



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

PBI ;
demanda de energía
Índice
(100 = 1990)

230
220
210
200
190
180
170
160
150
140
130
120
110
100
90
80
70

99

00

01

02

03

04

05

06

07

08

09

10

11

Crecimiento sin precedentes

Argentina
petróleo y gas

PBI

Demanda energética

YPF petróleo y gas

Importación de energía*
(+USD 10 mil M.)

Producción /
Importaciones

Tasa anual
últimos 10 años

MBOE

+7%

-2%

+4%

-6%

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

* Volumen de importación de energía primaria

Ductos y red eléctrica



Completa conectividad regional

- Norte, sur, este, oeste
- Acceso abierto

Capital humano

- +100,000 trabajos calificados
- Gestión calificada

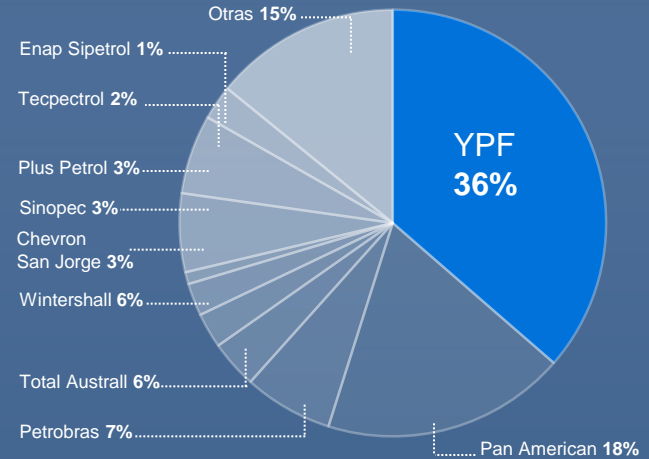
100 años de operaciones

- +50 operadores y proveedores de servicios (incluye operadores internacionales)

Producción 2011 (por propietario)

Petróleo y gas

Total
496 MBOES



▶ **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

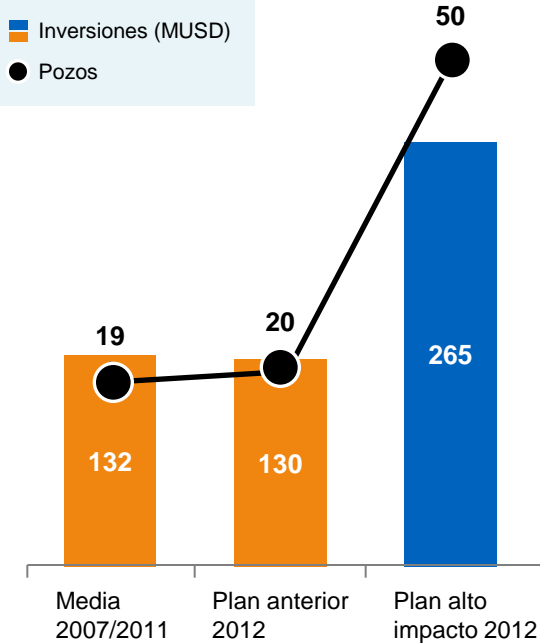
+ 220
instructores

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)

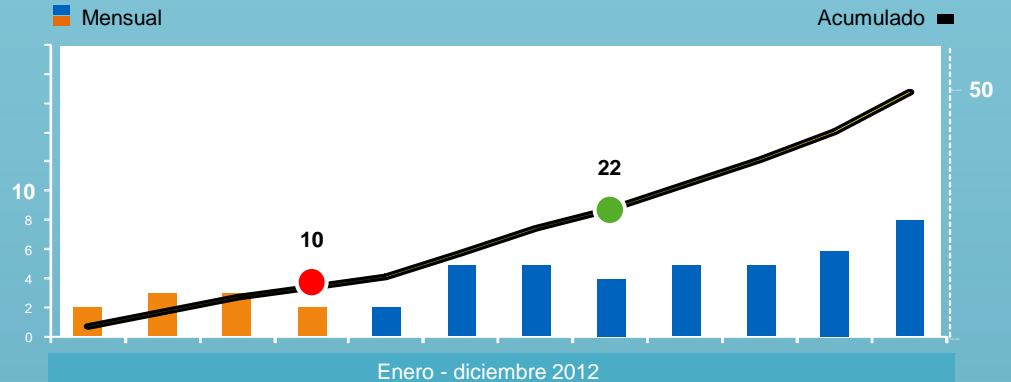
15 Pozos

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

Pozos exploratorios

● Situación inicial
Abril 2012

● Situación actual
Agosto 2012

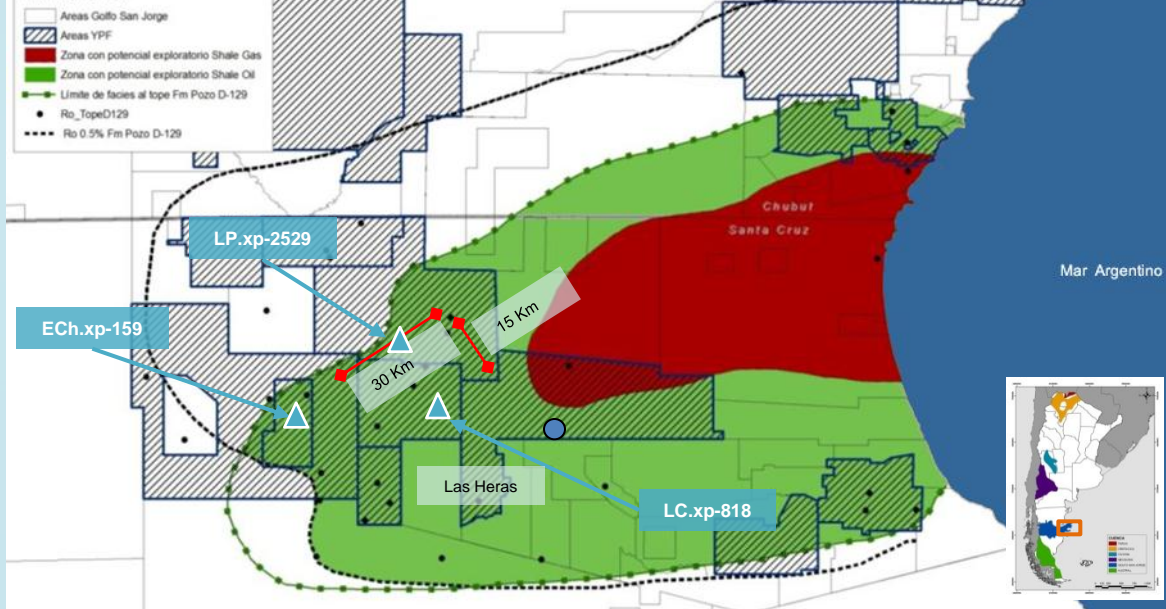


5 nuevos
descubrimientos
de shale

3 D-129
Golfo San Jorge

2 Vaca
Muerta

Formación D129 - Golfo de San Jorge

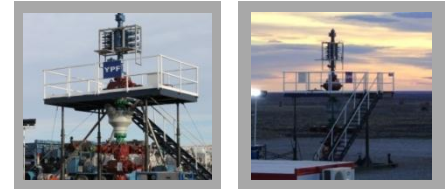


- ▲ Pozos exploratorios exitosos
- Pozos con información geoquímica

Área total delineada: 747 km²

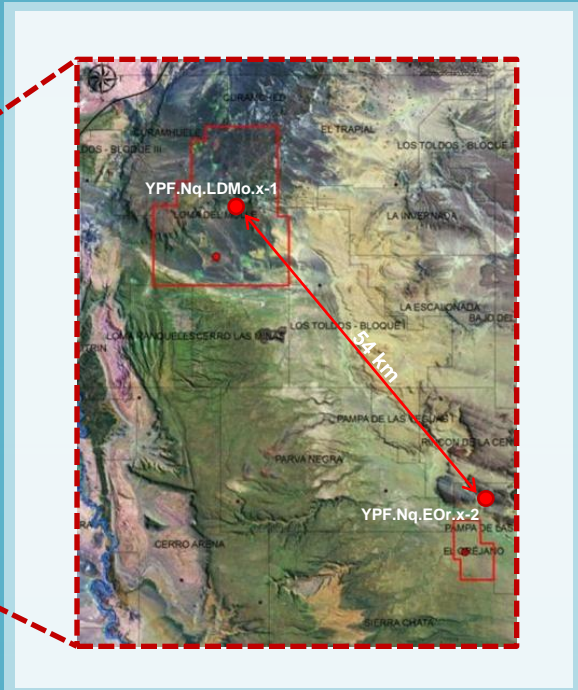
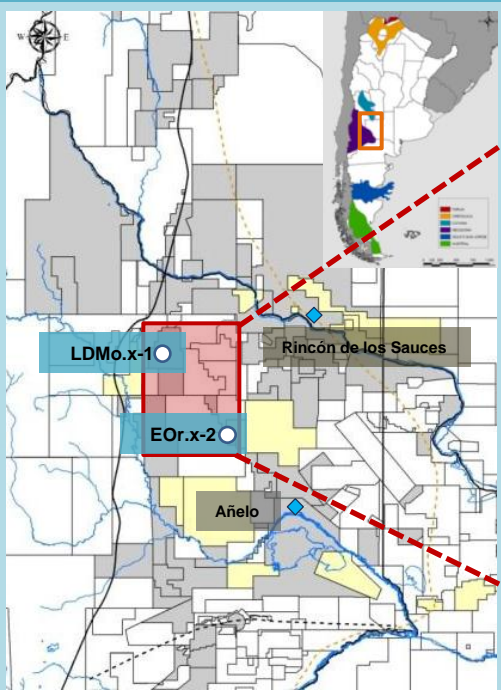
Bloques 100% de YPF:

