

Estrategia y Resultados



Mayo 2013

Repsol: Una historia de transformación



Repsol:
Una historia
de transformación

2008-2011:

Transformación en un explorador de prestigio mundial

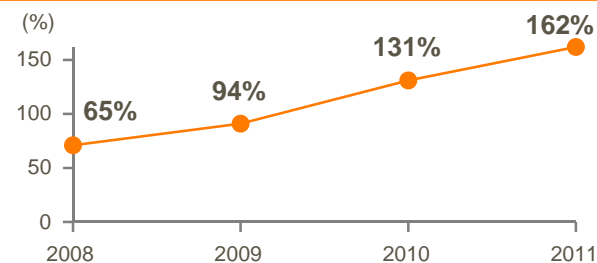


- Éxito exploratorio de relevancia mundial
 - 30 descubrimientos en 2008-2011 (17 operados por Repsol⁽¹⁾)
 - 4 descubrimientos entre los 5 mayores del año en 2008-2011⁽²⁾

- Desarrollo de una posición relevante en las cuencas más atractivas del mundo

- Generación de una cartera de proyectos de fuerte crecimiento

Entre las mayores tasas de reemplazo de reservas del sector: 162% en 2011



5 descubrimientos entre los mayores del mundo desde 2008⁽²⁾

País	Cuenca	Campo
Brasil	Santos	Sapinhoa (Guará)
Perú	Ucayali	Kinteroni 1X
Bolivia	Chaco	Huacaya
Venezuela	Alta Guajira	Perla 1X-Cardón
Brasil	Campos	Pão Açucar ⁽³⁾

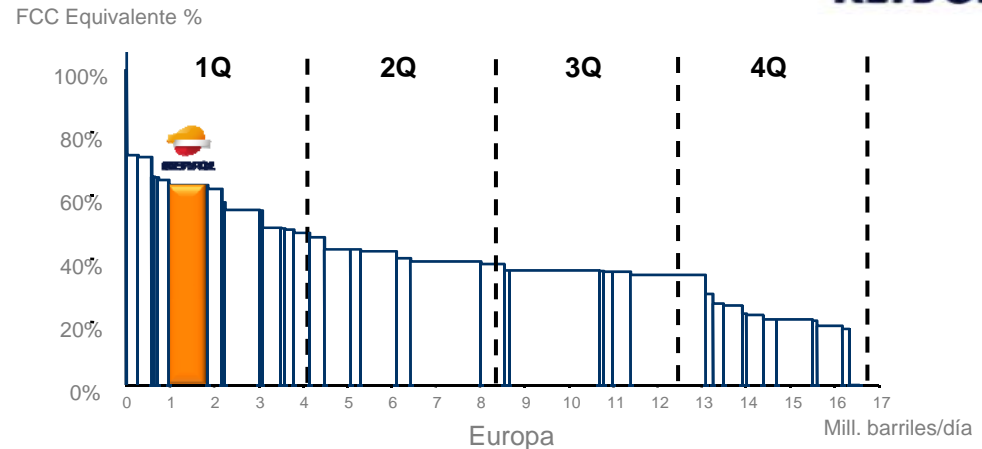
1. No incluye los descubrimientos declarados posteriormente como pozos no comerciales ni de delineación 2. Fuente IHS 3. En 2012

Repsol:
Una historia
de transformación

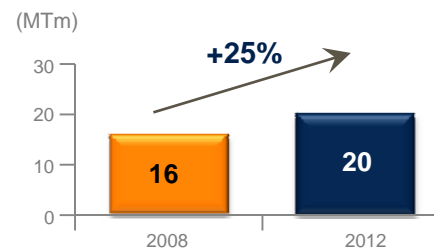
2008-2011: Incremento de la competitividad del Downstream



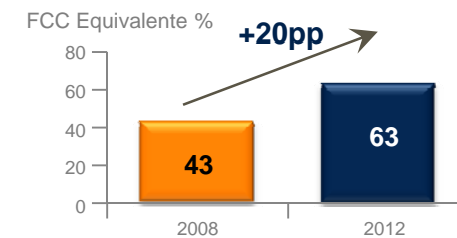
- Incremento competitividad de los activos de refino
- Repsol, mayor margen integrado, dentro del sector europeo, a lo largo del ciclo
- Desinversión de activos no estratégicos o de baja rentabilidad (1.400⁽¹⁾ M€)



