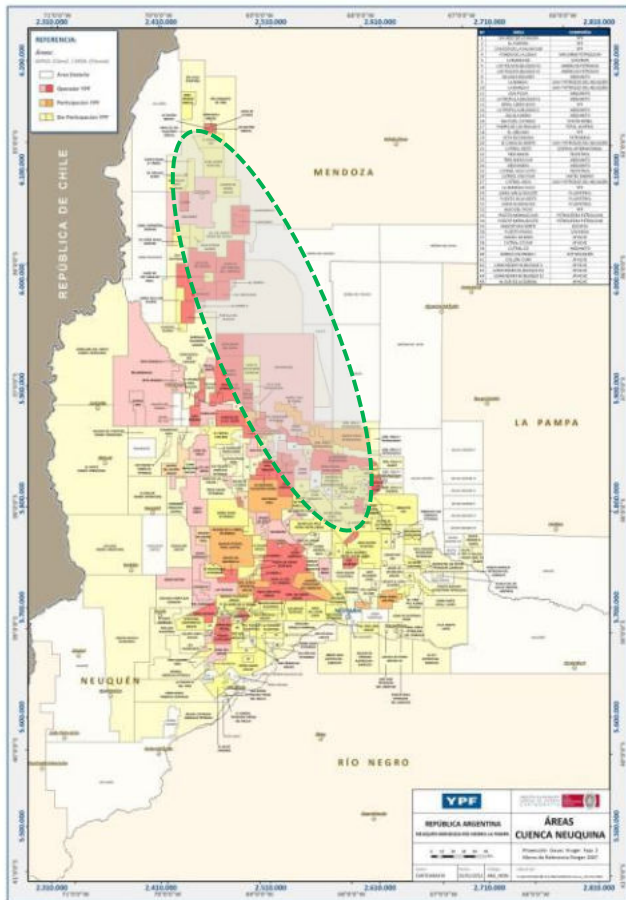


- Cerro Piedra Oriental x-1*

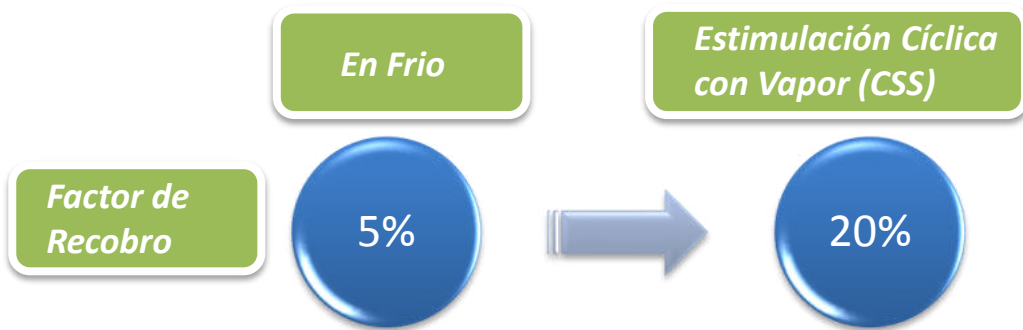


- El Trebol-914*
- Las Mesetas x-778*





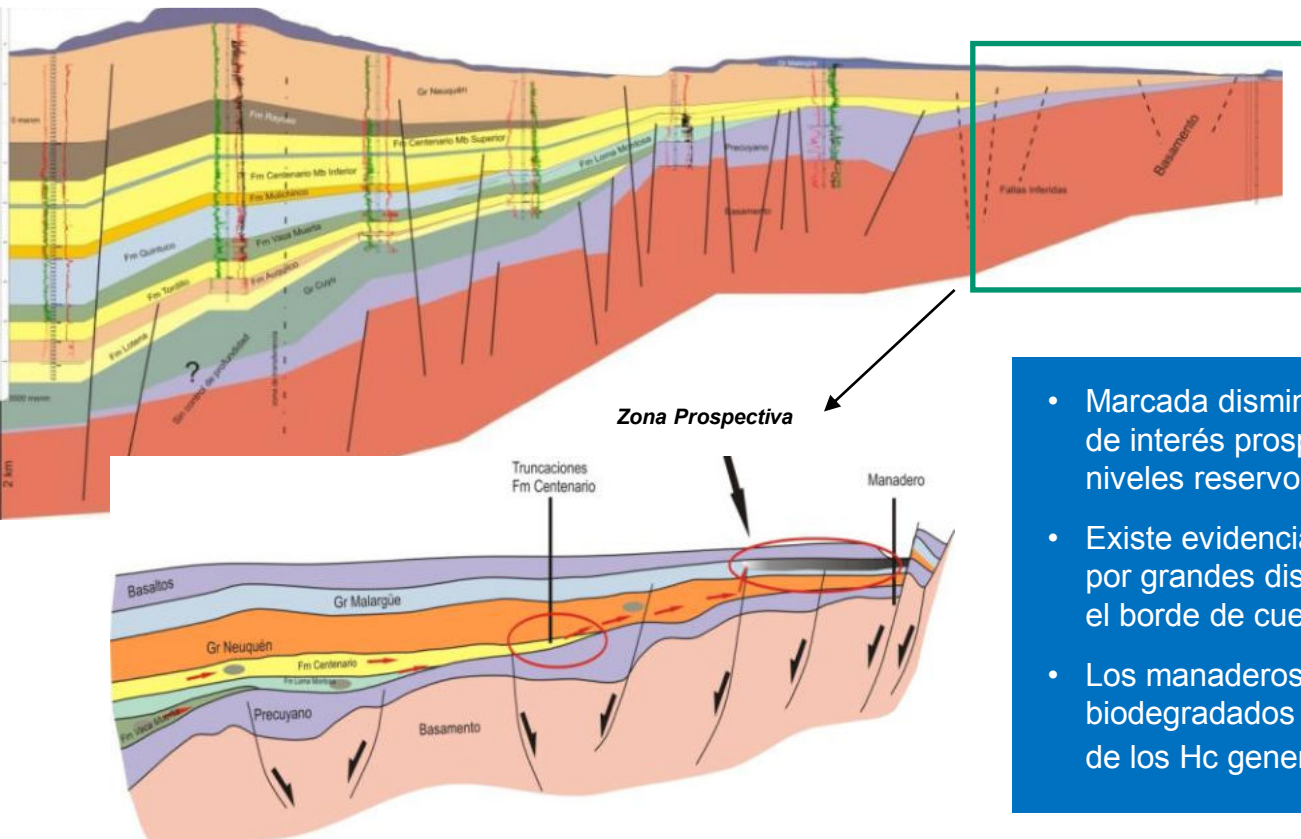
Visualizar la estrategia más adecuada para la exploración, delineación y desarrollo de los crudos pesados en el corto, medio y largo plazo, en el ámbito de la cuenca Neuquina