- 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)

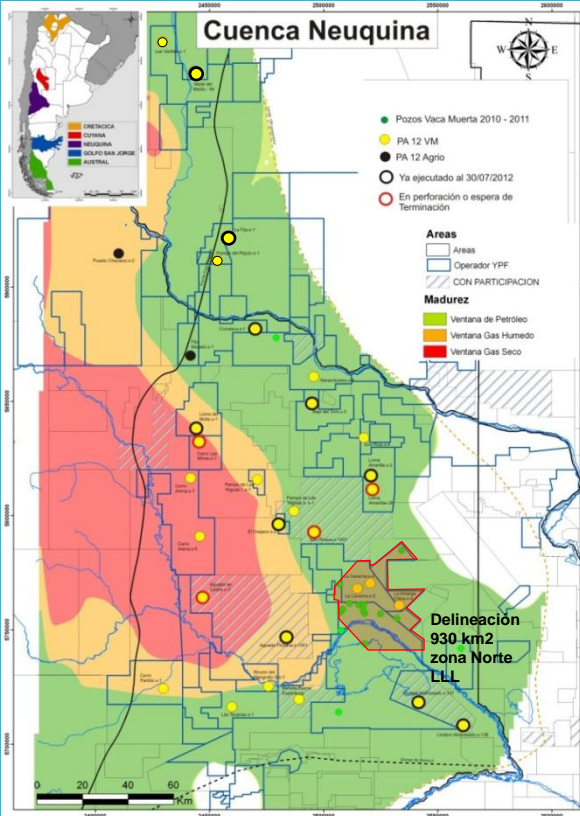
Locación

60 km al NO de la localidad de Añelo

Participación Exploración

100 % YPF

Presentado a la SEN el 13/08/12



- Pozos Vaca Muerta 2010-2011
- Vaca Muerta 2012
- Agrio 2012
- Perforados al 30/07/2012
- En perforación o espera de terminación

Areas

- Bloques
- Operados por YPF
- Con participación de YPF

- Ventana de petróleo
- Ventana gas húmedo
- Ventana gas seco

Delineación completa en curso

Asegurar acreage shale

Aumento de valor del acreage shale

Delineación de nuevos clusters de desarrollo

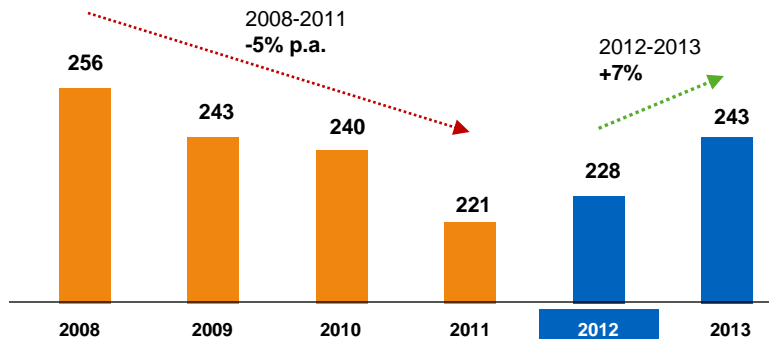
2012

**Detener
el declino**

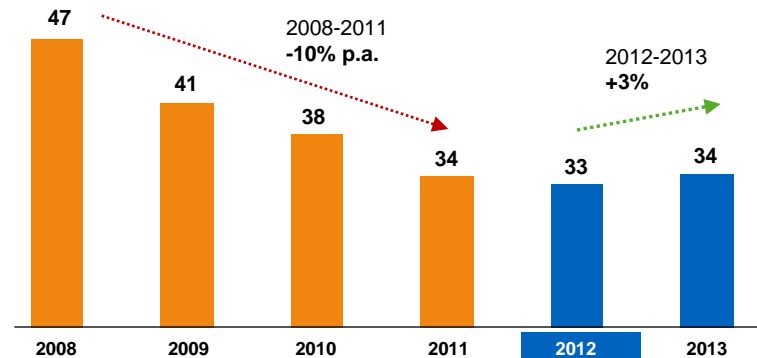
2013

**Retomar el
crecimiento**

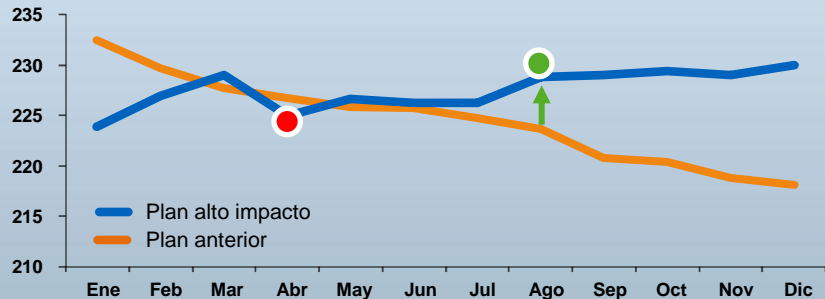
Producción petróleo (Kbbl/d)



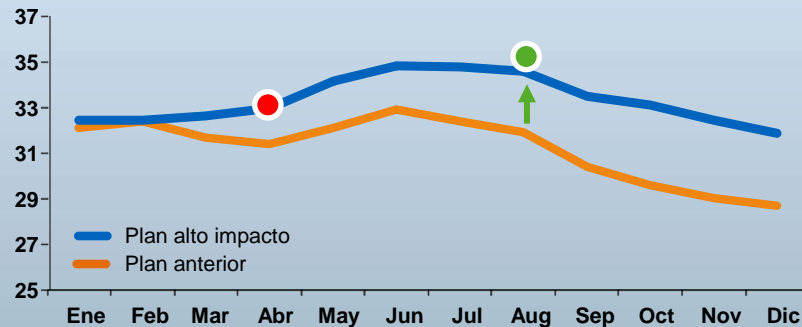
Producción gas (Mm³/d)