Producción de destilados medios



Conversión



Mejora de la competitividad de los activos de refino

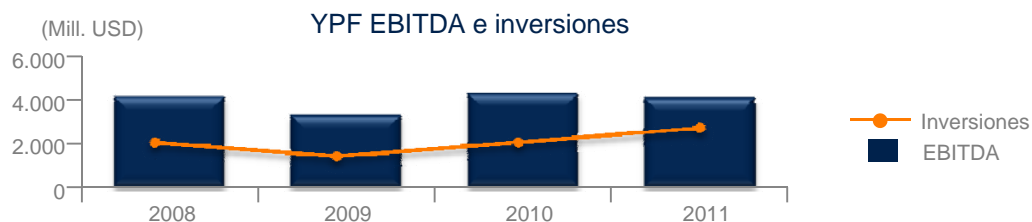
1. Incluye la venta del 15% de CLH, el negocio de Downstream no integrado en Latinoamérica (Chile, Brasil y Ecuador), negocio químico de PMMA, Refap en Brasil y GLP Francia. Algunas de estas ventas se realizaron en dic. de 2007

Repsol:
Una historia
de transformación

2008-2011: YPF antes de la expropiación



Claves
financieras

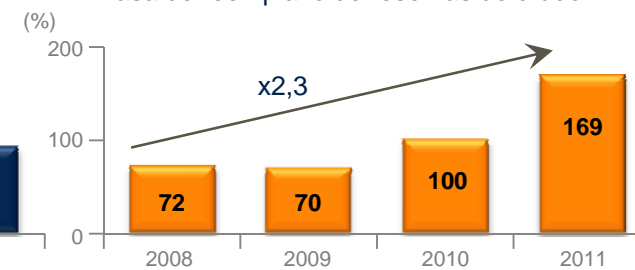


Producción
de crudo y
reemplazo de
reservas

Producción de crudo de YPF⁽¹⁾



Tasa de reemplazo de reservas de crudo⁽²⁾



Descubrimiento
de Vaca Muerta

Elevada creación de valor a través de la exploración de no convencionales

- Descubrimiento de Vaca Muerta entre los 5 mayores del mundo⁽⁴⁾, con 1.525 Mill. bep de recursos contingentes brutos y 21.167 Mill. bep de recursos prospectivos brutos en 8.071 km² auditados
 - Dominio minero neto de 12.000 km²
- Intenso plan de exploración no convencional en Argentina

1. Descontando el impacto de las huelgas 2. Considerando los criterios SEC 3. CAGR: Tasa de crecimiento compuesto anualizado 4. Fuente IHS

Repsol:
Una historia
de transformación

Horizonte 2014: Cumplimiento de nuestros compromisos



		Estado en 2º año del Plan
Área corporativa	Gestión de la cartera Desinversión de la participación adicional en YPF y de los activos no rentables / no estratégicos Opciones para concretar el valor de nuestro balance a través de desinversiones selectivas	✓ ✓
	Transformación del Upstream de Repsol en el motor de crecimiento del Grupo Cumpliendo nuestros objetivos clave <ul style="list-style-type: none">• Crecimiento de la producción del 3-4% anual hasta 2014 y superior en 2019• Alrededor del 90% del incremento de la producción hasta 2014 está basado en proyectos actualmente en desarrollo Impulso de una actividad exploratoria exitosa <ul style="list-style-type: none">• Presencia en alguna de las áreas más atractivas de todo el mundo: Brasil y Golfo de México Tasa de reposición de reservas Upstream para el periodo superior al 110%	✓ ✓ ✓
Downstream	Elevado retorno del capital a través de una mayor capacidad de conversión y mejora en la competitividad de las instalaciones Líder integrado en España Conclusión de dos proyectos clave de crecimiento (Cartagena y Bilbao) a finales de 2011 <ul style="list-style-type: none">• Repsol será una de las empresas europeas con mayor capacidad de conversión (FCC equivalente 63%)• Incremento de un 25% de la producción de destilados medios en un mercado español con déficit estructural A partir de 2012, aprovechamiento de la positiva y fuerte generación de caja gracias a su excelente posición integrada en el área de Downstream de Europa	✓ ✓ ✓
	YPF Captura del valor oculto de YPF con menor exposición y mayores beneficios	Expropiación
Gas Natural Fenosa	Creación de un líder verticalmente integrado en el sector del gas y la electricidad	✓