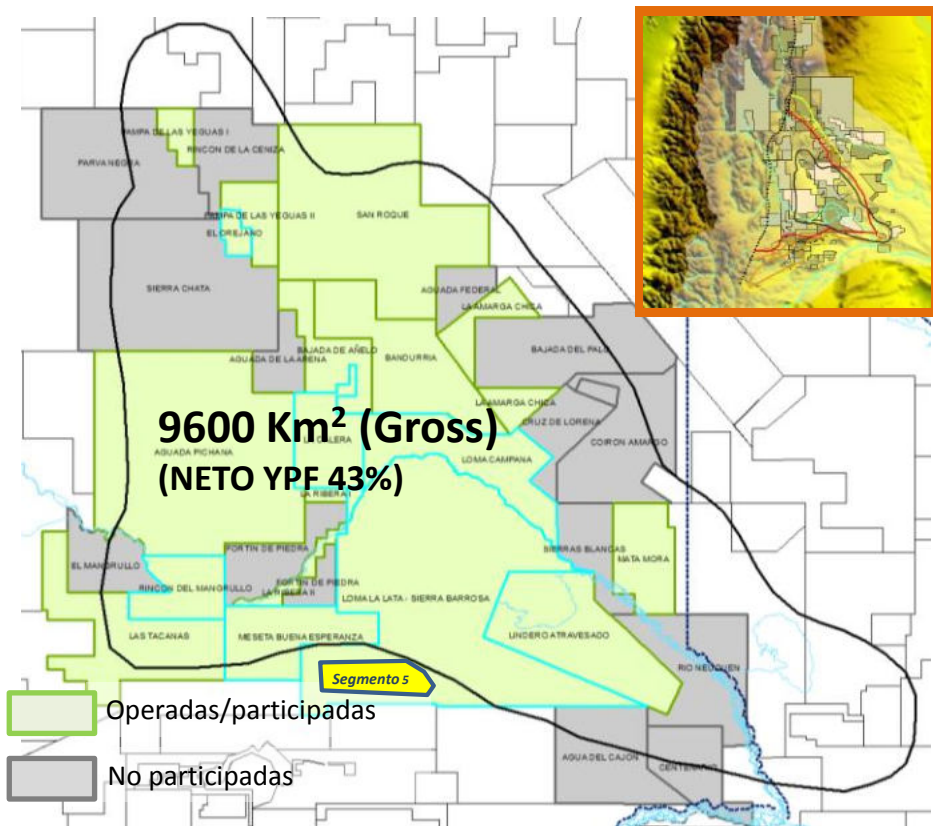
Zona de Generación de Hc

Migración

Borde de Cuenca



- Marcada disminución del espesor de la columna de interés prospectivo, acuñaamiento de los principales niveles reservorio.
- Existe evidencia directa de migración de Hc por grandes distancias desde las cocinas hacia el borde de cuenca (manaderos).
- Los manaderos presentan petróleos fuertemente biodegradados que actuarían como sello efectivo de los Hc generados en Vaca Muerta.



Play: Lajas *BCGS* No Convencional

- Área prospectiva: 9600 Km²
- Profundidades máx (TD): 4000-5000 m
- Bloques propios y participados: 6400 Km²
(64% Neto YPF: 4160 Km²)
- Bloques No participados: 3200 Km²
- Recursos prospectivos MultiTCF