● Situación inicial ● Situación actual



● Situación inicial ● Situación actual

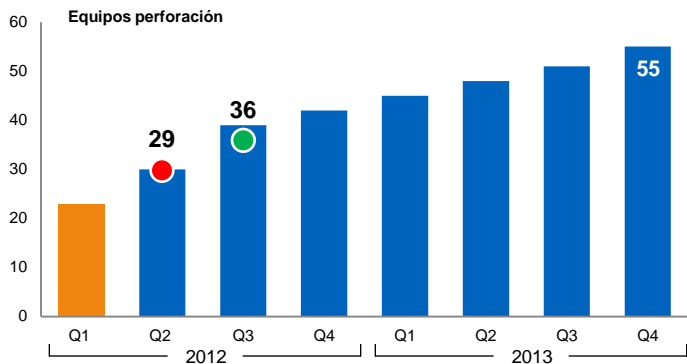


Petróleo

Equipos

● Situación inicial
Abril 2012

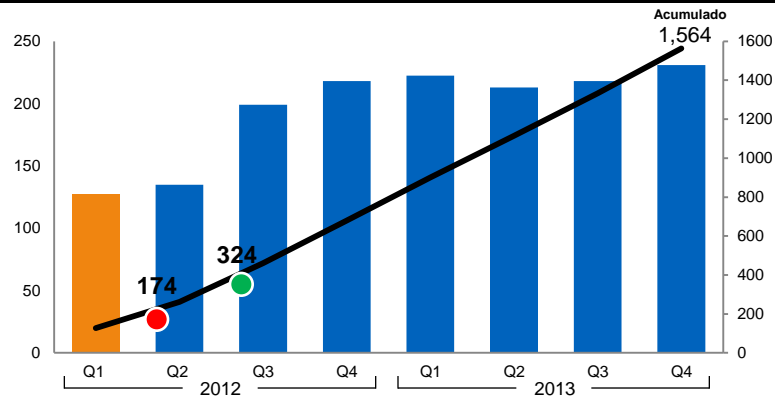
● Situación actual
Agosto 2012



Pozos perforados

● Situación inicial
Abril 2012

● Situación actual
Agosto 2012

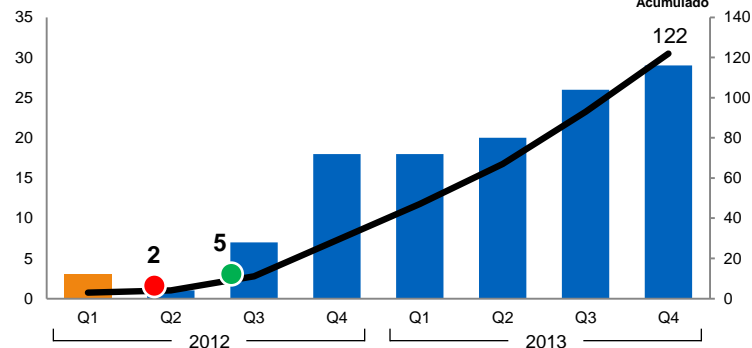


Gas

Equipos perforación e intervención



Acumulado

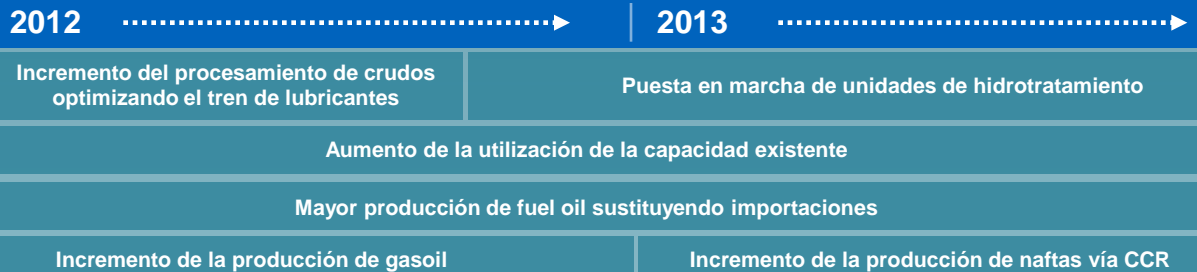


Aumento
de producción
de refinados

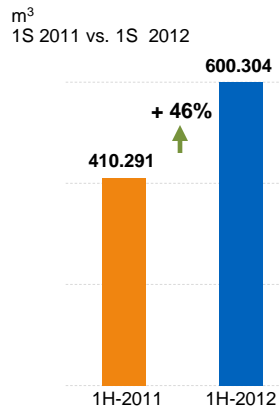
Reducción de
importaciones

+ 7%
en 2012 vs. Plan anterior

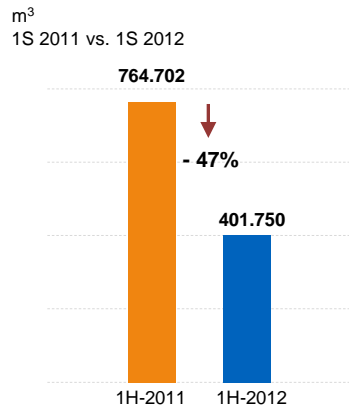
- 47%
en 1S-2012 vs. 1S-2011



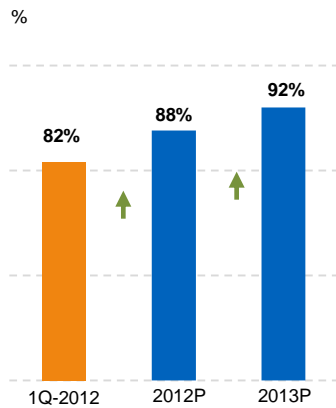
Producción de fueloil



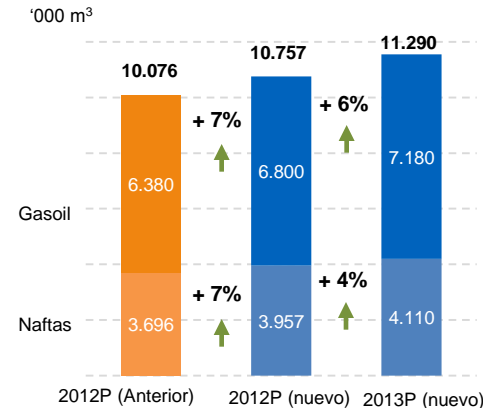
Importaciones de naftas, gasoil y jet



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

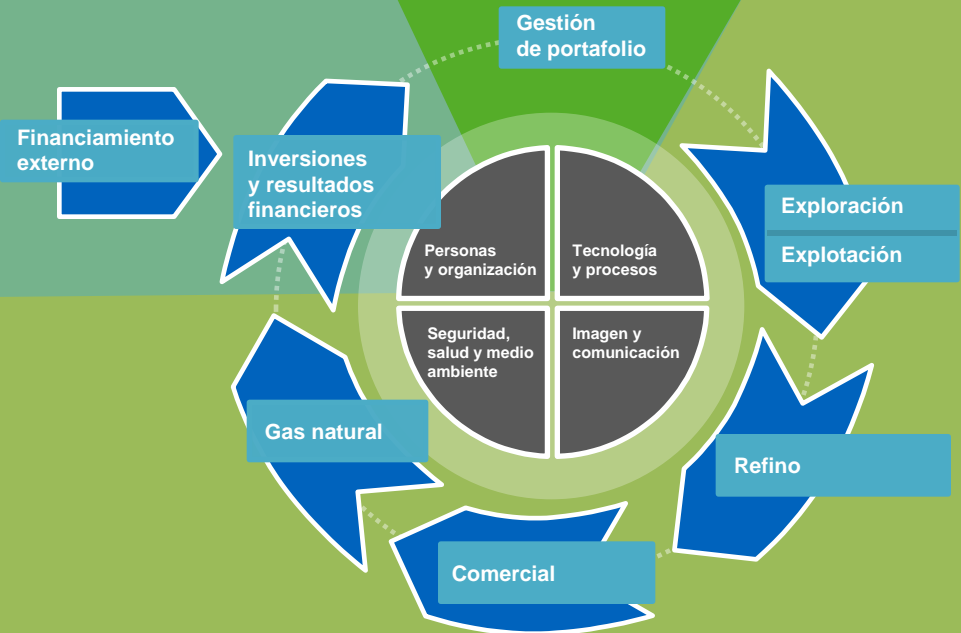
3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Flujo de caja y generación de valor

Recursos

Suministro



| | |
|--|--|
| Objetivo | <p>Generar valor</p> <p>↓</p> <p>Inversiones</p> <p>↓</p> <p>Maximizar el valor de la compañía</p> |
| Plan estratégico | <p>Cartera de proyectos con TIR > costo de capital</p> |
| Impacto en producción/ suministro | <p>MBOE</p> <p>160</p> <p>2013 2017</p> |
| Usos de caja generada | <p>Inversiones</p> <p>Dividendos</p> <p>Pago de deuda</p> |

Portafolio
sólido con
alto potencial
adicional

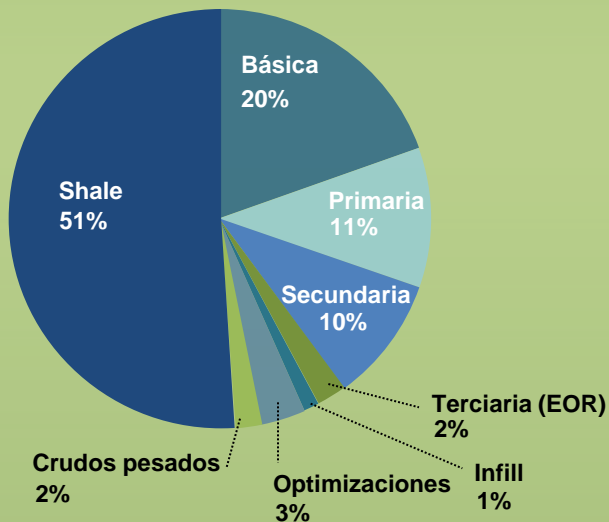
2.400 Mbbbl
Recursos de petróleo

400.000 Mm³
Recursos de gas

Petróleo

Total
2.426 MBbl

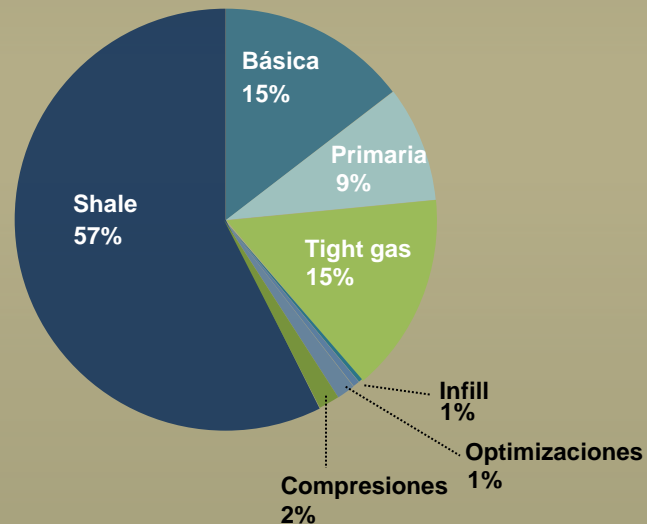
+500 Proyectos
caracterizados



Gas

Total
400.750 Mm³
(14 TCF)

