



Estrategia de gestión 2013 - 2017

Plan de los 100 días

30 de Agosto, 2012



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 planificados 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 2011, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

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.

1 Contexto

2 Plan de alto impacto 2012 - 2013

3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Valor para los accionistas

Seguridad y
medio ambiente

Profesional

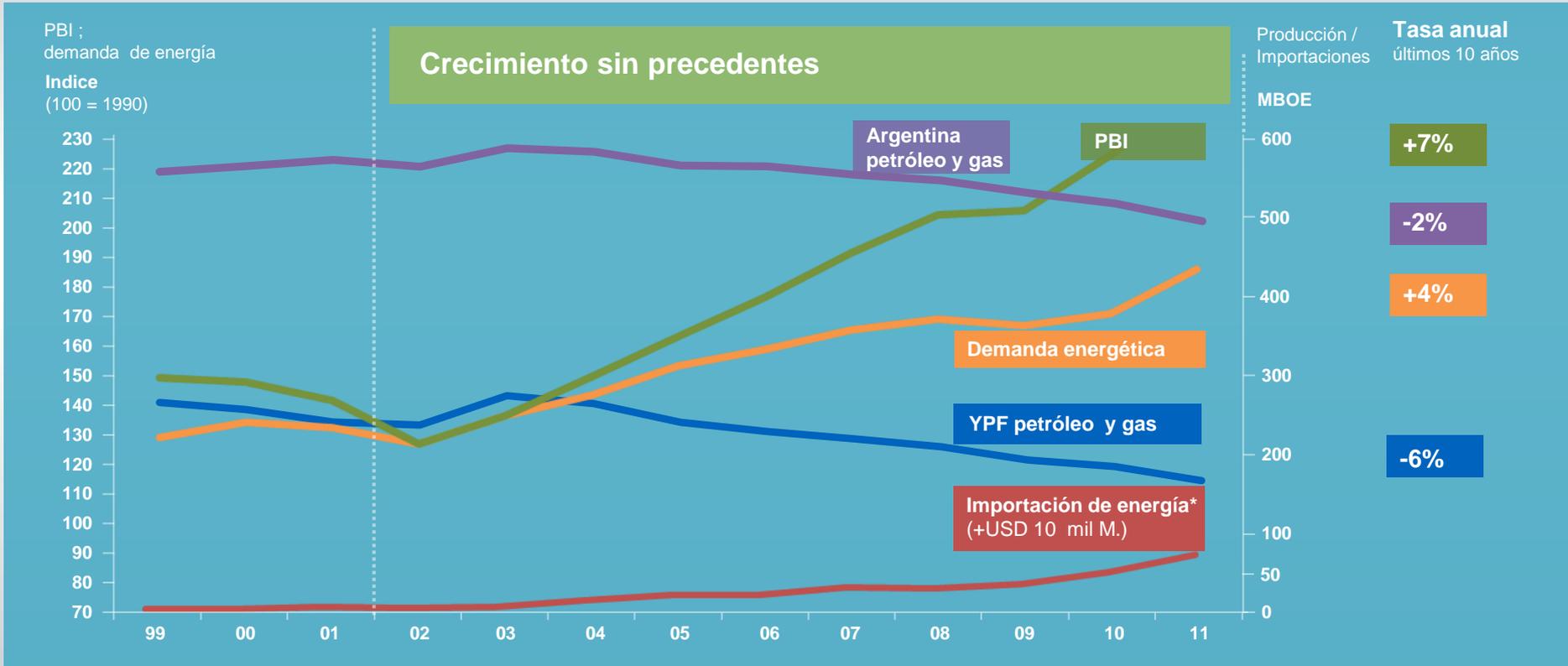
Competitiva

Global

Sentido nacional

Integrada

La demanda de energía en Argentina ha superado el suministro doméstico



Fuente: IMF, World Bank, Secretaría de Energía de la Nación

* Volumen de importación de energía primaria

▶ **Estrategia de crecimiento rentable**

Alto impacto ▶
Detener el declino

Crecimiento ▶

Establecer nuevo ADN operativo

Yacimientos maduros

Recursos no convencionales en modo factoría

Refino y comercialización

Nuevo paradigma

Cambiar el futuro del sector energético

Desarrollo masivo de recursos no convencionales

Argentina: exportador de energía

Nueva plataforma de trabajo

Revertir la tendencia negativa

1 Contexto

2 Plan de alto impacto 2012 - 2013

3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Equipo
de gestión
experto

200+

años de experiencia
acumulada en
petróleo y gas



**Experiencia local
e internacional**

**+15 años
de experiencia
en la industria
en promedio**

Seguridad y
medio ambiente
primero

45.000

Participantes en el
programa de formación
técnica y productividad

Creación de la función **CSSMA** a nivel corporativo con reporte directo al CEO

Compromiso con el medio ambiente
Mapeo de procesos y capacidades para minimizar el impacto

Estándares de calidad como clave de la eficiencia operativa

YPF Y LOS TRABAJADORES

Programa de capacitación técnica focalizado en la seguridad y productividad de los trabajadores

+ 45,000
participantes

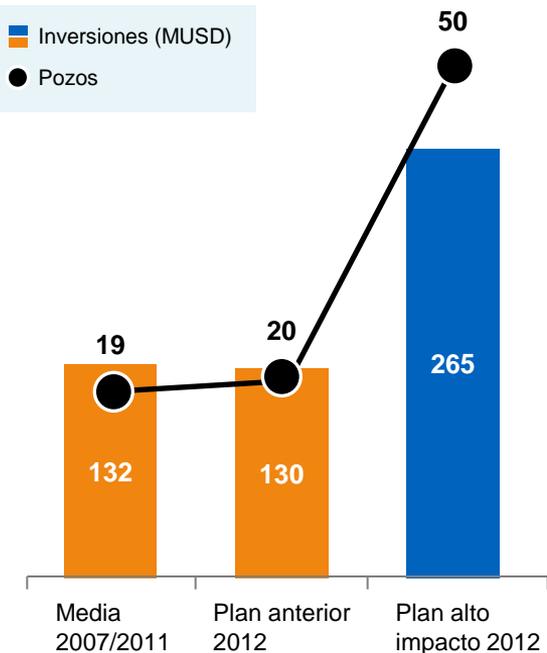
+ 220
instructores

Relanzamiento
exploración

X 2.5

50 pozos
exploratorios
en 2012

Inversiones y pozos



Proyectos de alto impacto

9 Pozos

Relanzamiento **exploración gas convencional** (Cuenca Neuquina, CGSJ) e Incremento exploración **tight gas** (Lajas-Molles)

15 Pozos

Exploración en dominio minero maduro con rápida puesta en producción de recursos adicionales