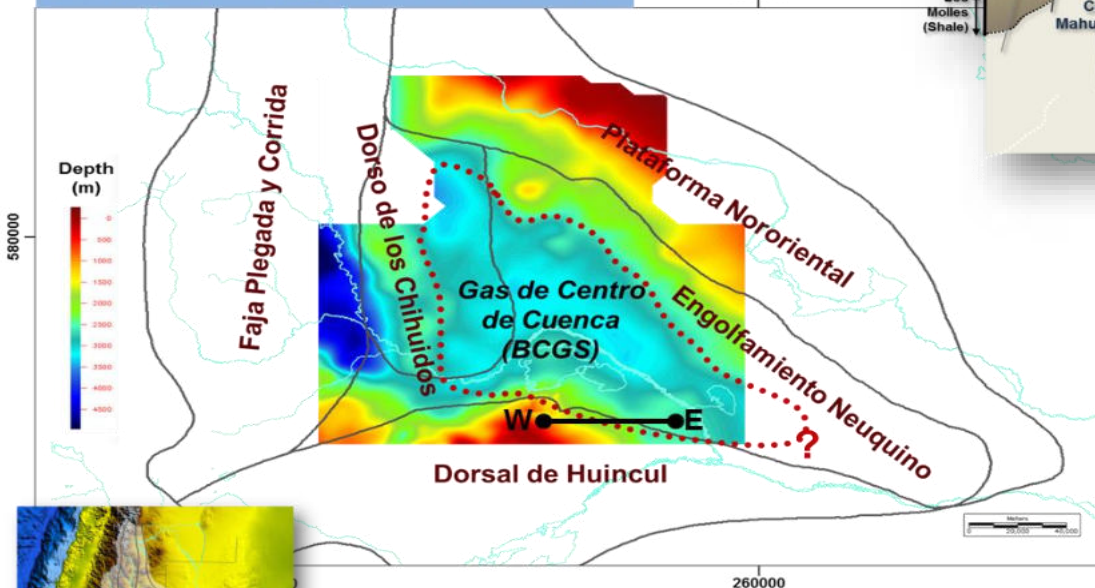


YPF

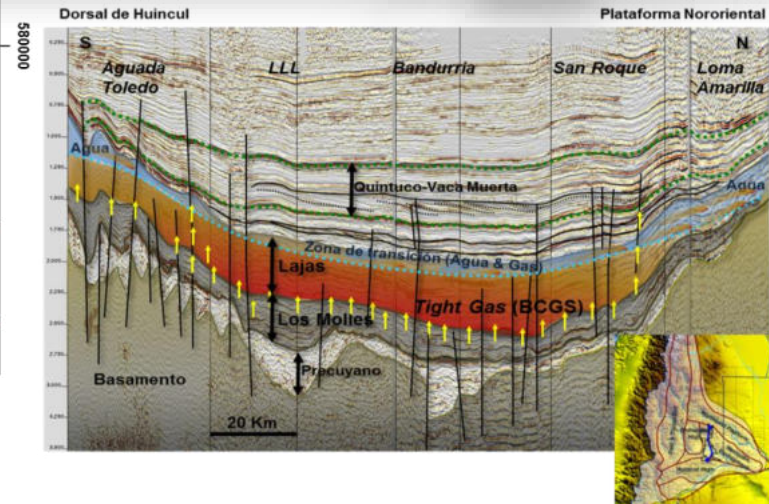
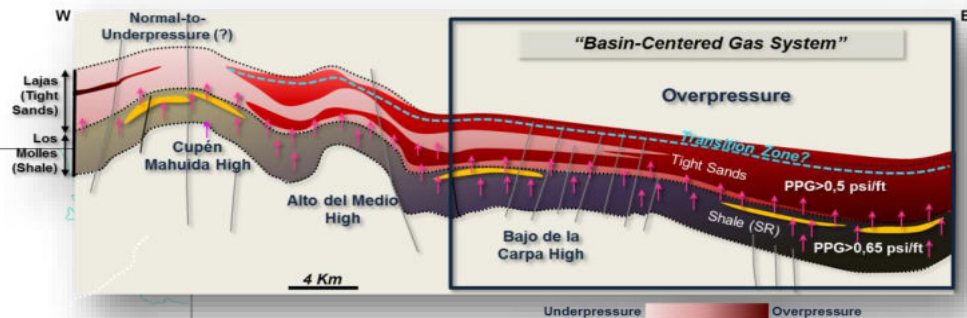
Play “Basin-Centered Gas System” Gr. Cuyo

Mapa Estructural (m) Tope Fm Lajas & configuración areal del concepto “BCGS”