+100 Proyectos
caracterizados



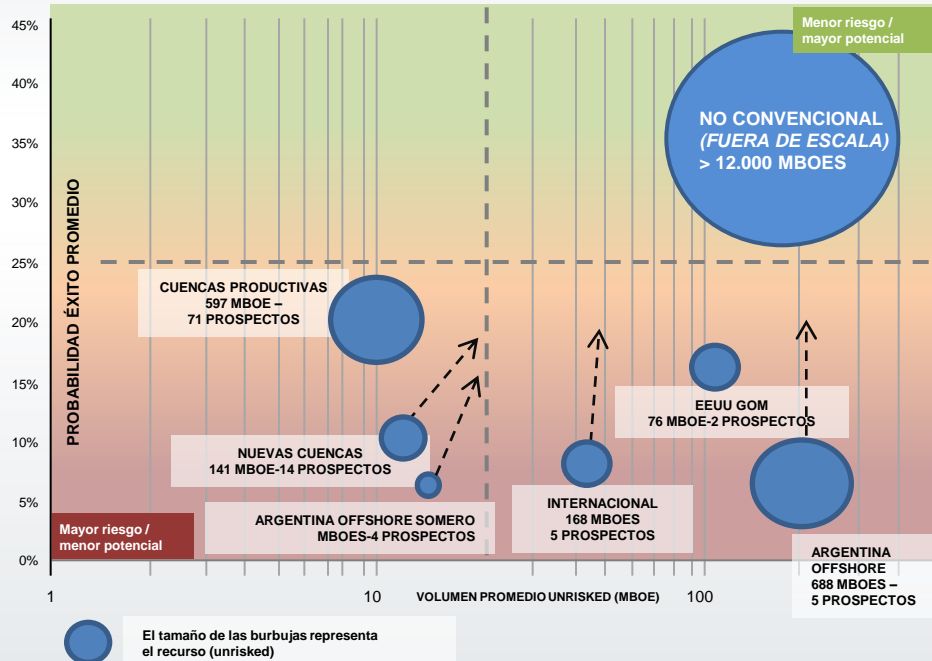
Sólo el 20% de la cartera de recursos está en reservas probadas (que sustenta mayoritariamente el plan de producción 2013-2017)

Renovar el
enfoque de la
exploración

250

Pozos exploratorios
2013 - 2017

Portafolio exploratorio



Inversión y actividad en exploración

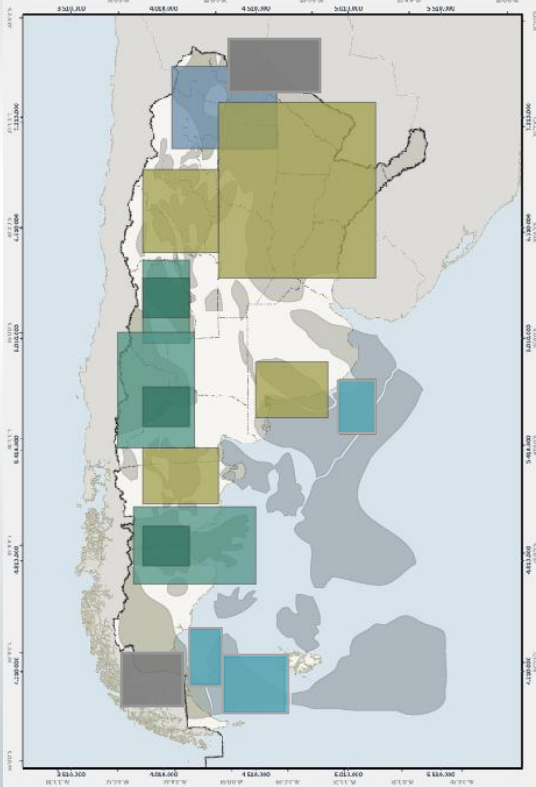
| Promedio anual | 2007 - 2011 | 2012 - 2017 |
|---------------------|-------------|-------------|
| Inversión (MUSD) | 132 | 288 |
| Pozos exploratorios | 19 | 50 |

| 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

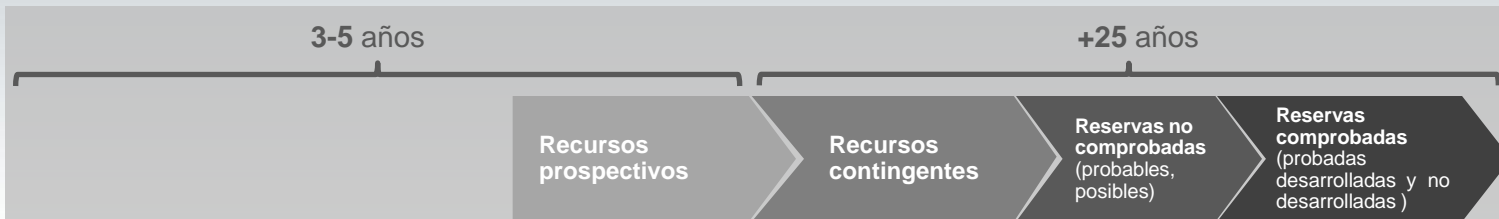
- Iniciar la exploración en la Cuenca del Colorado y del margen norte de la Plataforma Continental Argentina
- Relanzar la exploración en las cuencas Austral y Malvinas

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

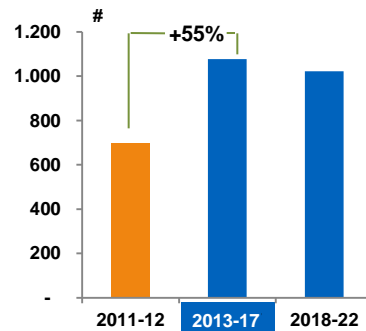
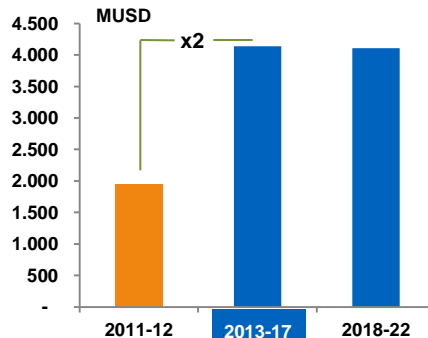
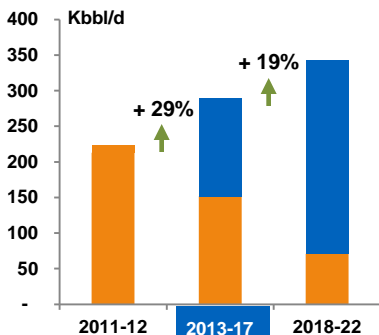
Promedio 2013-2017 vs. 2011-2012

Producción

Inversión

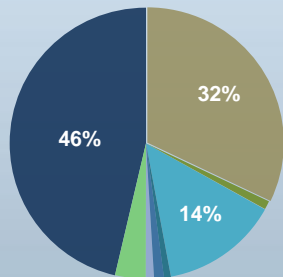
Pozos

Promedio anual

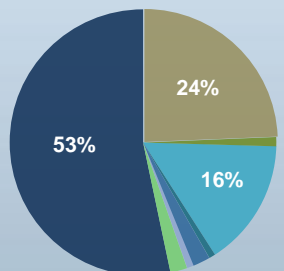


2013 - 2017
(incremental)

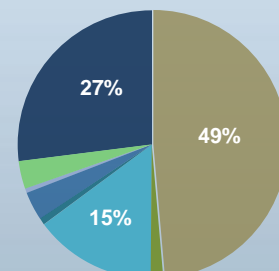
251 Mbbl



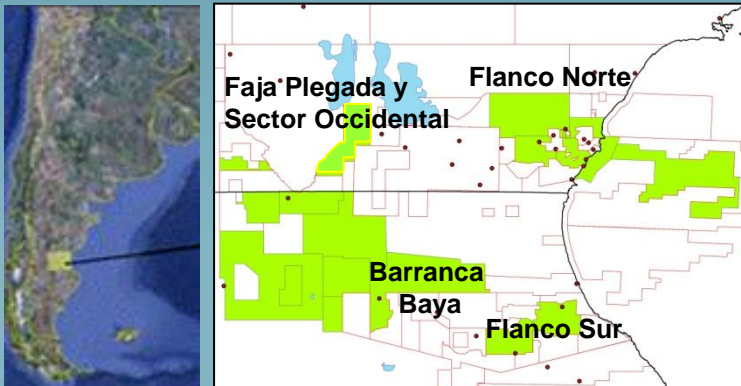
USD 19.600 millones



5.380 pozos



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



Desarrollo primario Barranca baya

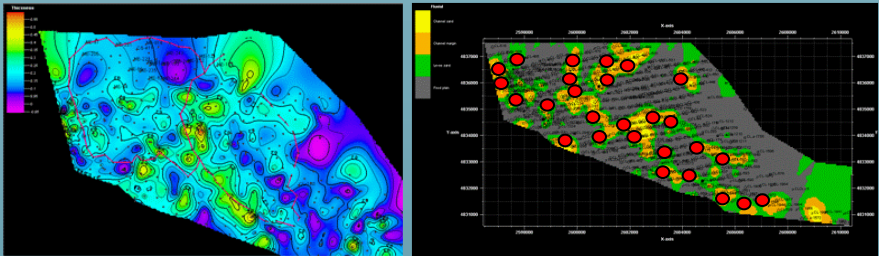
Estrategia desarrollo

- 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

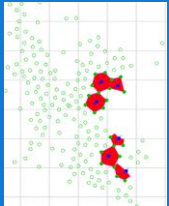
- Masificación de proyectos de recuperación secundaria
- Optimización integral de producción
- Desarrollo de áreas no explotadas
- Proyectos de recuperación terciaria
- Retar límites técnicos y aplicar nuevas tecnología

| | |
|-------------------------|----------------------------------|
| 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