Pozos exploratorios

● Situación inicial
Abril 2012

● Situación actual
Agosto 2012

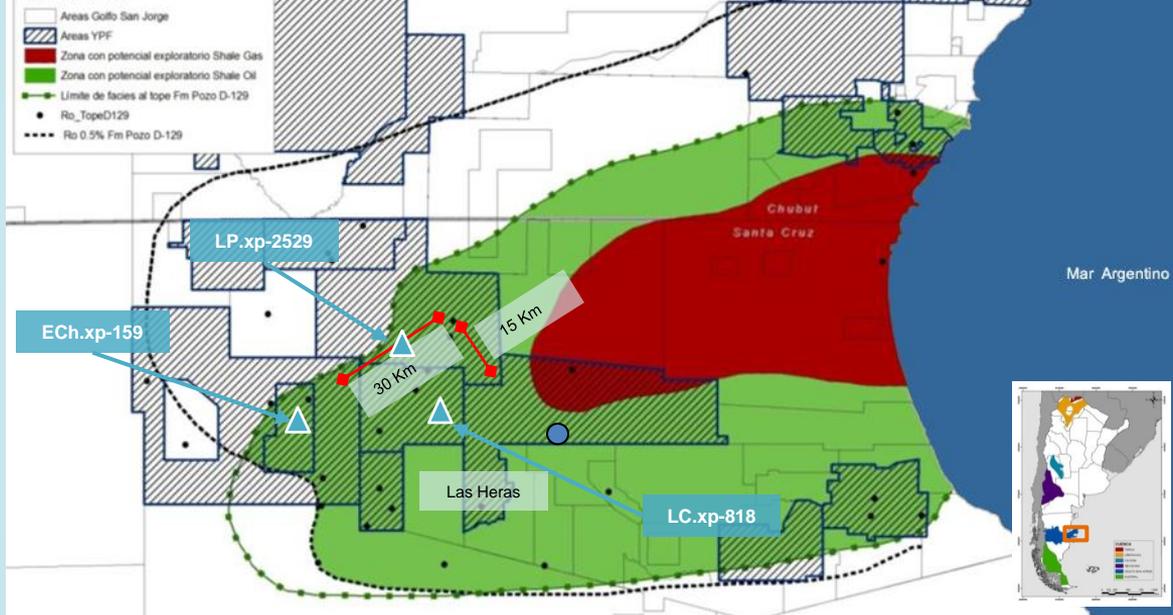


5 nuevos
descubrimientos
de shale

3 D-129
Golfo San Jorge

2 Vaca
Muerta

Formación D129 - Golfo de San Jorge



- ▲ Pozos exploratorios exitosos
- Pozos con información geoquímica

Área total delineada: 747 km²

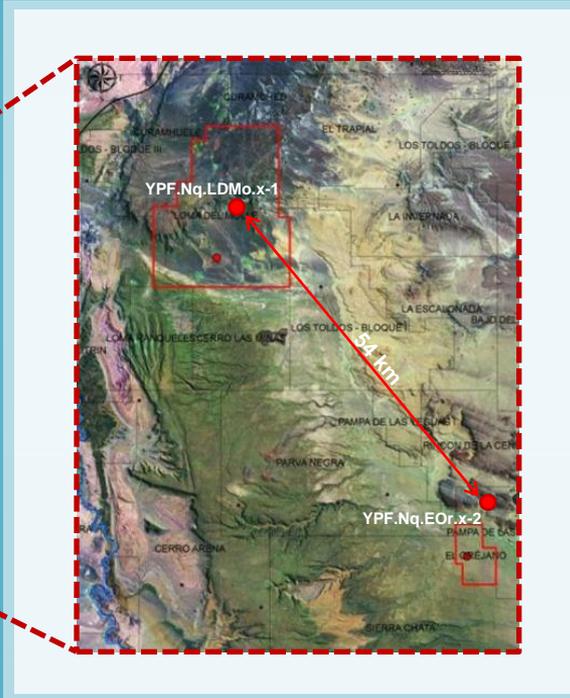
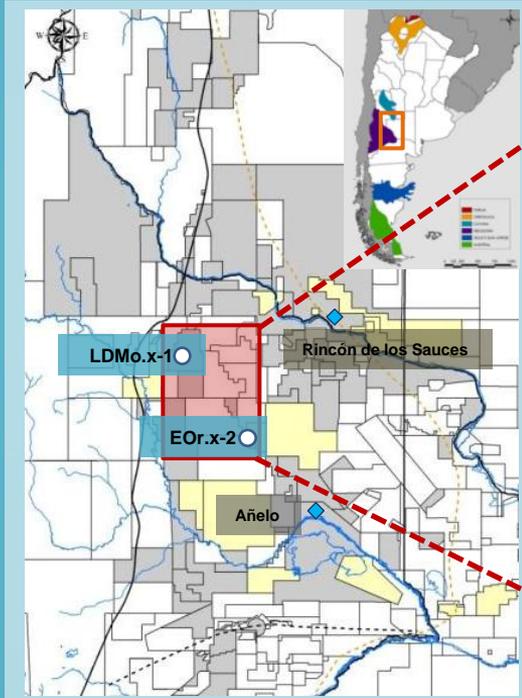
Bloques 100% de YPF:

- Cañadón Yatel: 237 km²
- Los Perales-Las Mesetas: 1202 km²
- El Guadal - Lomas del Cuy: 531 km²



Presentado a la SEN en Abril y Junio 2012

- Productividad probada en roca madre adicional: extendiendo el shale oil y shale gas a la cuenca productiva más antigua de Argentina



LDM.x-1 (Loma del Molle.x-1)

Locación

67 km al OSO de la localidad de Rincón de los Sauces

Participación en exploración

YPF 45% (operador),
Exxon-Mobil 45% y G&P 10%

EOr.x-2 (El Orejano.x-2)

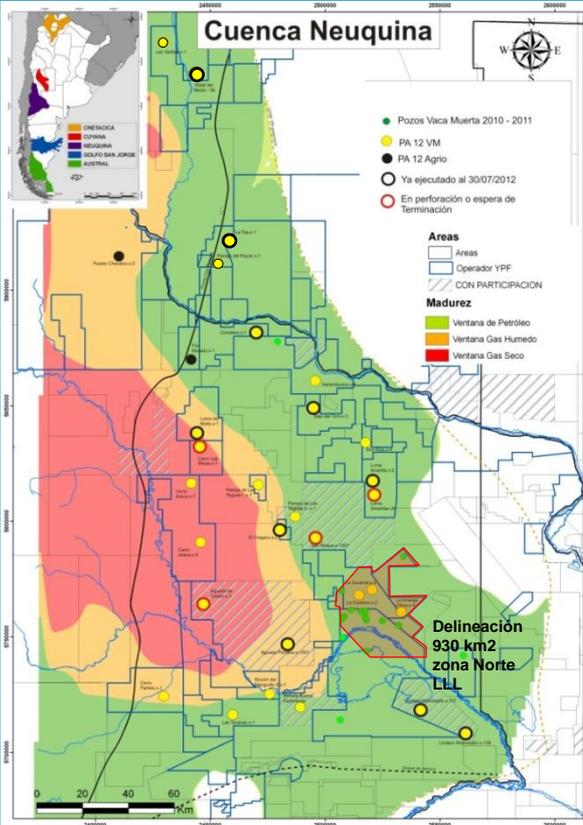
Locación

60 km al NO de la localidad de Añelo

Participación Exploración

100 % YPF

Presentado a la SEN el 13/08/12



Delineación completa en curso

Asegurar acreage shale

Aumento de valor del acreage shale

Delineación de nuevos clusters de desarrollo

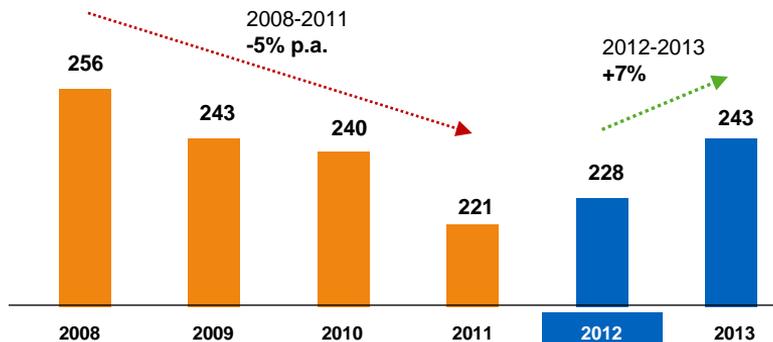
2012

**Detener
el declino**

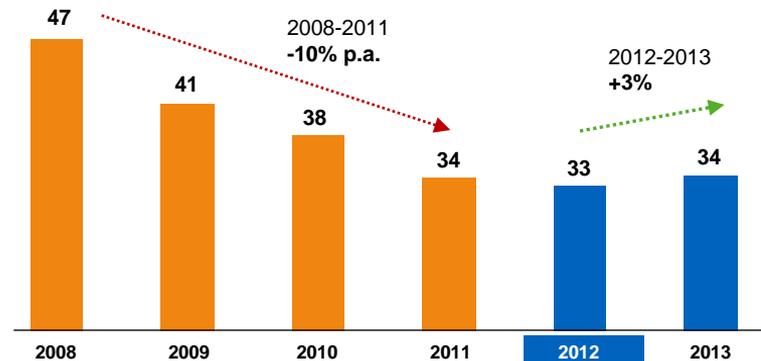
2013

**Retomar el
crecimiento**

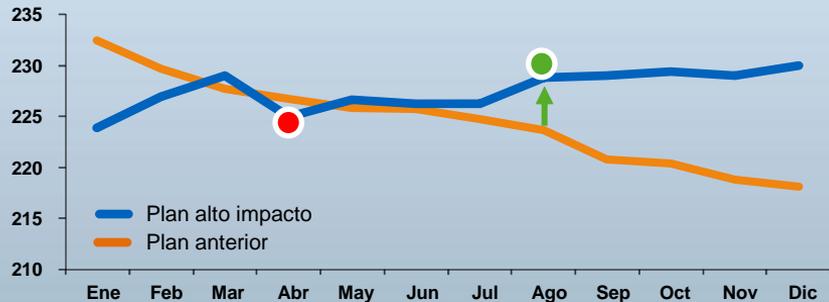
Producción petróleo (Kbbl/d)



Producción gas (Mm³/d)