Expropiación de YPF

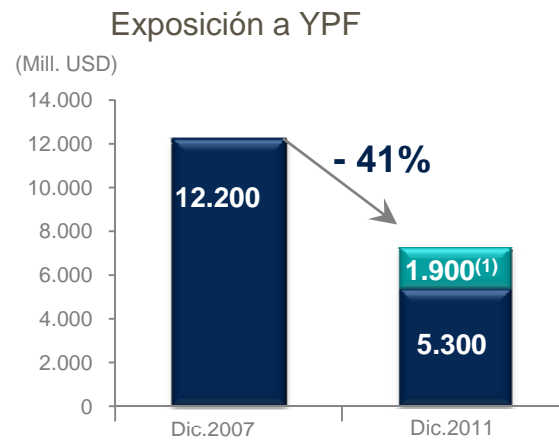


Impacto financiero

Mitigación riesgos 2008-2011

Reducción de la exposición del Grupo a YPF

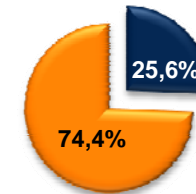
- Desinversión del 41,6% de YPF



Impacto financiero (2011)

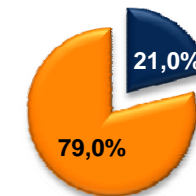
Ingresos de explotación

- 1.200 Mill. €
- 25,6%



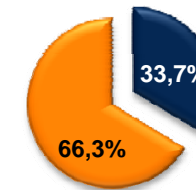
Beneficio neto

- 500 Mill.€
- 21,0%



Inversiones

- 2.200 Mill. €
- 33,7%



■ YPF ■ Repsol sin YPF



La expropiación ilícita de YPF no afecta a la capacidad de crecimiento de ninguno de los negocios fuera de Argentina

1. Correspondiente al préstamo a accionistas en Dic.2011, 6% de las acciones de YPF como colateral

Crecer desde nuestras fortalezas

Plan Estratégico 2012-2016



REPSOL



Plan Estratégico
2012-2016:
Crecer desde
nuestras fortalezas

Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas



Alto crecimiento del Upstream

- Crecimiento producción 2011-2016⁽¹⁾:
Tasa de crecimiento⁽²⁾ superior al 7%
- Producción 2016: **500.000 barriles petróleo/día**
- Tasa de reemplazo de reservas 2011-2016:
superior al 120%
- Inversiones promedio Upstream: **2.950 Mill. €/año⁽³⁾**
(120% respecto al promedio 2008-2011)

Solidez financiera

- **Plan autofinanciado, con una generación de caja de 8.100/8.600 Mill. €** para dividendos y reducción de deuda. Resistente a escenarios ácidos
- **Mantenimiento de la calificación crediticia**
- Desinversiones y venta de acciones en autocartera:
hasta 4.000/4.500 Mill. € en 2012-2016⁽⁴⁾

Maximizar el retorno del capital Downstream y GNL

- Flujo de caja libre promedio de Downstream:
1.200 Mill. €/año
- Inversiones promedio de Downstream:
750 Mill. €/año (-50% vs medio 2008-2011)

Retribución competitiva a los accionistas

- Dividendo 2011: **1,16 €/acción**
(opción scrip dividend)
- 2012 en adelante: **pay-out del 40-55%**

1. Producción de 2011 ajustada por la revolución libia. Tiene en cuenta la producción libia de 2010 (14,7 Mill. bep) en lugar de la producción libia de 2011 (3,4 Mill. bep) 2. CAGR: Tasa de crecimiento compuesto anualizada
3. Inversión neta excluyendo G&G y G&A 4. 1.360 Mill. € de acciones en autocartera ya vendidas en el 1T de 2012

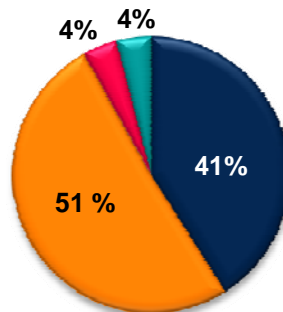
Plan Estratégico
2012-2016:
Crecer desde
nuestras fortalezas