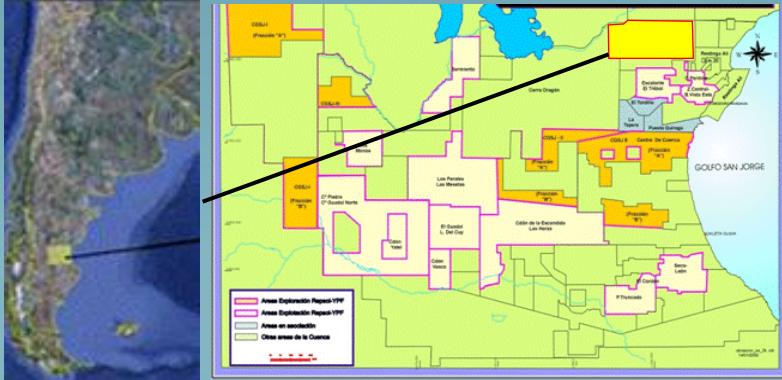
| | |
|----------------------------|----------------|
| Petróleo (Kbbls) | 106.443 |
| Gas (Mm ³) | 455 |
| Inversión (MUSD) | 3.834 |
| Pozos | 1.548 |
| Workovers | 1.618 |
| Costo desarrollo (USD/Boe) | 35 |

Estado actual



Desarrollo Propuesto





Manantiales Behr - Polímeros Grimbeek

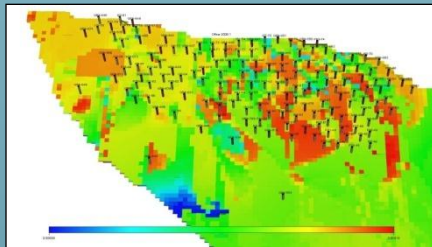
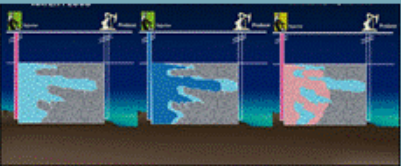
Estrategia desarrollo

- 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 |
| Limite 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%

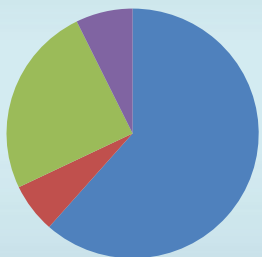
Gasoil y naftas

2017 vs. 2013

Inversión

Total 2013-2017

USD 8.000 millones



■ Refinación ■ Petroquímica
■ Logística ■ Marketing



Ampliación de la capacidad de refinación

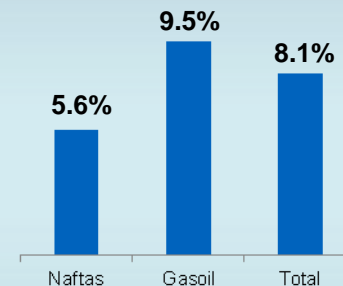
Contribución por proyecto

| | 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

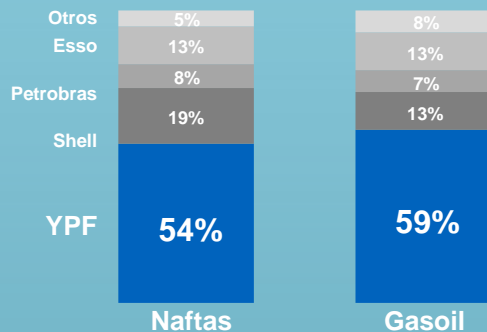
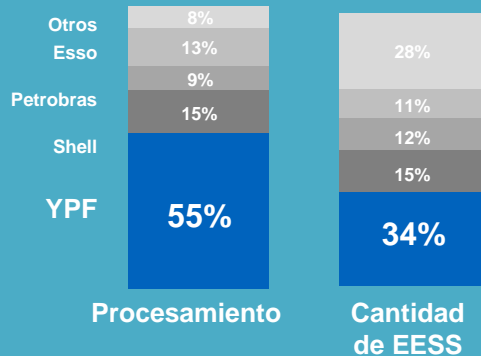
Naftas **24%**

Gasoil **44%**

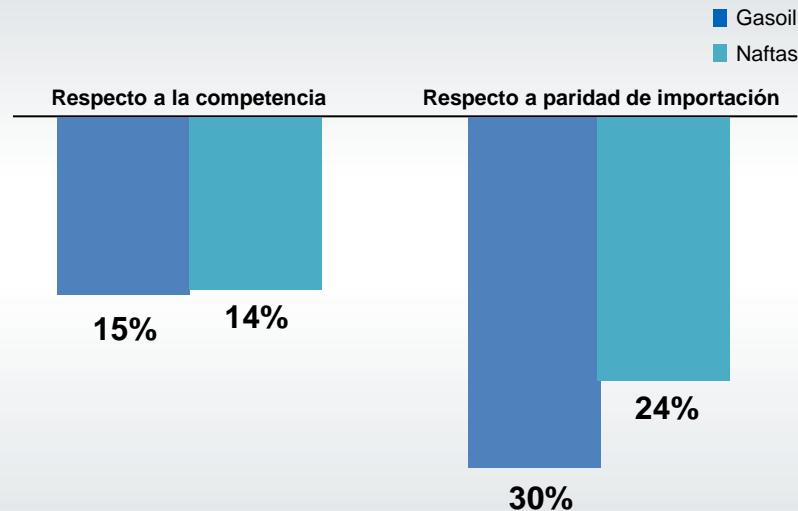
Total **37%**



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

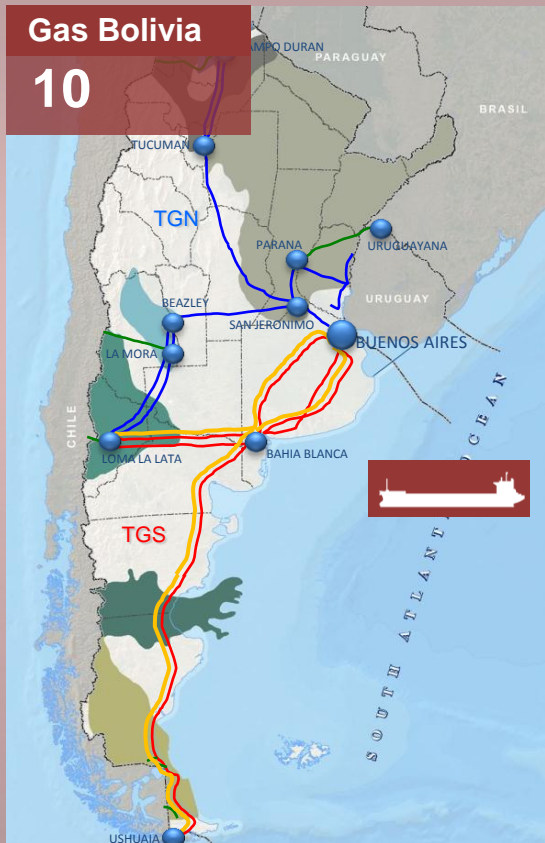
Relanzamiento desarrollo de gas natural

+23%

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

Gas Bolivia

10



Precios importación

USD/Mbtu

Gasoil

23

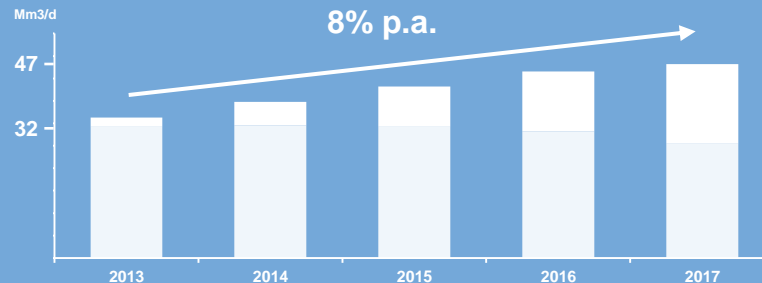
Fuel oil

18

GNL

13-17

Gas



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

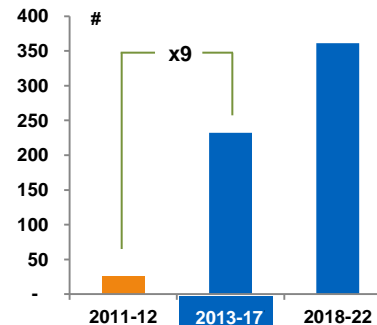
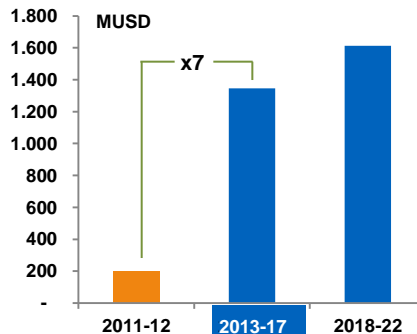
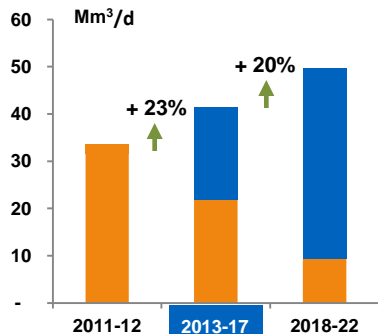
4 - 6