● Situación inicial ● Situación actual



● Situación inicial ● Situación actual

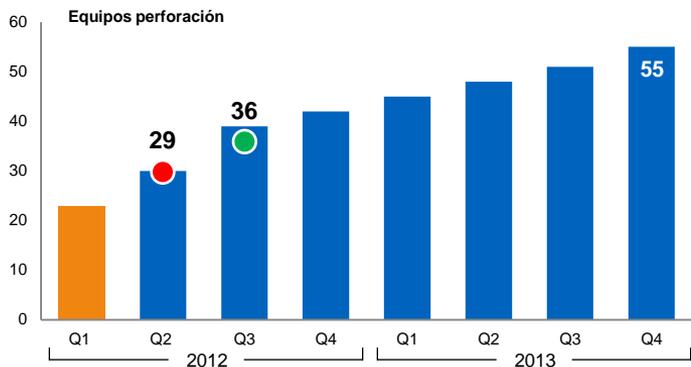


Petróleo

Equipos

● Situación inicial
Abril 2012

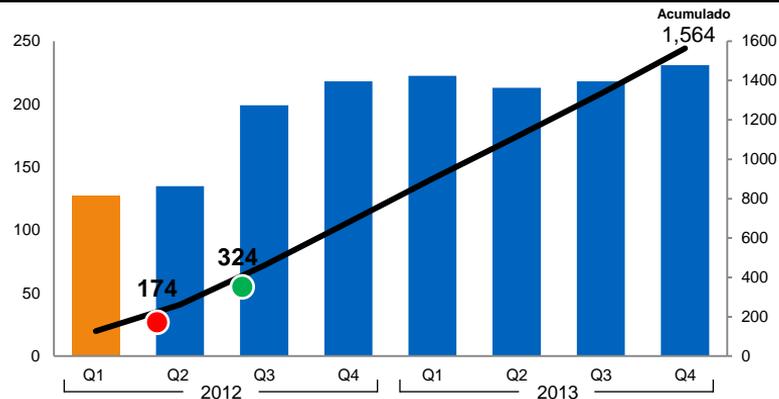
● Situación actual
Agosto 2012



Pozos perforados

● Situación inicial
Abril 2012

● Situación actual
Agosto 2012

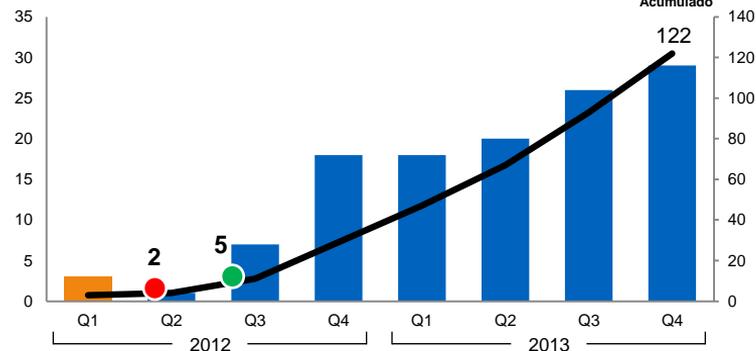


Gas

Equipos perforación e intervención



Acumulado

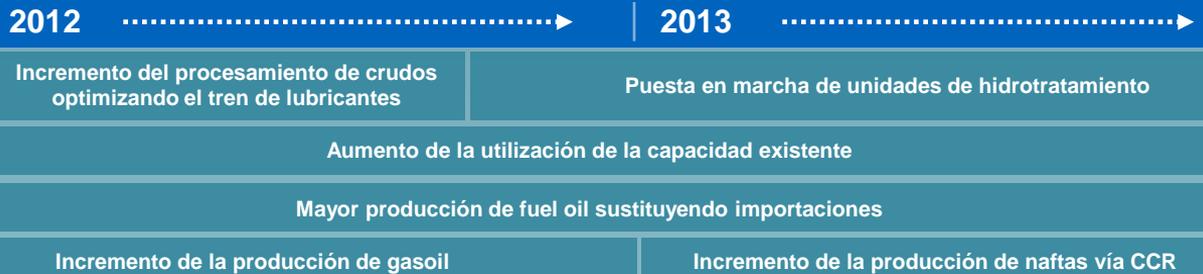


Aumento
de producción
de refinados

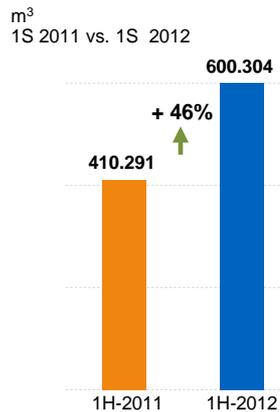
Reducción de
importaciones

+ 7%
en 2012 vs. Plan anterior

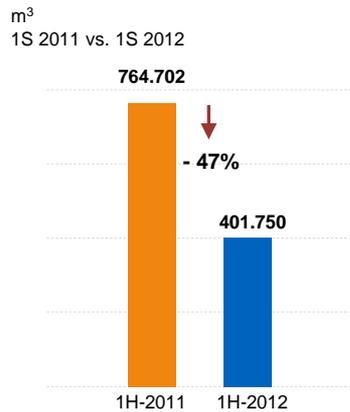
- 47%
en 1S-2012 vs. 1S-2011



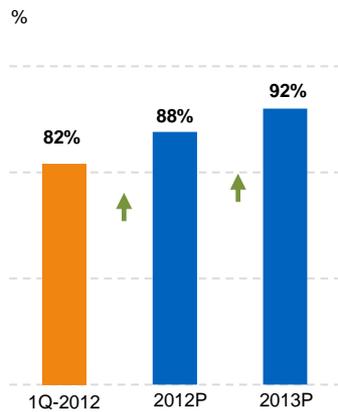
Producción de fueloil



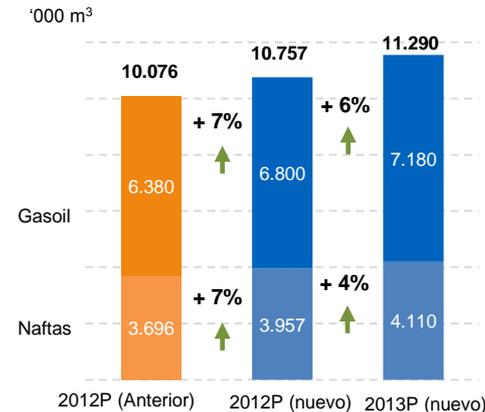
Importaciones de naftas, gasoil y jet



Factor de utilización



Producción de productos refinados



Estabilidad
financiera

asegurada

Mantuvimos y extendimos las líneas de crédito locales

El único acreedor que exigió la aceleración del repago de la deuda fue Repsol (USD 125 millones, pago ya realizado), todos los otros acreedores enviaron “waivers”, cartas de no-aceleración o continúan trabajando con la compañía como siempre

Repagamos la ON internacional 2028

Lanzamiento inminente de obligaciones negociables locales a través de 6 prominentes bancos locales

Recibimos propuestas de financiamiento cross-border por parte de bancos internacionales

Convocatoria de asamblea de accionistas para ampliar el programa de emisión; mandato de un primer tramo internacional entregado a una institución de primera línea

Planeando non-deal roadshow para comunicar el plan estratégico a la comunidad financiera internacional

1 Contexto

2 Plan de alto impacto 2012 - 2013

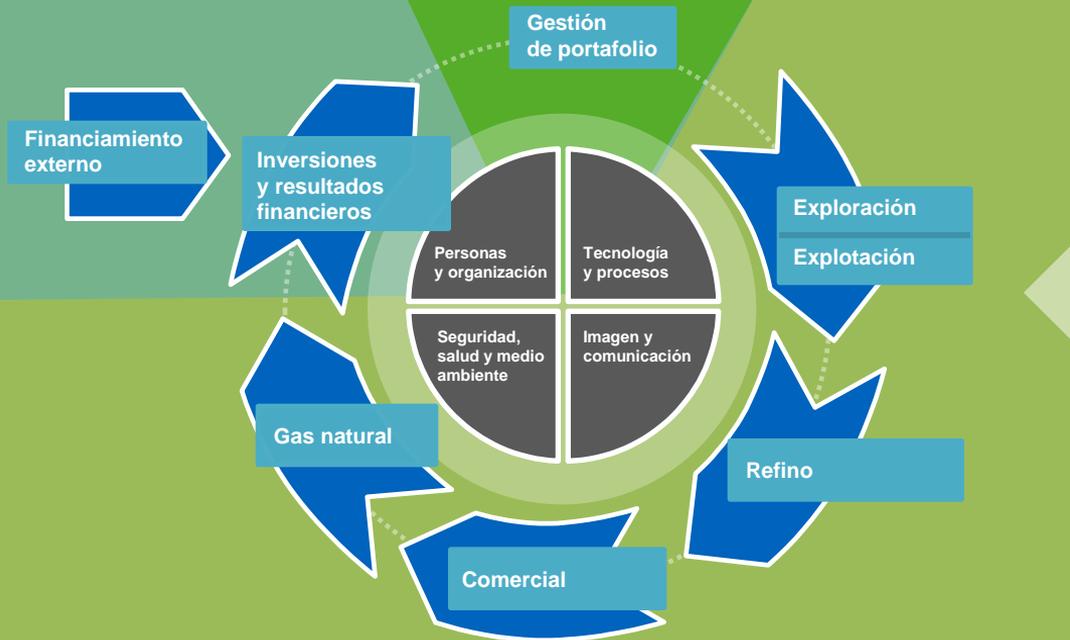
3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Flujo de caja y generación de valor

Recursos

Suministro



Objetivo

Generar valor

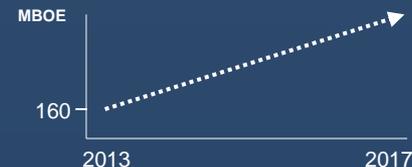
↓
Inversiones

↓
Maximizar el valor de la compañía

Plan estratégico

Cartera de proyectos con TIR > costo de capital

Impacto en producción/ suministro

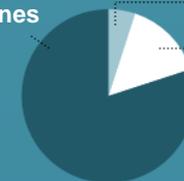


Usos de caja generada

Inversiones

Dividendos

Pago de deuda



Portafolio
sólido con
alto potencial
adicional

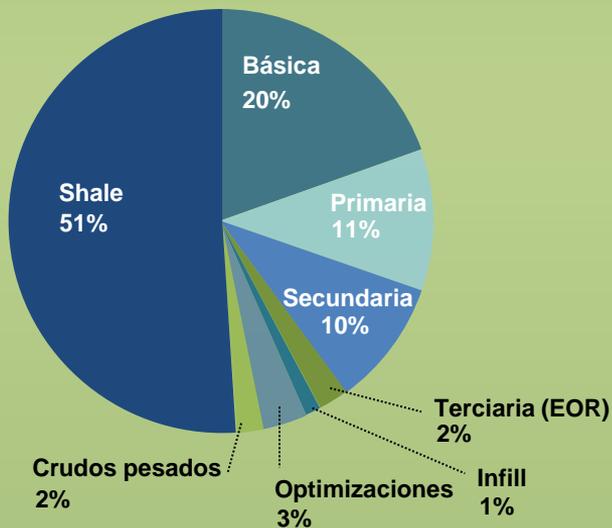
2.400 Mbbbl
Recursos de petróleo

400.000 Mm³
Recursos de gas

Petróleo

Total
2.426 MBbl

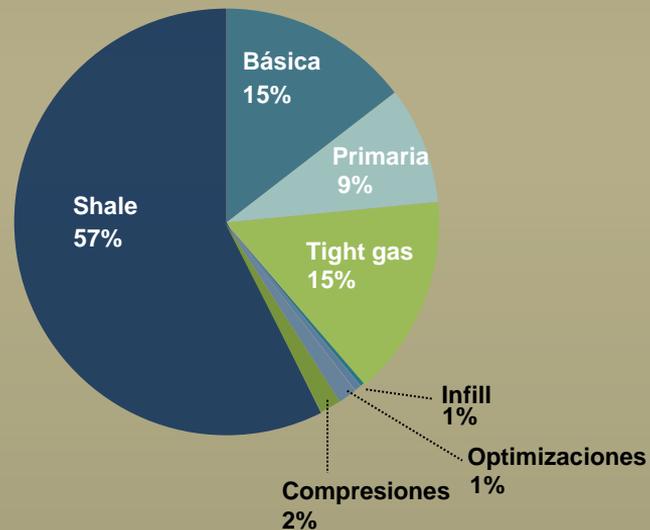
+500 Proyectos
caracterizados



Gas

Total
400.750 Mm³
(14 TCF)