Aumento de valor e incremento del peso del Upstream



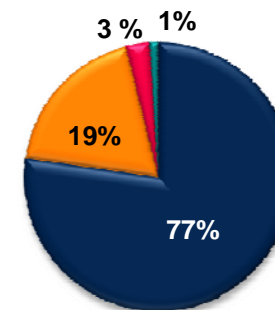
Inversiones⁽¹⁾

2008-2011



3.200
Mill. €/año

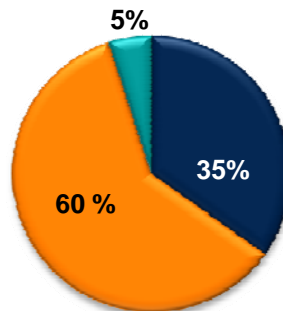
2012-2016



3.800
Mill. €/año

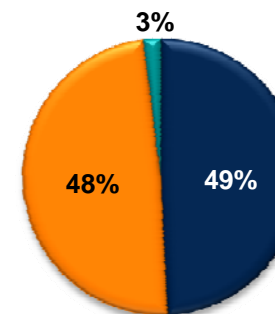
Capital
empleado⁽²⁾

2011



22.800
Mill. €

2016



25.000
Mill. €

■ Upstream
■ Downstream
■ Corporación
■ GNL

1. Inversiones netas excluyendo G&G y G&A 2. Considerando sólo Upstream, GNL y Downstream (sin corporación) Nota: todos los cálculos se han realizado sin incluir Gas Natural Fenosa ni YPF

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Upstream





La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Upstream

Upstream 2012-2016

Foco en exploración

- **Inversión media superior a 1.000 Mill. USD/año⁽¹⁾**
 - 6,5 USD/bep producido: Entre los líderes de la industria

**Aportando
Crecimiento**

- **Activos productivos**
 - Declino de la producción < 1,7% al año
- **10 proyectos clave en marcha**
 - > 200.000 bep/día de incremento de producción neta en 2016

**Reequilibrio de la
cartera de activos**

- **Objetivos estratégicos clave**
 - Crecimiento producción neta: Tasa crecimiento > 7%⁽²⁾
 - Producción neta Upstream 2016: 500.000 bep/día
 - Tasa de reemplazo de reservas superior al 120%
- **Aumentando la exposición a áreas atractivas, a precio del crudo y a países OCDE**

1. Incluye G&G y G&A 2. CAGR: Tasa de crecimiento compuesto anualizada

Upstream 2012-2016: Foco en la exploración: Objetivos Sentando las bases para la nueva fase de crecimiento



1. Incluye perforación, G&A y G&G 2. No ponderados por riesgo 3. Tasa de éxito histórica por encima del 30% 4. Ponderado por riesgo 5. Tasa de reemplazo de reservas más allá de 2016.



La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016
Upstream

Upstream 2012-2016: Aportando crecimiento 10 proyectos clave de crecimiento

Brasil

- | | |
|--|---|
| 1 Sapinhoa-(Guará)
300 Kbp/d
WI: 15%
FID: 2010
FO: 2013
Inversión 12-16: 1.200 Mill. € | 2 Carioca
150 Kbp/d
WI: 15%
FID: 2012
FO: 2016
Inversión 12-16: 800 Mill. € |
|--|---|

EE.UU.

- 3 Zona central del continente**
40 Kbp/d⁽¹⁾
Producción neta
-
FO: 2012
Inversión 12-16: 2.300 Mill. €

Rusia

- 6 AROG**
50 Kbp/d
WI: 49%
-
FO: 2012
Inversión 12-16: 400 Mill. €

Norte Latinoamérica

- | | |
|---|--|
| 7 Margarita-Huacaya (Bolivia)
102 Kbp/d
WI: 37,5%
FID: 2010
FG: 2012
Inversión 12-16: 300 Mill. € | 8 Kinteroni (Perú)
40 Kbp/d
WI: 53,8%
FID: 2009
FG: 2012
Inversión 12-16: 70 Mill. € |
| 9 Carabobo (Venezuela)
370 Kbp/d
WI: 11%
-
FO: 2013
Inversión 12-16: 700 Mill. € | 10 Cardón IV (Venezuela)
53 Kbp/d ⁽²⁾
WI: 32,5%
FID: 2011
FG: 2014
Inversión 12-16: 500 Mill. € |