Producción

Inversión

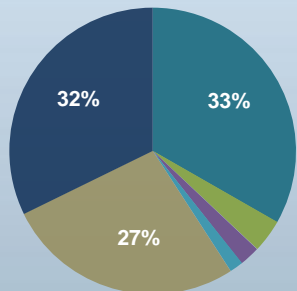
Pozos

Promedio anual

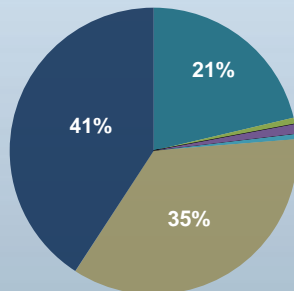


2013 – 2017
(incremental)

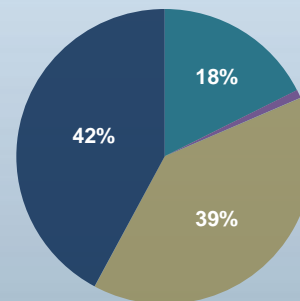
35.687 Mm³



USD 6.500 millones



1.160 pozos

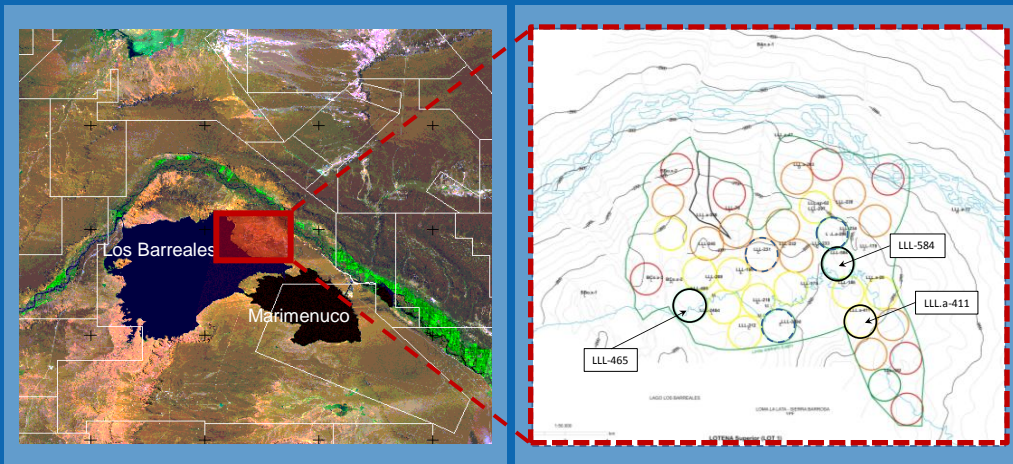


- Shale
- Tight gas
- Desarrollo
- Optimizaciones
- Compresión
- Infill Drilling
- Básica

Lotena (Loma la Lata, Cuenca Neuquina)

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

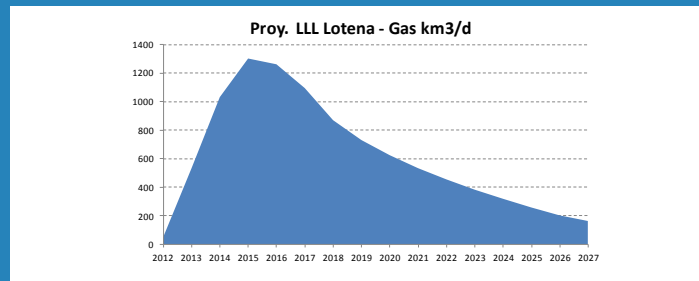
El proyecto contempla obtener información del reservorio y desarrollo de gas en la zona (verificación del modelo, geometría de los reservorios, delineación de estructuras) para desarrollar 22 M BOE



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



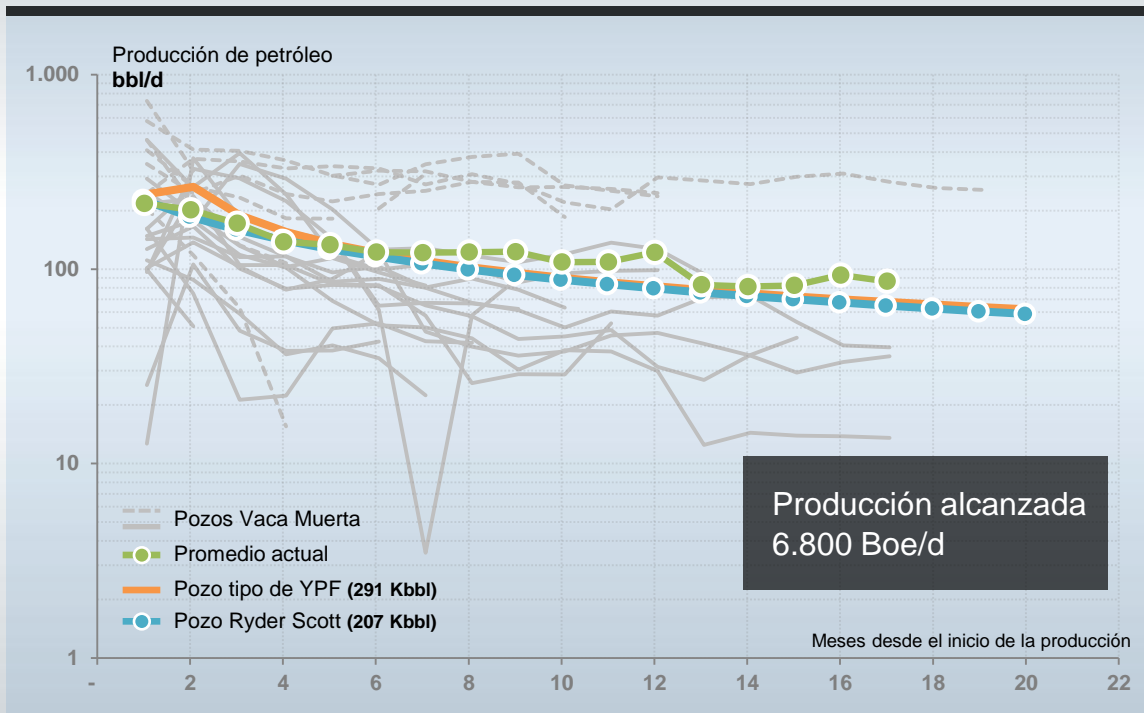
Desarrollar
el potencial
de shale

+100 Kbbbl/d

Petróleo en 2017

+13 Mm³/d

Gas en 2017

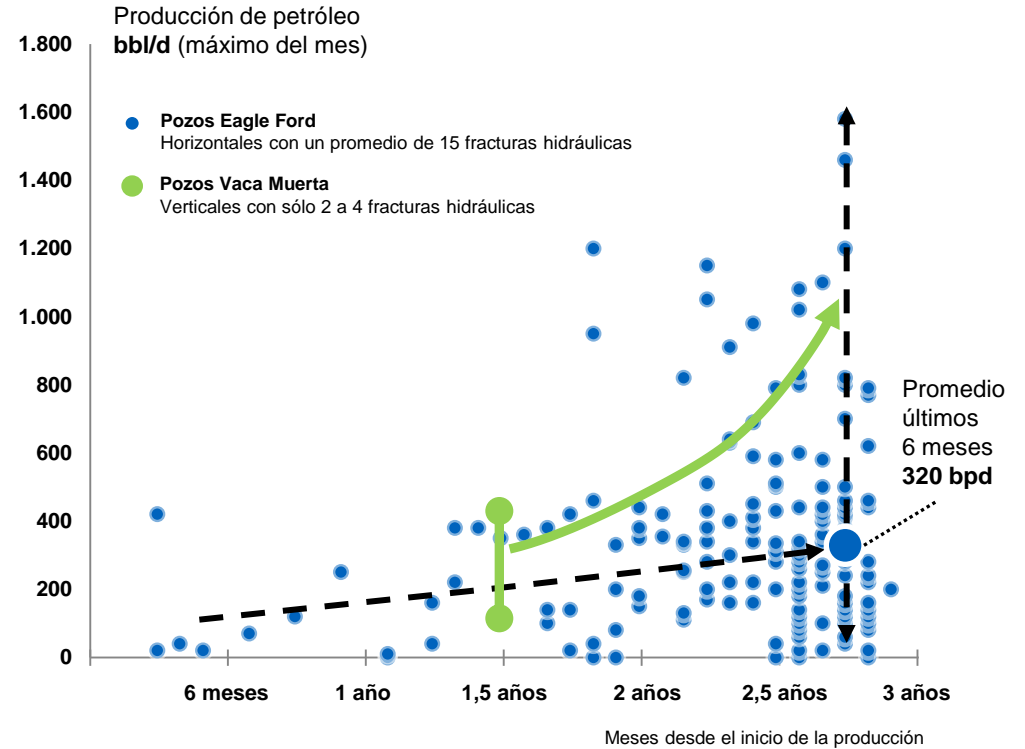
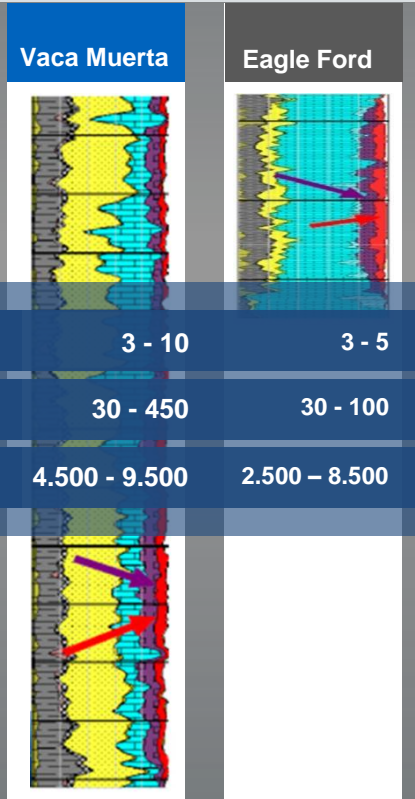