+100 Proyectos
caracterizados



Sólo el 20% de la cartera de recursos está en reservas probadas (que sustenta mayoritariamente el plan de producción 2013-2017)

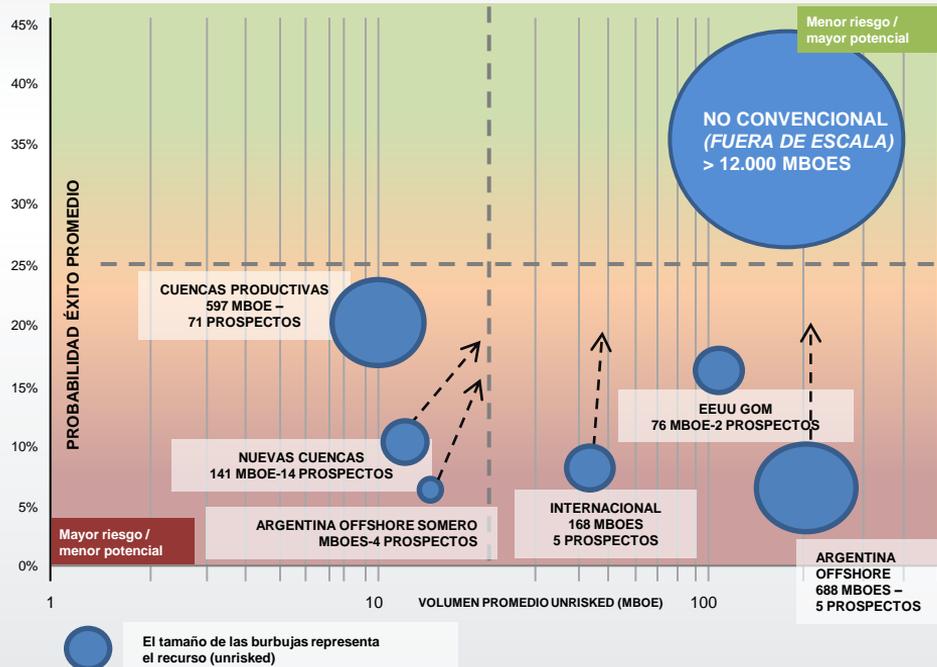
Renovar el
enfoque de la
exploración

250

Pozos exploratorios

2013 - 2017

Portafolio exploratorio



Inversión y actividad en exploración

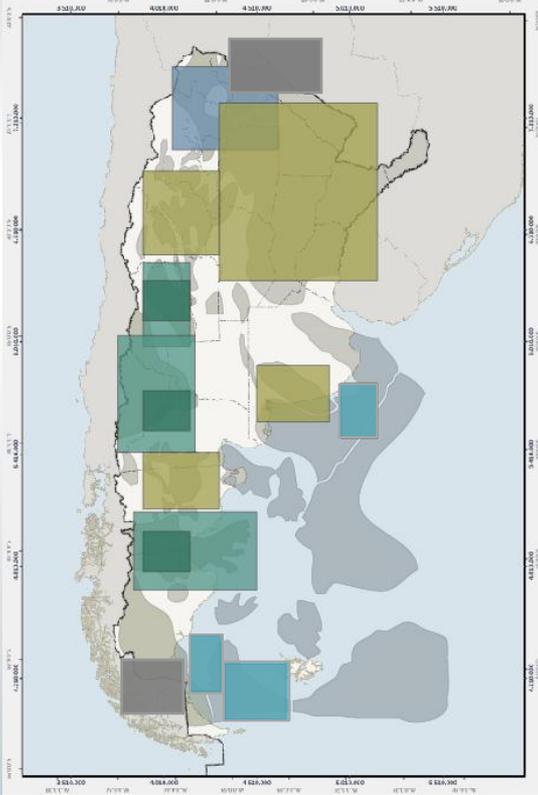
Promedio anual	2007 - 2011	2012 - 2017
Inversión (MUSD)	132	288
Pozos exploratorios	19	50

Total 5 años	2007 - 2011	2012 - 2017
Inversión (MUSD)	660	1.440
Pozos exploratorios	90	250

Valor esperado del proceso no incluido en curvas de producción

El vector de crecimiento exploratorio se focaliza en la extensión de cuencas productivas y en caracterizar recursos no convencionales

Cobertura integral de cuencas y conceptos exploratorios alineados con los objetivos estratégicos



Exploración en cuencas productivas

- Relanzamiento exploración gas convencional (Cuenca Neuquina, CGSJ)
- Exploración en dominio minero maduro con rápida puesta en producción
- Investigar faja de crudos pesados

Exploración no convencional

- Viabilizar los plays no convencionales (VM, Lajas-Molles, GSJ, Agrio y Cuyana)
- Vector de crecimiento petróleo y gas
- Grandes tallas
- Requieren esfuerzos en inversiones

Exploración offshore

- Iniciar la exploración en la Cuenca del Colorado y del margen norte de la Plataforma Continental Argentina
- Relanzar la exploración en las cuencas Austral y Malvinas

Exploración nuevas cuencas

- Definir el potencial de las cuencas actualmente sin producción en base al Plan Argentina

Exploración internacional

- Exploración en países de la región en línea con los objetivos estratégicos



Convencional



No convencional



Aumento en
la producción
de petróleo

+29%

Tasa de producción

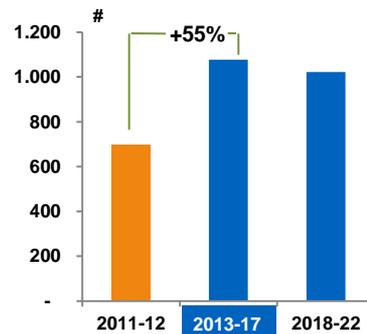
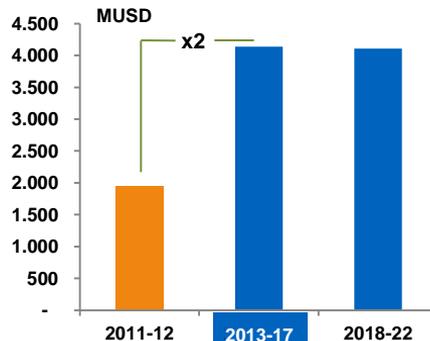
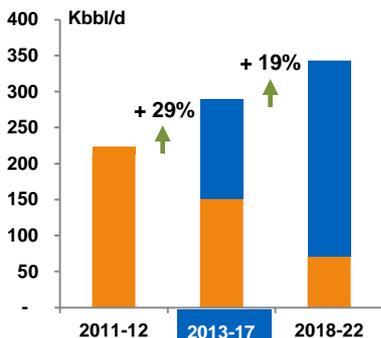
Promedio 2013-2017 vs. 2011-2012

Producción

Inversión

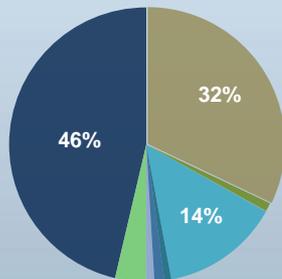
Pozos

Promedio anual

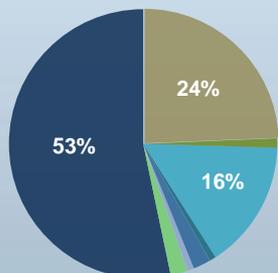


2013 - 2017
(incremental)

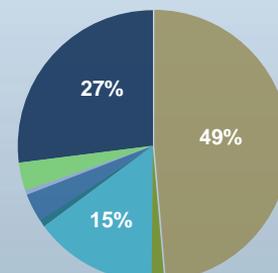
251 Mbbbl



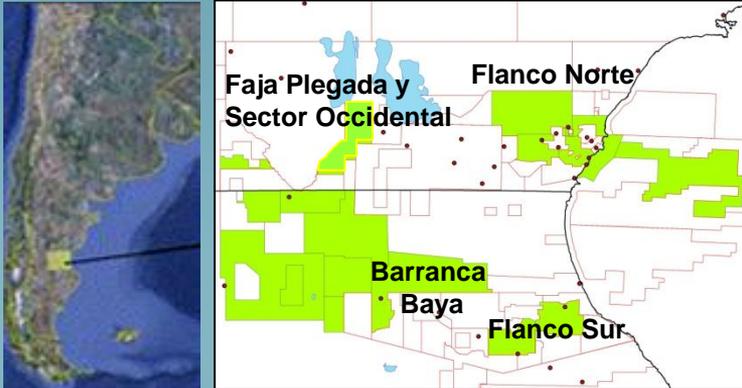
USD 19.600 millones



5.380 pozos



- Shale Oil
- Crudos pesados
- Optimización - secundaria
- Optimización - primaria
- Infill Drilling
- Terciaria (EOR)
- Desarrollo - secundaria
- Desarrollo - primaria
- Básica



Desarrollo primario Barranca baya

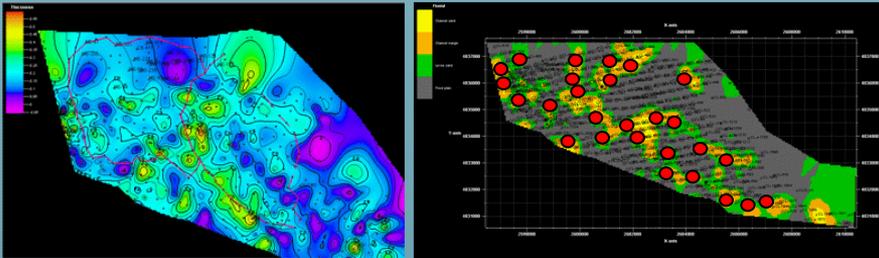
Estrategia desarrollo

- Caracterización detallada de fajas de canales
- Disminuir distanciamientos
- Ubicaciones de pozos geológicamente optimizadas
- Optimización de terminación y puesta en producción