Africa y Europa

- | | |
|---|--|
| 4 Reggane (Argelia)
48 Kbp/d
WI: 29,25%
FID: 2009
FG: 2016
Inversión 12-16: 400 Mill. € | 5 Lubina-Montanazo (España)
5 Kbp/d
WI: 100-75%
FID: 2009
FO: 2012
Inversión 12-16: 20 Mill. € |
|---|--|

A partir de 2016, nueva fase de crecimiento

Exploración

- **Recursos contingentes**
 - Alaska
 - C-33 (Seat, Gávea, Pao de Açúcar)
 - Presal Albacora
 - Sierra Leona
 - Buckskin
 - Malombe
 - Iguazú
 - Piracucá-Panoramix-Vampira
 - NC 200
- **Recursos prospectivos**
 - Golfo de México
 - Mar de Beaufort
 - Luisiana
 - Este de Canadá
 - Campos, Santos y Espíritu Santo
 - Colombia: RC11, RC12 y Tayrona
 - Guyana: Jaguar I
 - Angola y Namibia
 - España y Portugal
 - Offshore de Noruega
 - Irlanda: Dunquin
 - Perú: Mapi, Mashira y Sagari
 - ...

Los proyectos clave de crecimiento incrementan la producción neta: más de 200.000 bep/día en 2016

1. Producción neta media de Repsol después de regalías. 2. Producción neta fase I

Nota: Todas las cifras de producción indican producción plateau bruta; WI = Participación de Repsol; FID = Decision final de inversión; FO: First Oil; FG: First Gas; Inversiones netas 2012-2016 excluyendo G&G y G&A

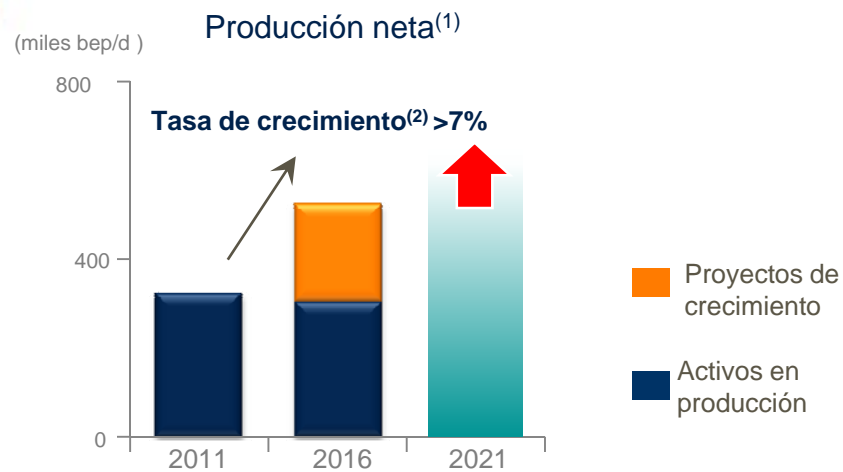
La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Upstream