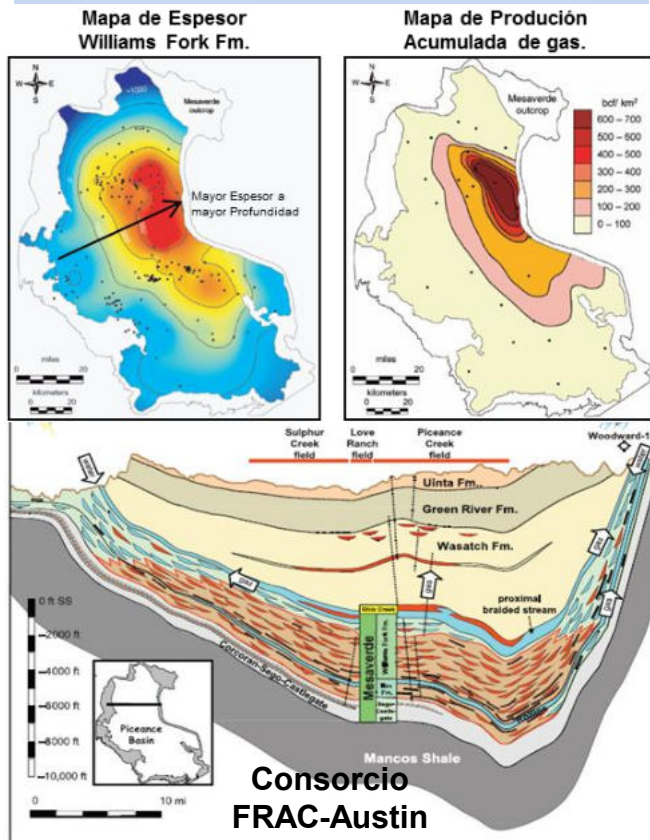
Potencial “BCGS” ~10.000 Km²



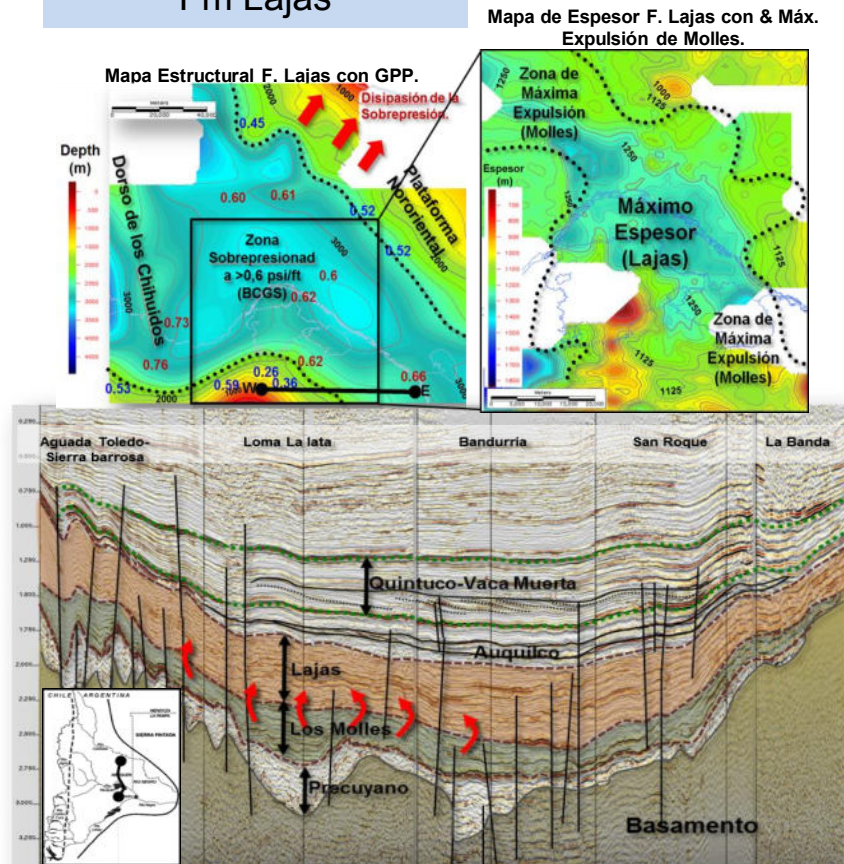
Sección E-W: Modelo “BCGS”



Mesaverde Group (Piceance Basin)