Fecha de descubrimiento	1961
Límite de concesión	Noviembre 2017
OOIP/OGIP	780 MBbl (164 Mm ³)
Factor recobro actual	11 % Fr Final 15 %

Parámetros clave

Petróleo (Kbbls)	49.938
Gas (Mm ³)	330
Inversión (MUSD)	1.517
Pozos	886
Workovers	397
Costo desarrollo (USD/Boe)	29





Área Los Perales

Estrategia desarrollo

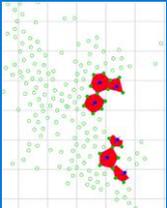
- Masificación de proyectos de recuperación secundaria
- Optimización integral de producción
- Desarrollo de áreas no explotadas
- Proyectos de recuperación terciaria
- Retar límites técnicos y aplicar nuevas tecnología

Fecha de descubrimiento	1975
Limite de concesión	Noviembre 2017
OOIP/OGIP	1704 MBbl (271 Mm ³)
Factor recobro actual	12 % Fr Final 22%

Parámetros clave

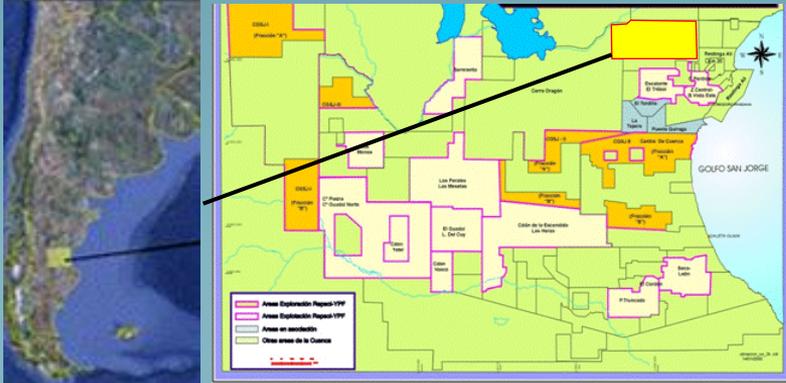
Petróleo (Kbbls)	106.443
Gas (Mm ³)	455
Inversión (MUSD)	3.834
Pozos	1.548
Workovers	1.618
Costo desarrollo (USD/Boe)	35

Estado actual



Desarrollo Propuesto





Manantiales Behr - Polímeros Grimbeek

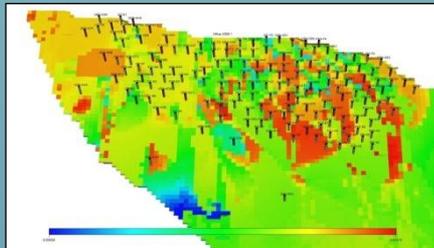
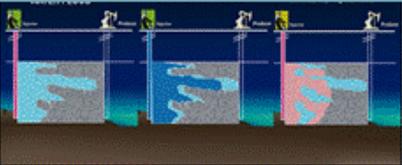
Estrategia desarrollo

- Maximizar recuperación mediante proceso más eficiente
- Piloto para demostrar inyectividad
- Masificación de la tecnología luego de una secundaria corta
- Retar límites técnicos y aplicar nuevas tecnologías

Fecha de descubrimiento	1930
Límite de concesión	Noviembre 2015
OOIP/OGIP	730 MBbl (117 Mm ³)
Factor recobro actual	20 % Fr Final 30 %

Parámetros clave

Petróleo (Kbbls)	39.200
Gas (Mm ³)	453
Inversión (MUSD)	1.564
Pozos	801
Workovers	684
Costo desarrollo (USD/Boe)	37



Aumento en
la producción
de refinados

+37%

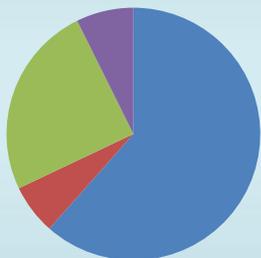
Gasoil y naftas

2017 vs. 2013

Inversión

Total 2013-2017

USD 8.000 millones



■ Refinación ■ Petroquímica
■ Logística ■ Marketing



Ampliación de la capacidad de refinación

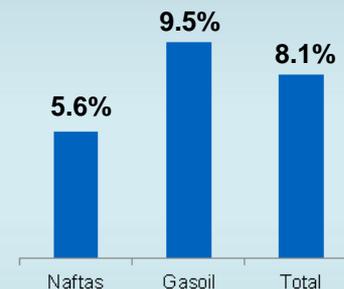
Contribución por proyecto

	Utilización	Capacidad	Upgrading	Conversión
Naftas	6%	3%	10%	5%
Gasoil	8%	18%		18%

+	+	+	+
Crudo liviano	Capacidad topping y vacío	Capacidad alquilación y reforming	Capacidad hydrocracking y coking

Aumento de productos refinados 2013 - 2017

Tasa de crecimiento anual



Incremento total 2013-2017

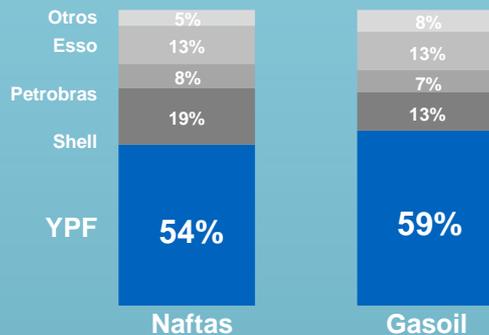
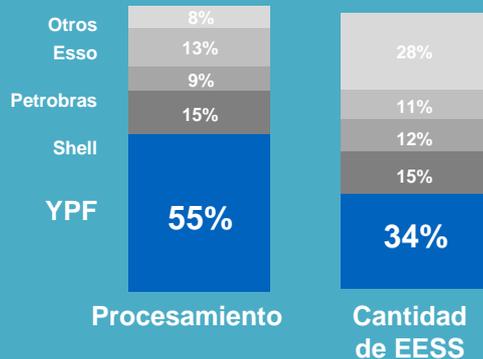
Naftas **24%**

Gasoil **44%**

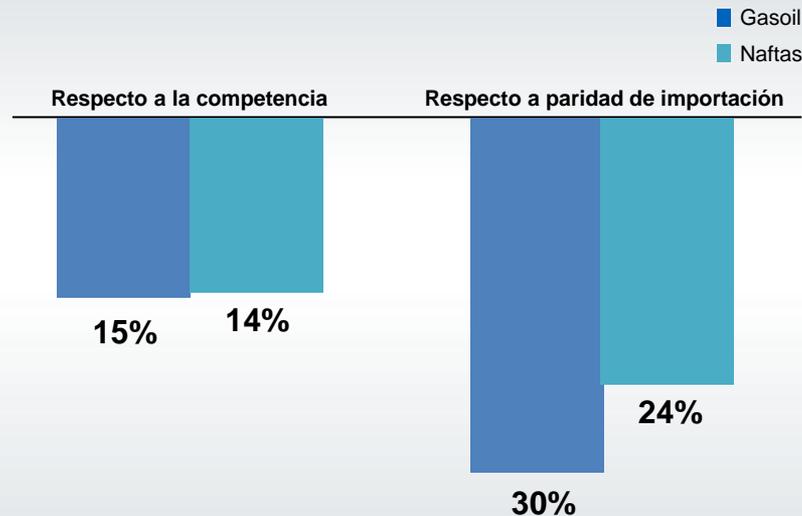
Total **37%**

Fuerte posicionamiento y flexibilidad comercial

Participación de mercado (2011)



Brechas de precio (2012 a la fecha)



El incremento de producción de productos refinados en un 8% anual permitirá a YPF satisfacer la demanda creciente y a la vez reducir la brecha de precio con la competencia manteniendo una posición de liderazgo en el mercado