Upstream 2012-2016: Aportando crecimiento: objetivos



500.000 bep/d en 2016

Tasa de reemplazo de reservas
de 2012-2016 superior al 120%



Producción 2012-2016 basada en los activos actuales + proyectos de crecimiento

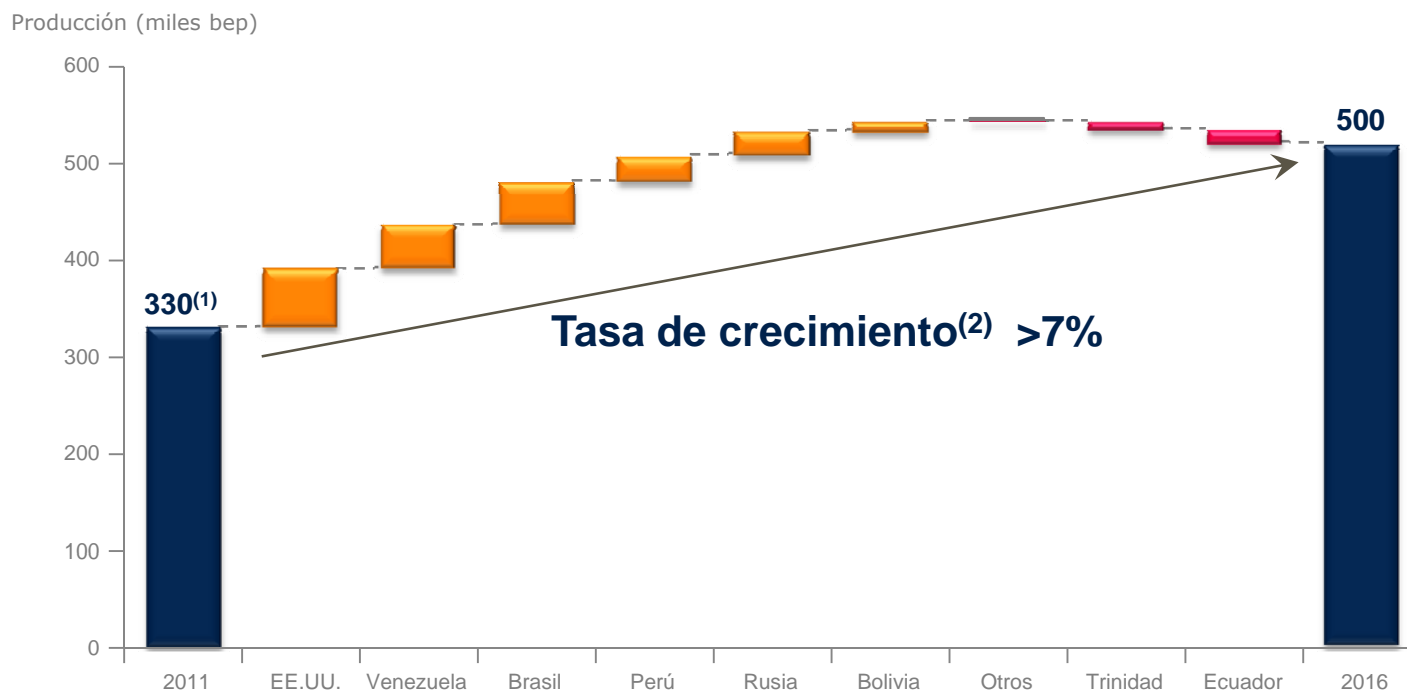
El objetivo de producción 2016 no depende de recursos prospectivos ni contingentes procedentes de la exploración

Incorporación anual de recursos contingentes a través de la exploración: +300/350 Mill. bep⁽³⁾

1. Producción de 2011 ajustada por la revolución libia: tiene en cuenta la producción libia de 2010 (14,7 Mill. bep) en lugar de la producción libia de 2011 (3,4 Mill. bep)
2. CAGR: Tasa de crecimiento compuesto anualizada 3. Recursos ponderados en riesgo

La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Upstream

Upstream 2012-2016: Importante aumento de la producción



500.000 bep/día de producción en 2016
Descenso medio en los campos actuales: 1,7% anual

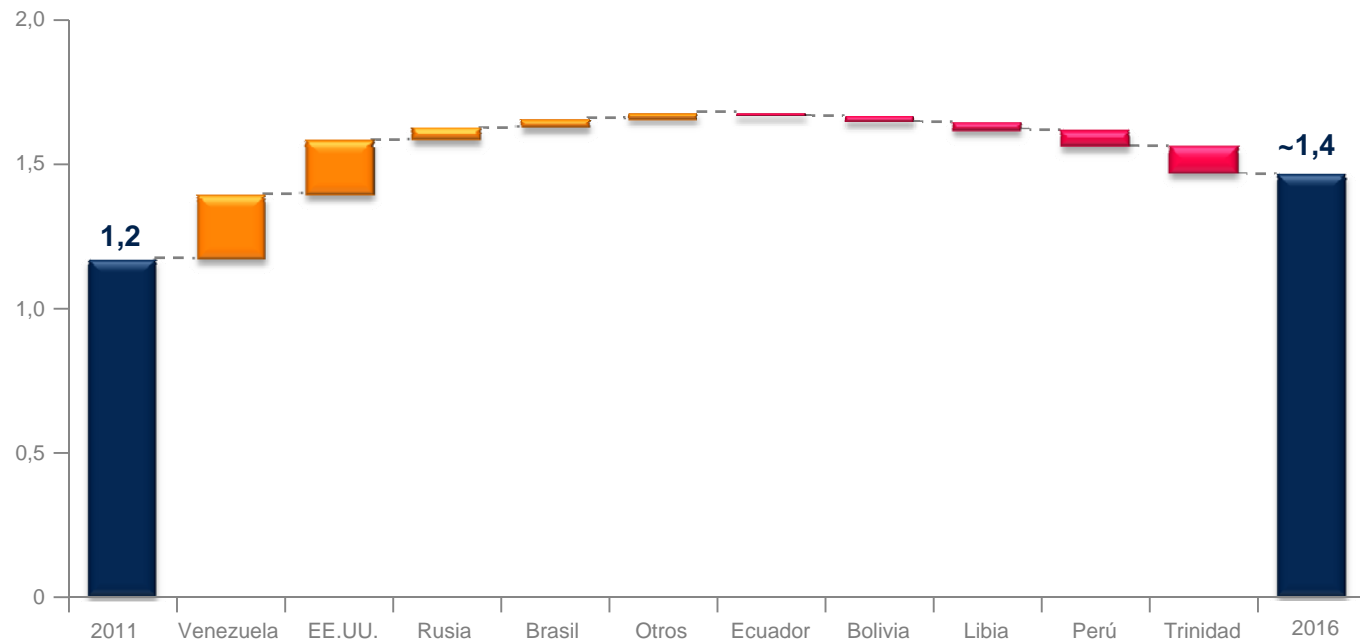
1. Producción homogeneizada en 2011: tiene en cuenta la producción libia real de 2010 (14,7 Mill. bep) en lugar de la producción real de 2011 (3,4 Mill. bep) 2. CAGR: Tasa de crecimiento compuesto anualizada