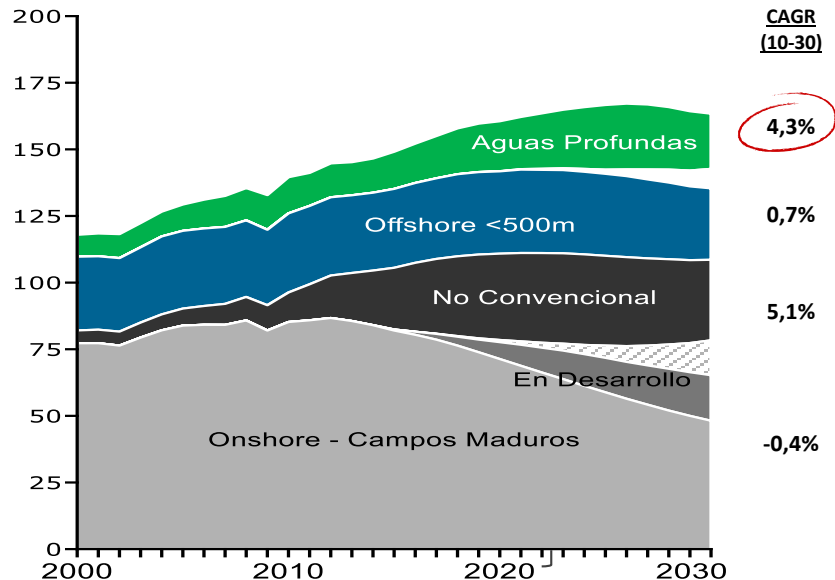


Fm Lajas



PRODUCCIÓN DE AGUAS PROFUNDAS ALCANZARÍA ~18% DEL TOTAL EN 2030

Producción Global de Petróleo y Gas*
(Millones de BOE/día)