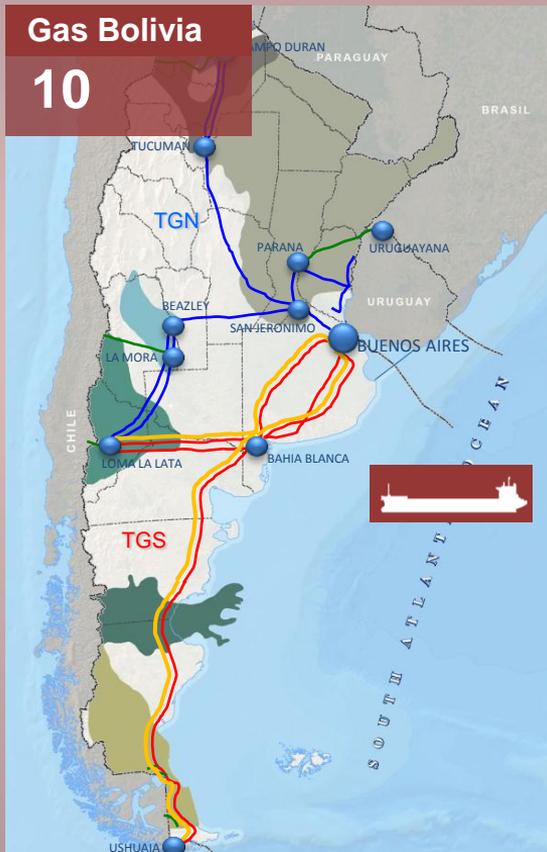
Relanzamiento desarrollo de gas natural

+23%

Tasa de producción
Promedio 2013-2017 vs. 2011-2012

Gas Bolivia

10



Precios importación

USD/Mbtu

Gasoil

23

Fuel oil

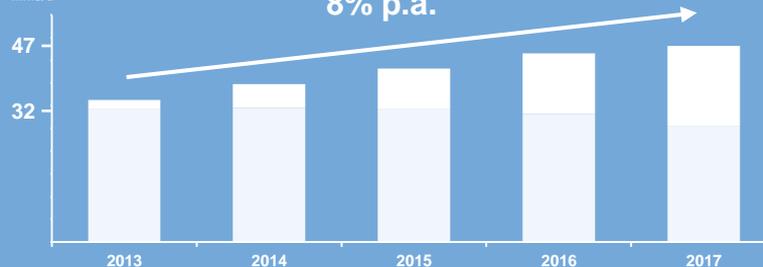
18

GNL

13-17

Gas

Mm3/d



USD 6.500 millones
inversiones 2013-2017

para impulsar la producción local de gas

Sustituciones de importaciones con producción local de gas

Precios locales

USD/Mbtu

Gas plus

4 - 7

Industria

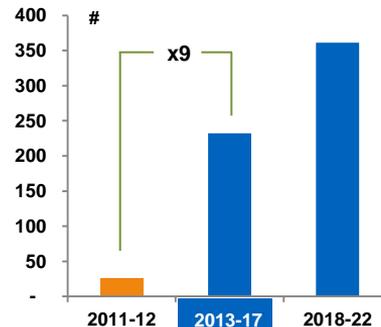
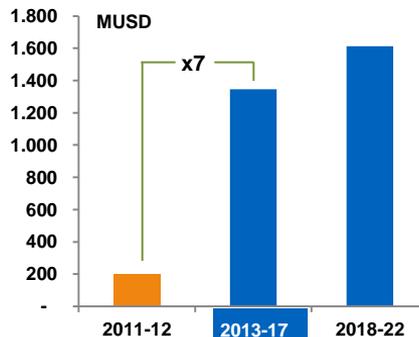
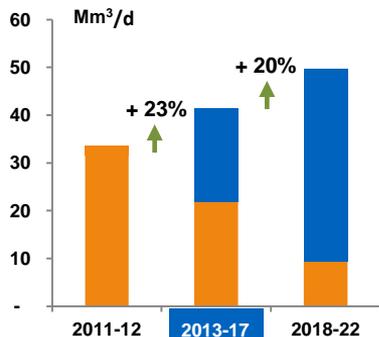
4 - 6

Producción

Inversión

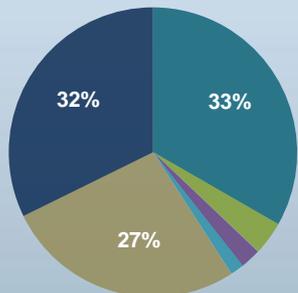
Pozos

Promedio anual

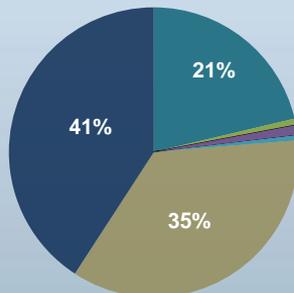


2013 – 2017
(incremental)

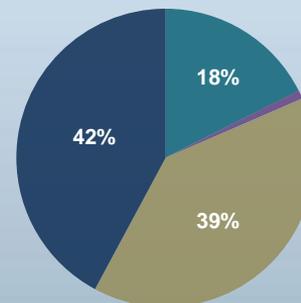
35.687 Mm³



USD 6.500 millones



1.160 pozos

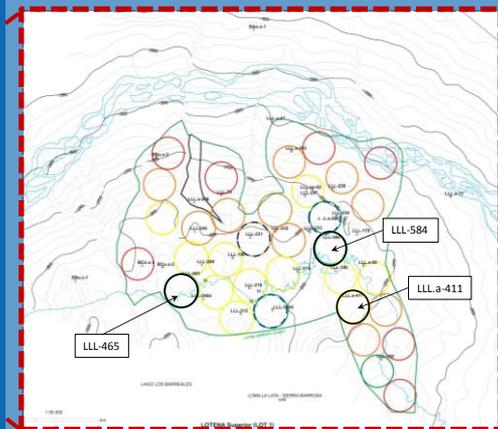
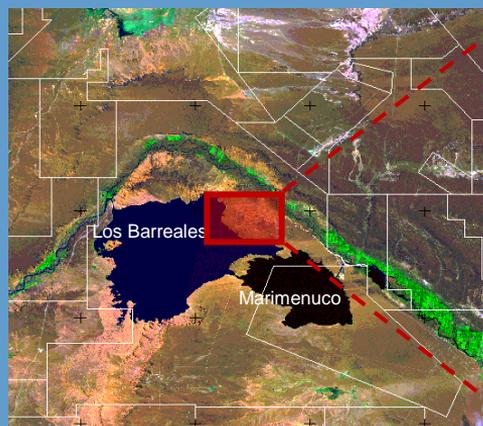


- Shale
- Tight gas
- Desarrollo
- Optimizaciones
- Compresión
- Infill Drilling
- Básica

Lotena (Loma la Lata, Cuenca Neuquina)

Desarrollo integral del yacimiento Lotena en el bloque Loma La Lata - Sierra Barrosa

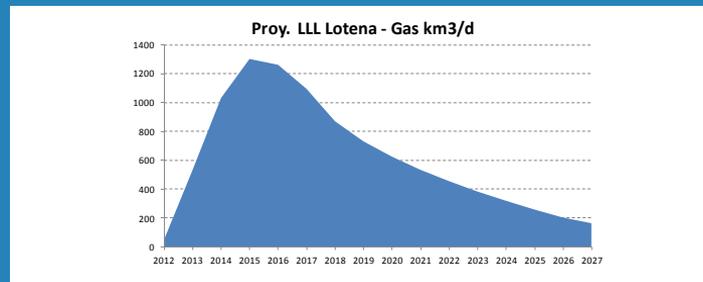
El proyecto contempla obtener información del reservorio y desarrollo de gas en la zona (verificación del modelo, geometría de los reservorios, delineación de estructuras) para desarrollar 22 M BOE



Producción de gas acumulada, actividad e inversión

Gas Mm ³		Pozos nuevos		Reparaciones		Capex M U\$S	
2012	Total	2012	Total	2012	Total	2012	Total
18	3587	1	18	2	6	11	227