La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Upstream

Upstream 2012-2016: Importante reemplazo de reservas gracias a proyectos de crecimiento



Reservas al final del año (miles mill. bep)



Tasa de reemplazo de reservas 2012-2016 superior al 120%

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Downstream

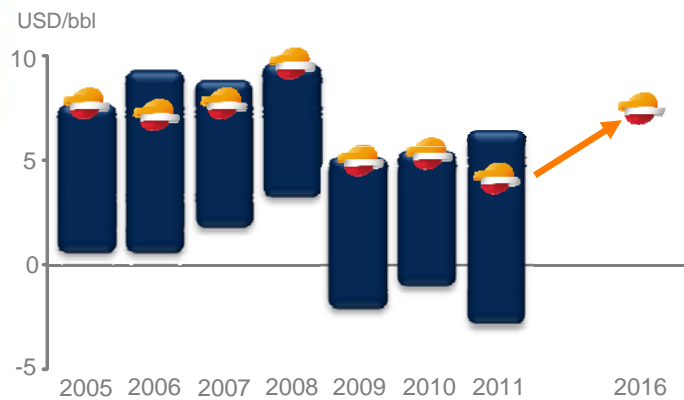


La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Downstream

Downstream 2012-2016: Excelente cartera de activos



Margen integrado de R&M (Repsol frente al sector)



Márgenes
de Repsol

Margen máximo del
grupo de homólogos del
sector

Margen mínimo del grupo
de homólogos del sector

- Presencia en un mercado con prima para el refino
- Finalización de los proyectos de expansión y conversión
- Sistema de refino integrado, que opera como una sola refinería
- Integración eficiente entre los negocios de refino, química y marketing

Negocio de Downstream competitivo, asociado a activos de calidad y favorable situación geográfica

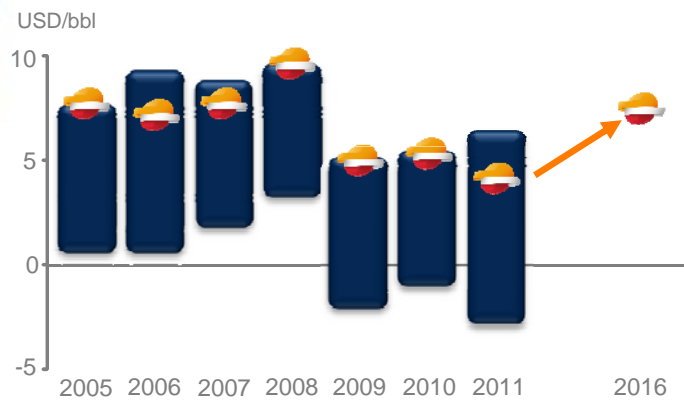
Nota: Margen integrado de R&M como resultado operativo ajustado (CCS-LIFO) de R&M dividido por el volumen total de crudo procesado (no incluye química) de un grupo de 14 compañías comparables. Basado en los informes anuales y en las estimaciones de Repsol.