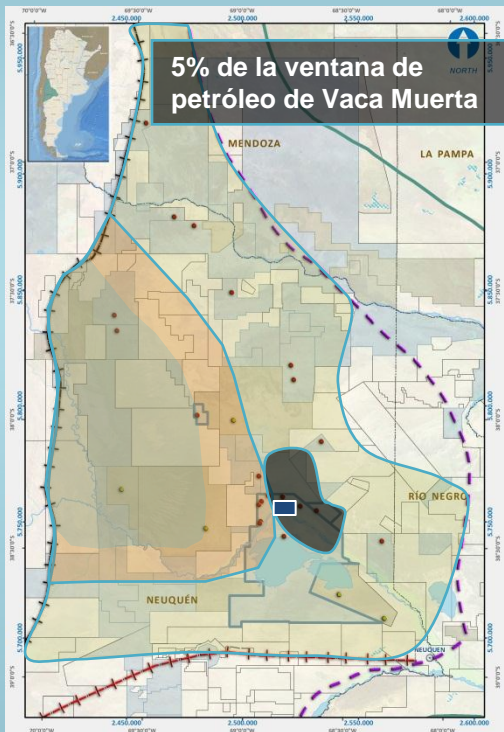
37
pozos perforados

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

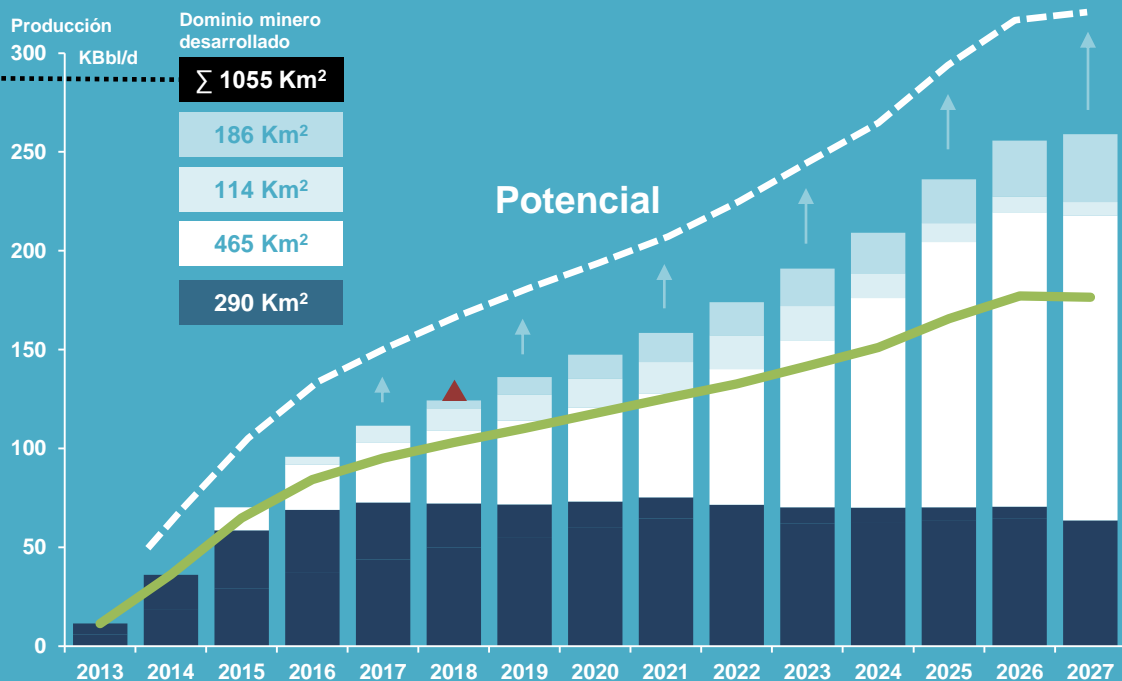
186 Km²

114 Km²

465 Km²

290 Km²

Potencial



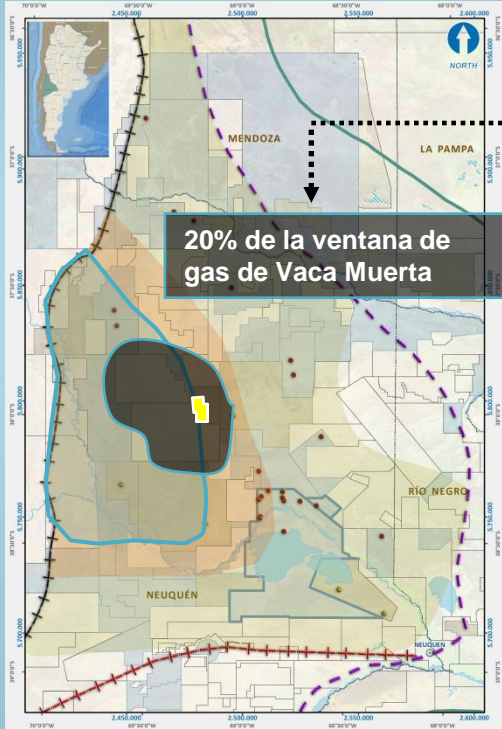
■ Piloto + primer cluster
Loma Campana / LLL norte

■ Cluster #2

■ Cluster #3

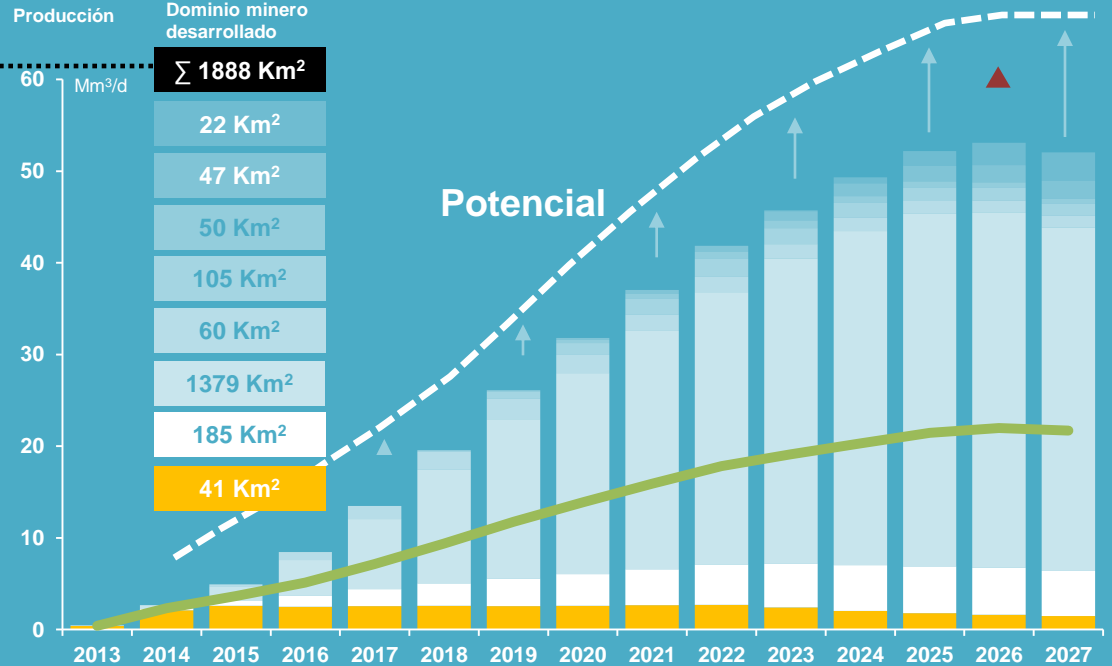
■ Cluster #4

■ 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



Tarija
Los Monos
(shale gas)

Cretaceous
Yacoraite
(shale/tight/oil & gas)

Chaco Paraná
Devónico – Permiano
(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