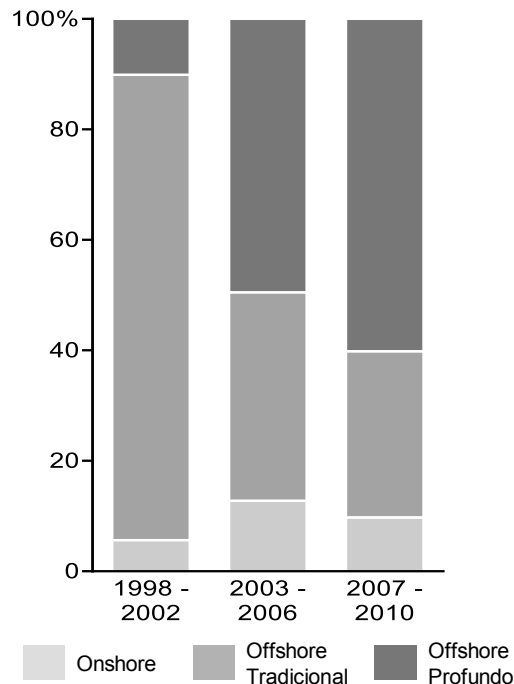
Offshore 31%
Aguas Prof. 10%

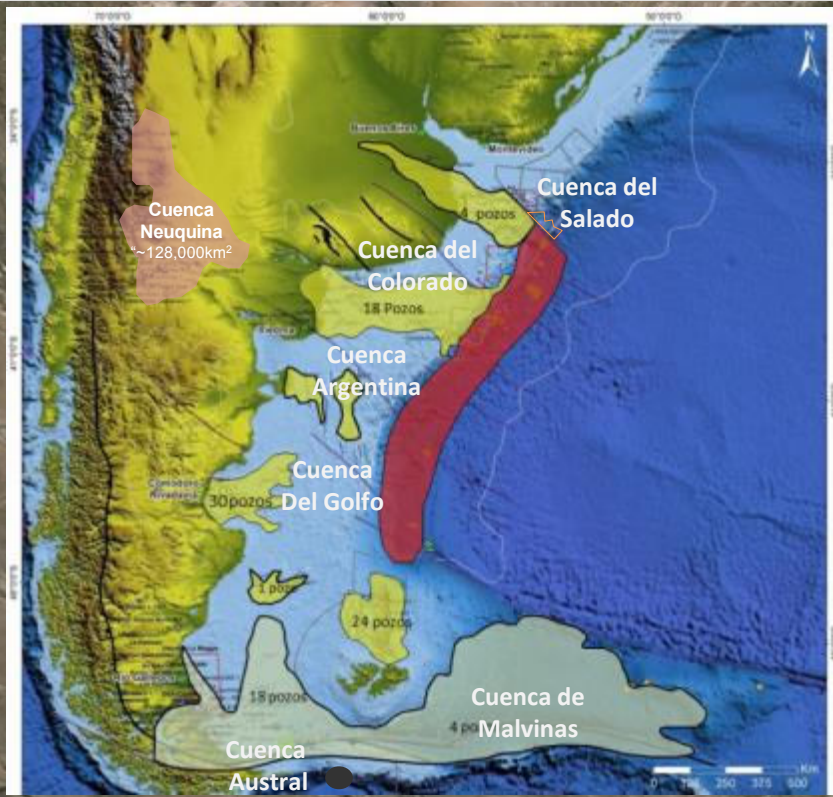


38%
18%

~60% DE LOS GRANDES DESCUBRIMIENTOS DESDE 2003

Grandes Descubrimientos





PLAT AFORMA CONTINENTAL	- Exploración comenzó en los '30-50s en el GSJ. - Sun Oil hizo el primer pozo en la Cuenca del Salado (1969). - Primer descubrimiento en el GSJ testeó 500 BPD de crudo 33° (AGIP, 1970).	Profundidad	100-200 mts. (shallow)
		Superficie	~300,000 km² (2,3x C.Neuquina)
		Pozos Offshore	54*
TALUD CONTINENTAL	- Área con mayor potencial geológico offshore. - No se registra actividad exploratoria.	Profundidad	1000-4000mts. (deepwater)
		Superficie	~160,000 km² (1,3x C.Neuquina)
		Pozos Offshore	0
AUSTRAL - MALVINAS	- El éxito de la cuenca Austral llegó al Offshore en los 80s. - Mayor descubrimiento fue Carina de 3 TCF de Gas (Total). - Primera producción en 1989 en Yacimiento Aries (Total).	Profundidad	100-800mts. (shallow/deep)
		Superficie	~130,000 km² (1,0x C.Neuquina)
		Pozos Offshore	18**

Solamente se perforaron 13 pozos con profundidad de agua mayor a 400 metros en una extensión de ~600.000km² (4,5 veces la Cuenca Neuquina)

(*) perforados en las márgenes (Malvinas Norte no incluido), centro de Cuenca inexplorado. (**) Malvinas Oriental y Austral no incluidos.

Plan Exploración Argentina

Revisión integral de
cuencas sedimentarias

Análisis de 21 cuencas
a nivel regional

Mapa de Oportunidades

Visualizar áreas de interés
prospectivo

Reconocimiento de áreas
en 14 provincias

Exploración de Frontera

Nuevo impulso de YPF en la
exploración de alto Riesgo

Perforación de 25 pozos
de estudio

Registración de sísmica 2D y 3D



24

 cuencas sedimentarias

Cuencas productivas

NOA paleozoica
NOA cretácica
Cuyana

Neuquina
Golfo San Jorge
Austral

Exploración de frontera

Chacoparanaense