Curva de producción



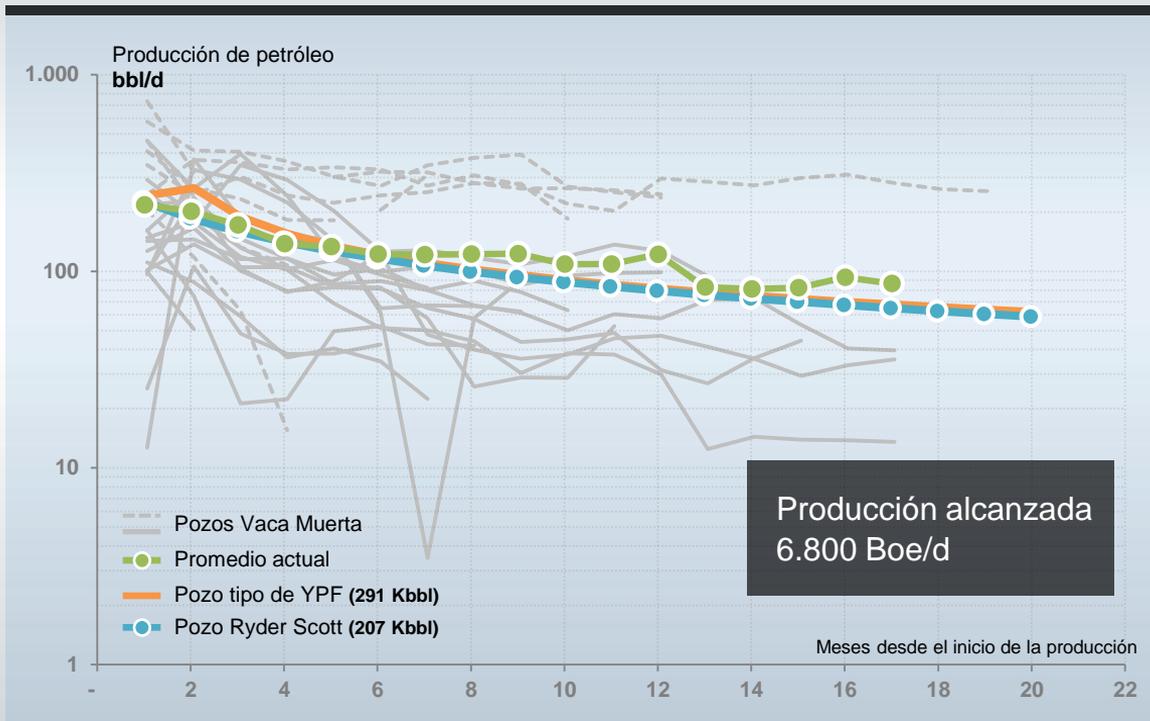
Desarrollar
el potencial
de shale

+100 Kbbbl/d

Petróleo en 2017

+13 Mm³/d

Gas en 2017

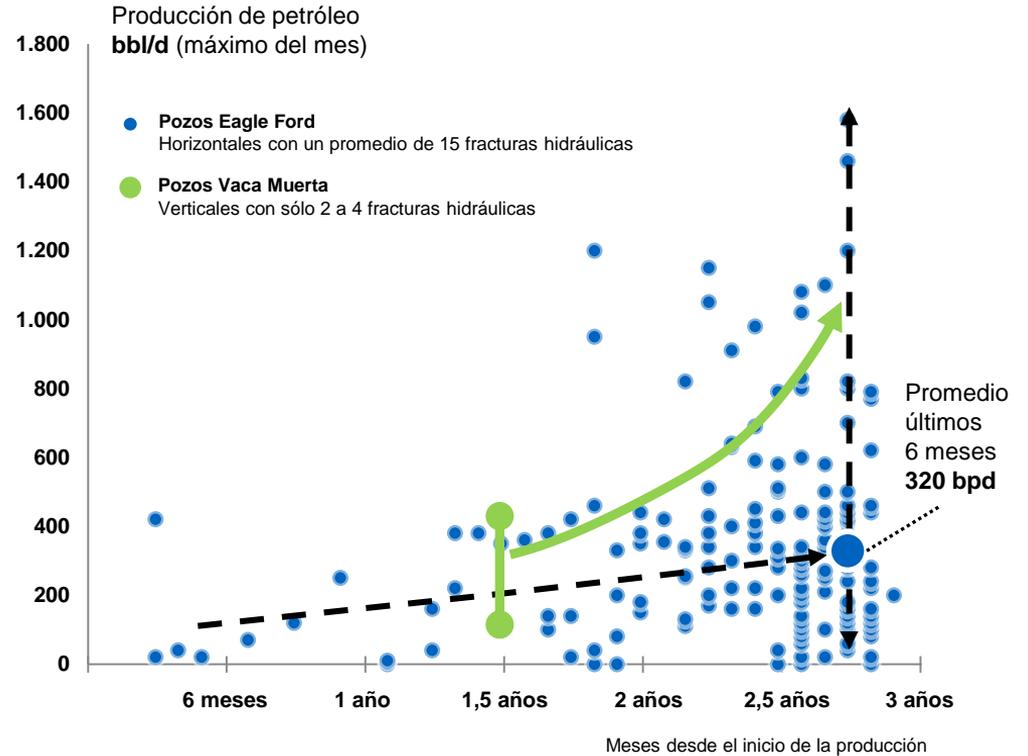
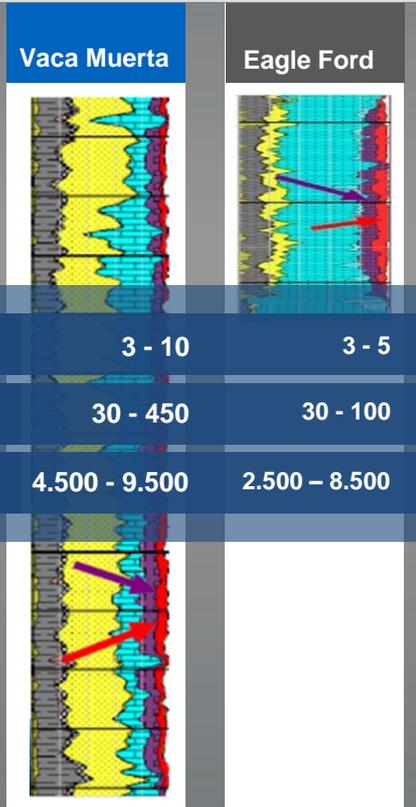


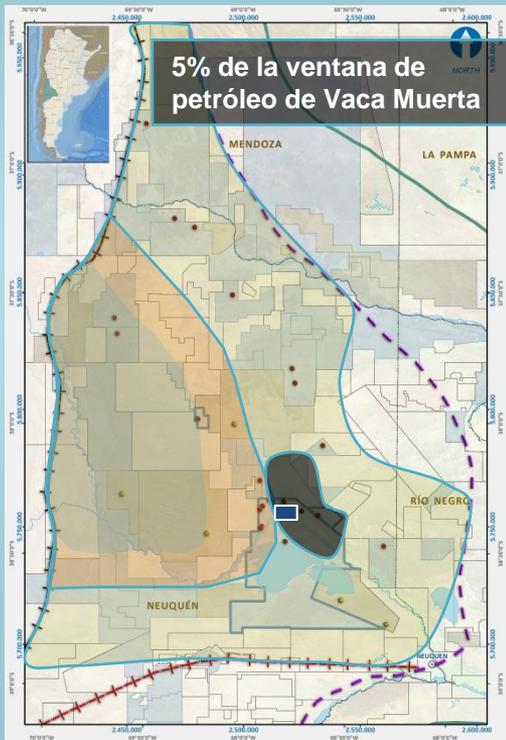
37
pozos perforados

27
pozos completados

10
pozos en espera de terminación

Otros
26 pozos
a perforar en 2012





Alcance de los proyectos de petróleo

▲ Producción actual de la provincia de Neuquén

Producción
300 KBbl/d

Dominio minero
desarrollado

∑ 1055 Km²

186 Km²

114 Km²

465 Km²

290 Km²

Potencial



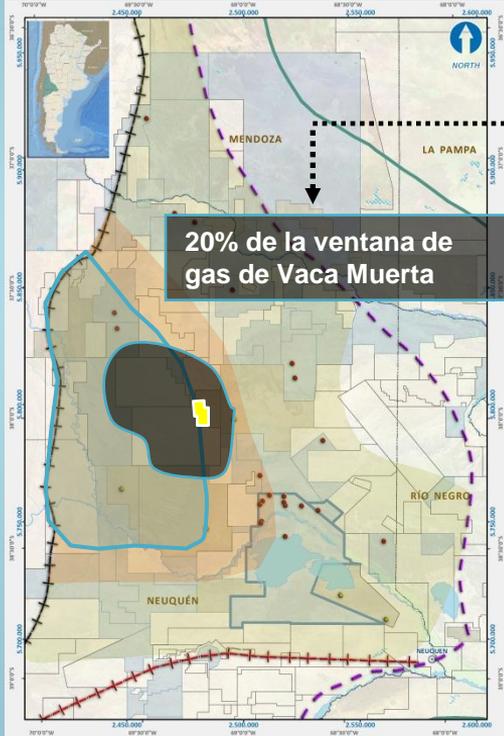
■ Piloto + primer cluster
Loma Campana / LLL norte

■ Cluster #2

■ Cluster #3

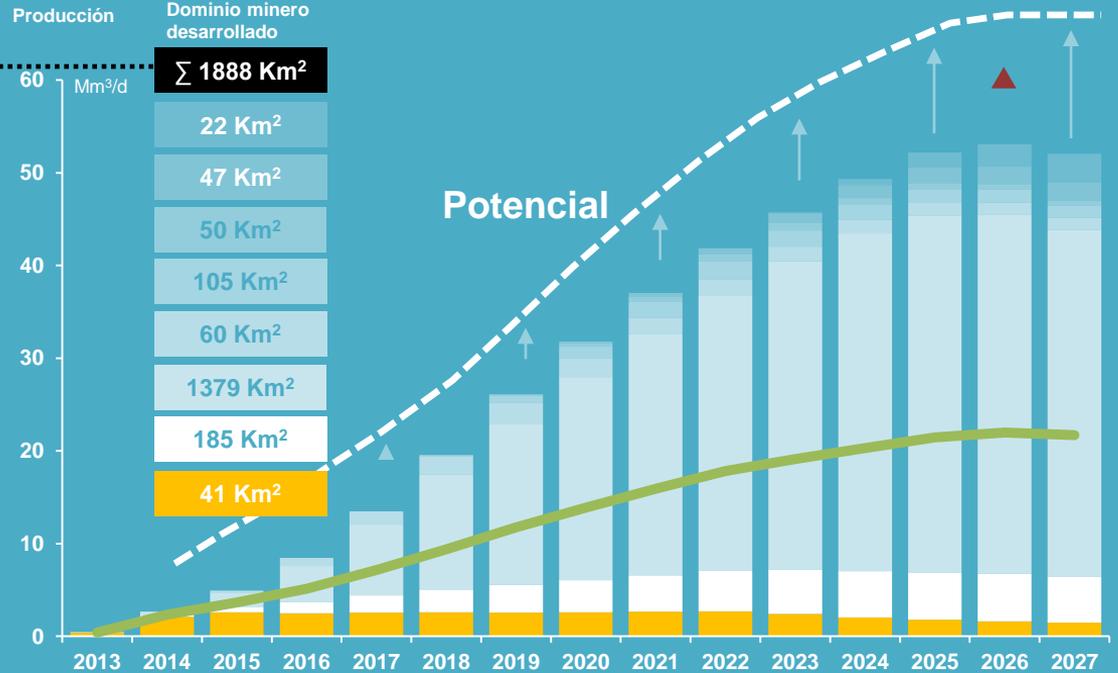
■ Cluster #4

■ Neto YPF



Alcance de los proyecto de gas

▲ Producción actual de la provincia de Neuquén



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



Más de 45 pozos perforados por YPF a la fecha

Tarija
Los Monos (shale gas)

Cretaceous
Yacoraite (shale/tight/oil & gas)

Chaco Paraná
Devonico – 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

Potencial



Shale oil y gas - Vaca Muerta

Bruto

Área 30.000 km²

YPF Neto

Área 12.075 km²

Fortalezas YPF

- Know – how
- Facilidades
- Personal calificado
- Modelo factoría
- G&G
- Caracterización de reservorio
- Relaciones laborales
- Relaciones con el Gobierno Nacional
- Relaciones con el Gobierno Provincial