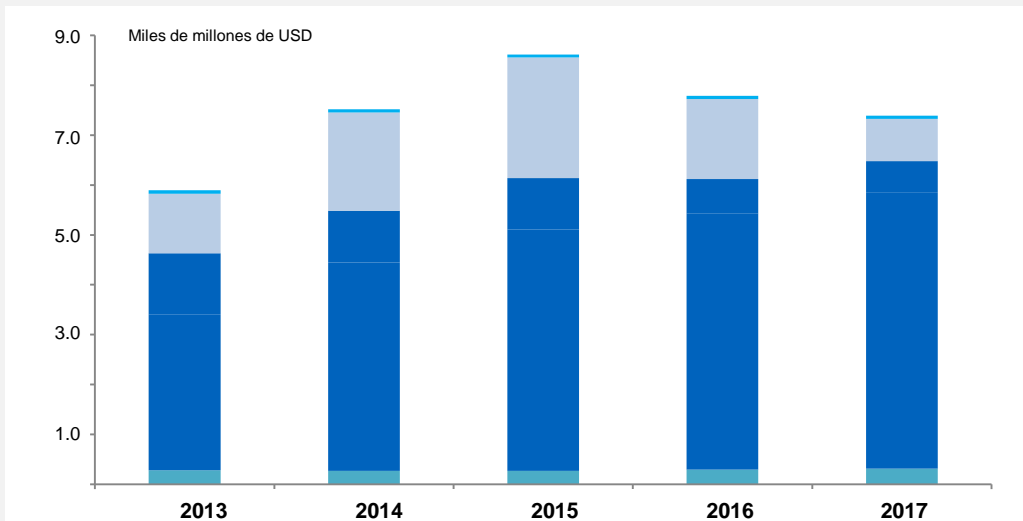
1 Contexto

2 Plan de alto impacto 2012 - 2013

3 Plan de negocios 2013 - 2017

4 Consideraciones financieras

Plan anual de inversiones*



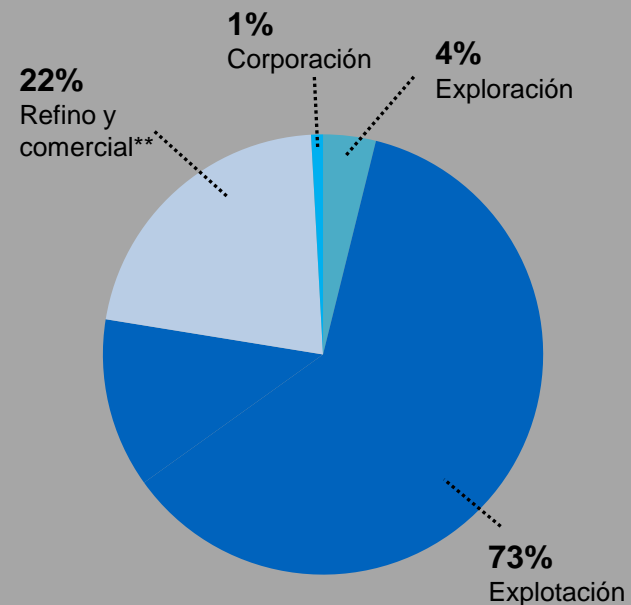
Total
2013-2017

Bruto
USD 37.200 millones

Neto YPF
USD 32.600 millones

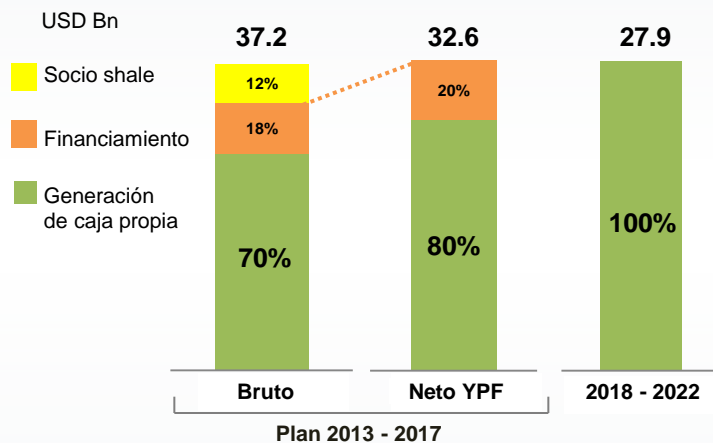
* Total plan base (*bruto*)

2013 - 2017 composición

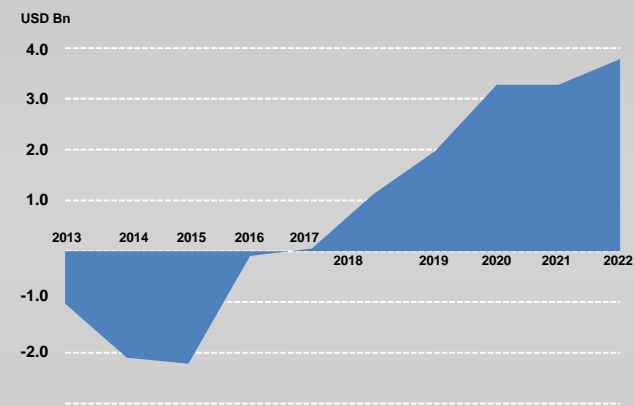


** Incluye logística y petroquímica

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

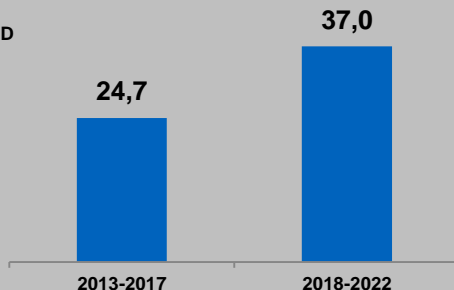
Sin socio shale

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

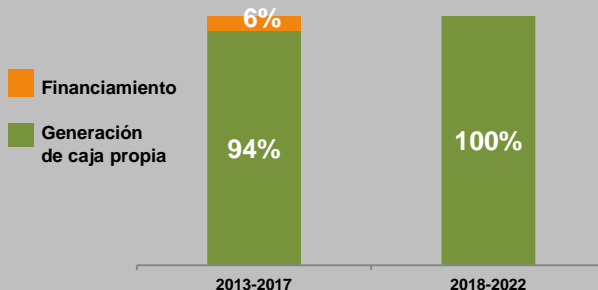
Financiamiento con bancos locales, mercados de capitales o instituciones gubernamentales

Plan de inversiones reducido

Miles de millones USD



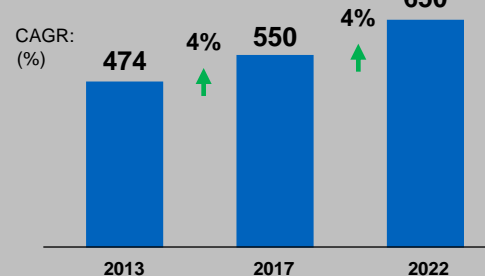
Fuentes de financiamiento



Perfil de producción

KBOE/d - total petróleo y gas

CAGR: (%)



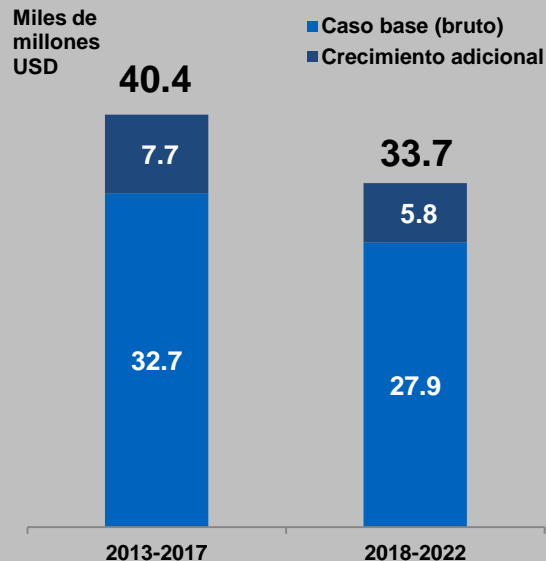
Aumento de producción suficiente para abastecer una demanda creciente, manteniendo la participación de mercado objetivo

Escenario

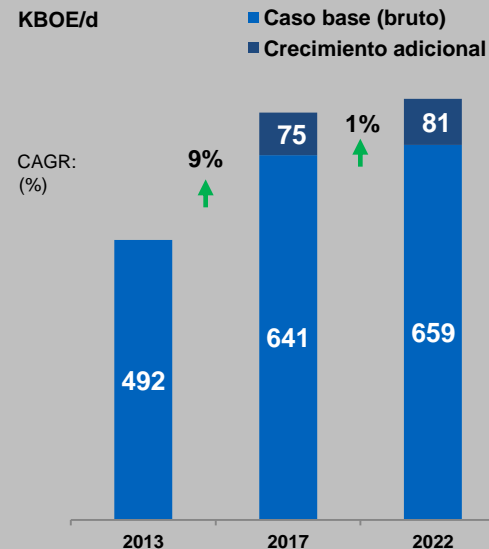
Más socios shale (50% participación neta)

- 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