Bolsones Intermontanos
Gral. Lavalle
Mercedes
Macachín
Salado
Claromecó
Colorado
Península Valdez

Ñirihuau
Somoncuro-Cdon. Asfalto
El Tranquilo
San Julián
Plataforma Argentina
Rawson
Malvinas Norte
Malvinas Occidental
Malvinas Oriental

- Los resultados obtenidos confirman a **Vaca Muerta** como shale *play* de clase *Mundial*.
- Los **Objetivos Profundos** constituyen una oportunidad exploratoria en cuencas productivas.
- El declino natural de las reservas de los proyectos existentes deberá ser compensado en parte con **el aumento del factor de recobro**.
- El **desarrollo tecnológico** tendrá un rol muy importante en el desarrollo de **crudos pesados y EOR**. Ciencias tales como la física, la química, la biotecnología y nanotecnologías deberán ser capaces de generar estos cambios.
- La **exploración de frontera**, particularmente el **offshore**, es el principal potencial remanente de gran tamaño en reservorios convencionales.
- Existe un importante reto por delante para las compañías operadoras y de servicios para **reducir los costos** de manera de **incorporar y mantener** nuevas reservas.



The image features a wide-angle landscape shot of a desert region. In the foreground, there are rolling, arid hills with sparse vegetation. A railway track runs horizontally across the lower third of the frame. To the left, an oil drilling rig stands tall, supported by guy wires. Below the rig, there are several white and blue industrial containers or trailers. In the background, a range of dark, rugged mountains is visible, with the highest peaks covered in snow. The sky is a deep blue with scattered white clouds. Overlaid on the right side of the image is the YPF logo in large, bold, black letters, with the slogan 'NUESTRA ENERGÍA' in a smaller, bold, black font directly beneath it.

YPF

NUESTRA ENERGÍA