Socios

Estratégicos

Expertos en formaciones no convencionales

Tecnológicos

Servicios y aplicaciones

Financieros

Mercado local e internacional

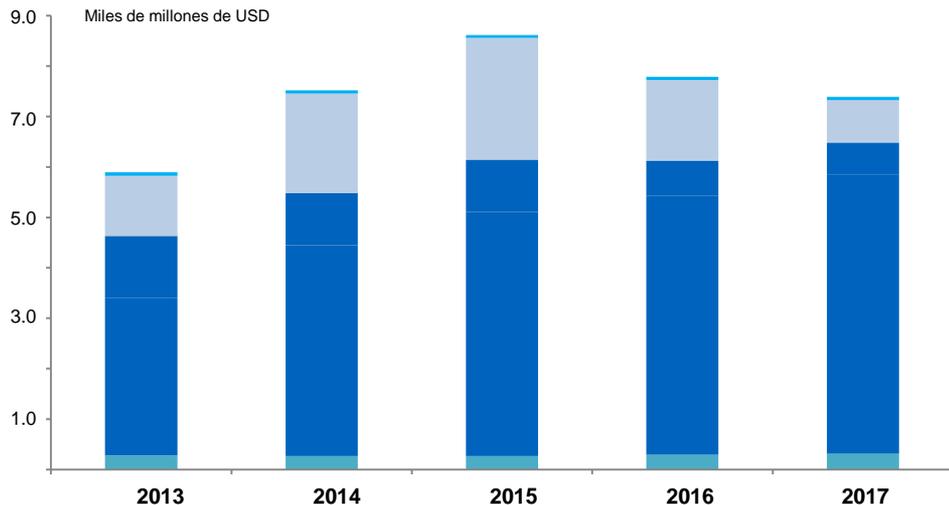
1 Contexto

2 Plan de alto impacto 2012 - 2013

3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Plan anual de inversiones*



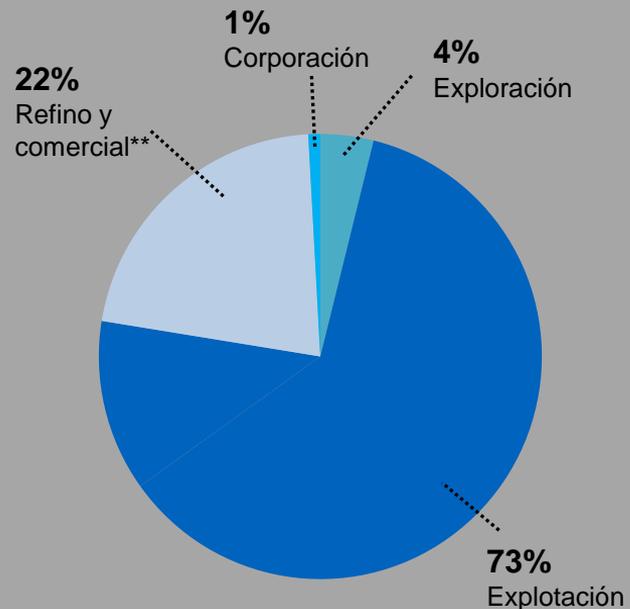
Total
2013-2017

Bruto
USD 37.200 millones

Neto YPF
USD 32.600 millones

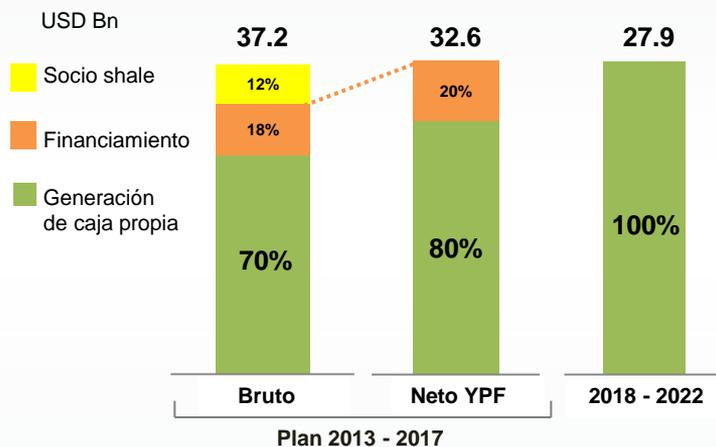
* Total plan base (*bruto*)

2013 - 2017 composición

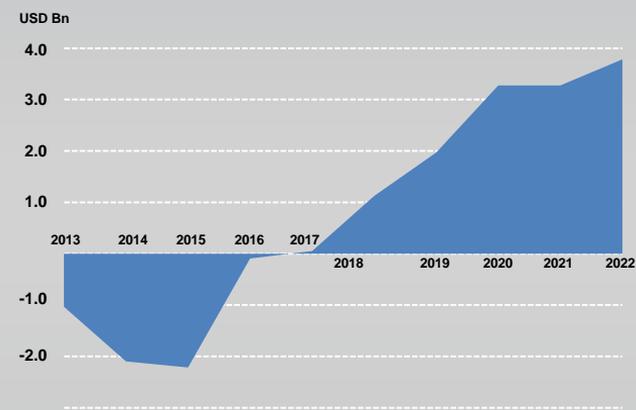


** Incluye logística y petroquímica

Financiamiento de las inversiones



Perfil flujo de caja libre - neto YPF



Plan base (bruto)
que genera crecimiento
de producción
2013 – 2017 de:

Petróleo
y gas + 32%

Nafta
y gasoil + 37%

Palancas clave

- Fuerte desempeño operativo: crecimiento sostenido de EBITDA
- Endeudamiento prudente: máximo ratio deuda/EBITDA < 1,5x
- Socio shale con 50% de participación neta en el primer cluster (250 km²), con una TIR atractiva (llevando a YPF carry en el piloto de desarrollo de 40 km²)
- Política de dividendos: pay out ratio > 5%

Escenario

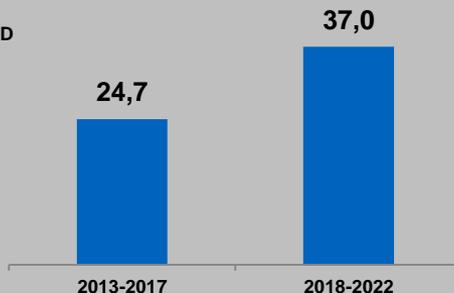
Sin socio shale

Sólo USD 500 millones de deuda adicional p.a. (2013 - 2015)

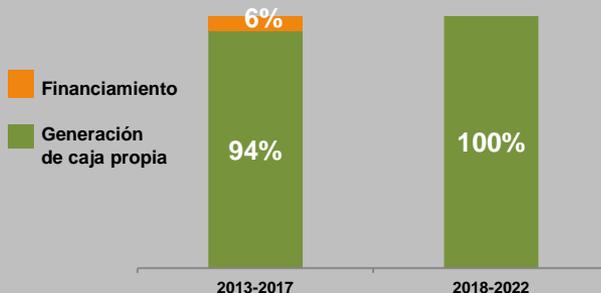
Financiamiento con bancos locales, mercados de capitales o instituciones gubernamentales

Plan de inversiones reducido

Miles de millones USD



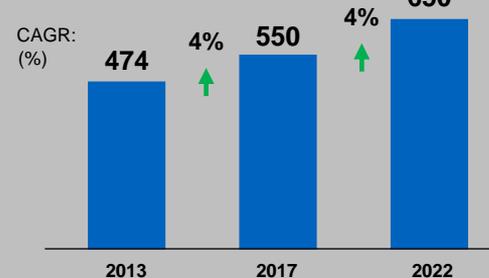
Fuentes de financiamiento



Perfil de producción

KBOE/d - total petróleo y gas

CAGR: (%)



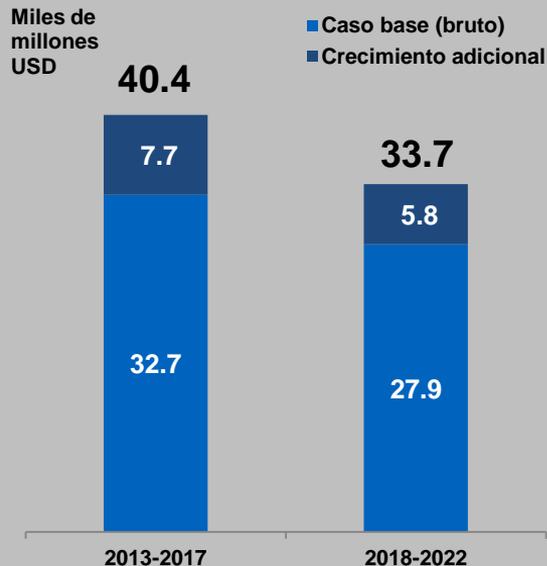
Aumento de producción suficiente para abastecer una demanda creciente, manteniendo la participación de mercado objetivo

Escenario

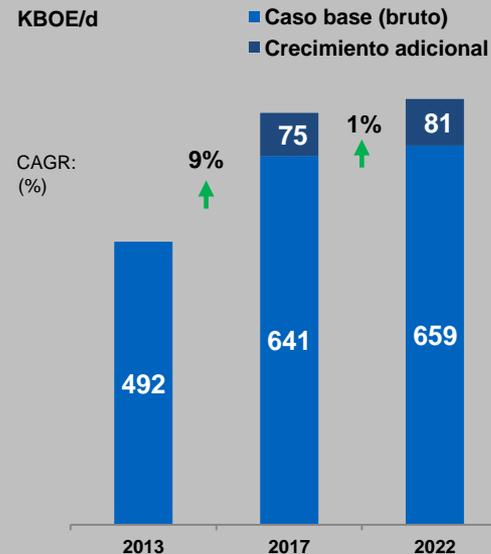
Más socios shale (50% participación neta)

- 1 shale oil cluster adicional (290 km²)
- 1 shale gas cluster (80 km²)

Plan de inversiones acelerado



Perfil de producción



Refleja sólo una parte del potencial (más del 65% del acreage de YPF de Vaca Muerta aún sin desarrollar al 2017)

32%**Crecimiento producción
de petróleo y gas****37%****Crecimiento producción
gasoil y naftas****+10 mil****Puestos de trabajo**



Estrategia de gestión 2013 - 2017

Plan de los 100 días

30 de Agosto, 2012