La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Downstream

Downstream 2012-2016: Excelente cartera de activos



Margen integrado de R&M (Repsol frente al sector)



Márgenes
de Repsol

Margen máximo del
grupo de homólogos del
sector

Margen mínimo del grupo
de homólogos del sector

- Presencia en un mercado con prima para el refino
- Finalización de los proyectos de expansión y conversión
- Sistema de refino integrado, que opera como una sola refinería
- Integración eficiente entre los negocios de refino, química y marketing

Negocio de Downstream competitivo, asociado a activos de calidad y favorable situación geográfica

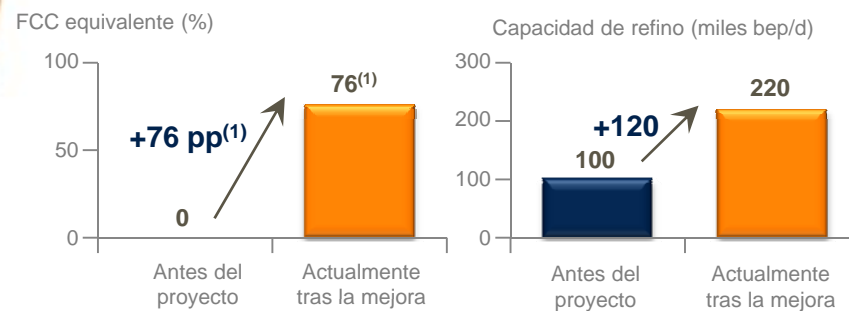
Nota: Margen integrado de R&M como resultado operativo ajustado (CCS-LIFO) de R&M dividido por el volumen total de crudo procesado (no incluye química) de un grupo de 14 compañías comparables. Basado en los informes anuales y en las estimaciones de Repsol.

La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Downstream

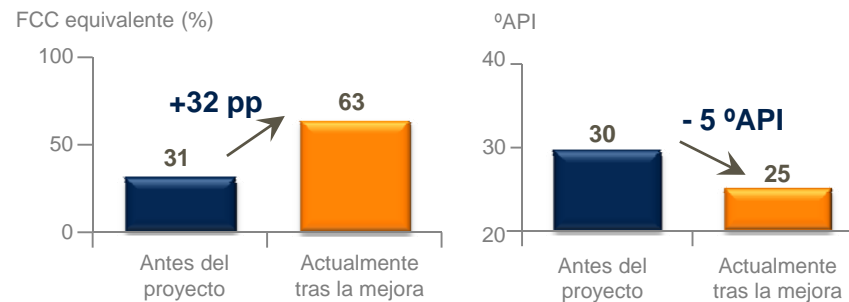
Downstream 2012-2016: los nuevos proyectos de refino contribuyen significativamente a la mejora del EBIT



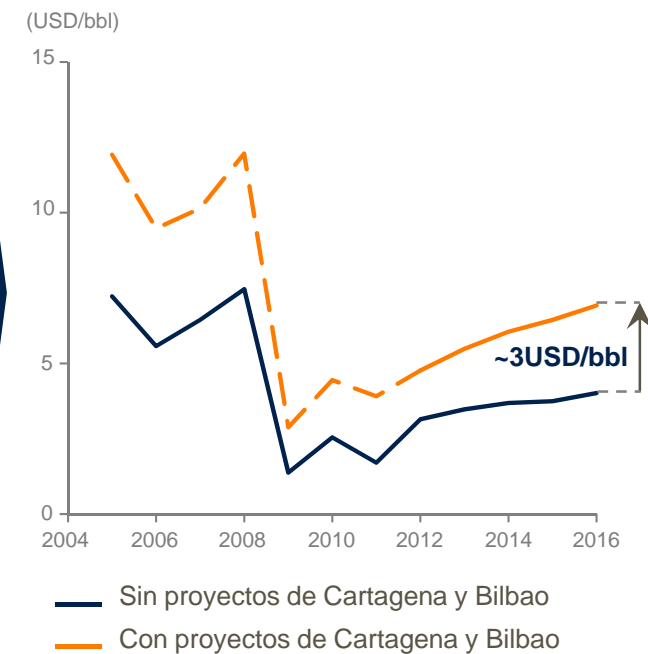
Cartagena



Bilbao



Índice de margen



Los proyectos de Cartagena y Bilbao mejorarán 3 USD/barril el margen del sistema de refino de Repsol en España en 2016

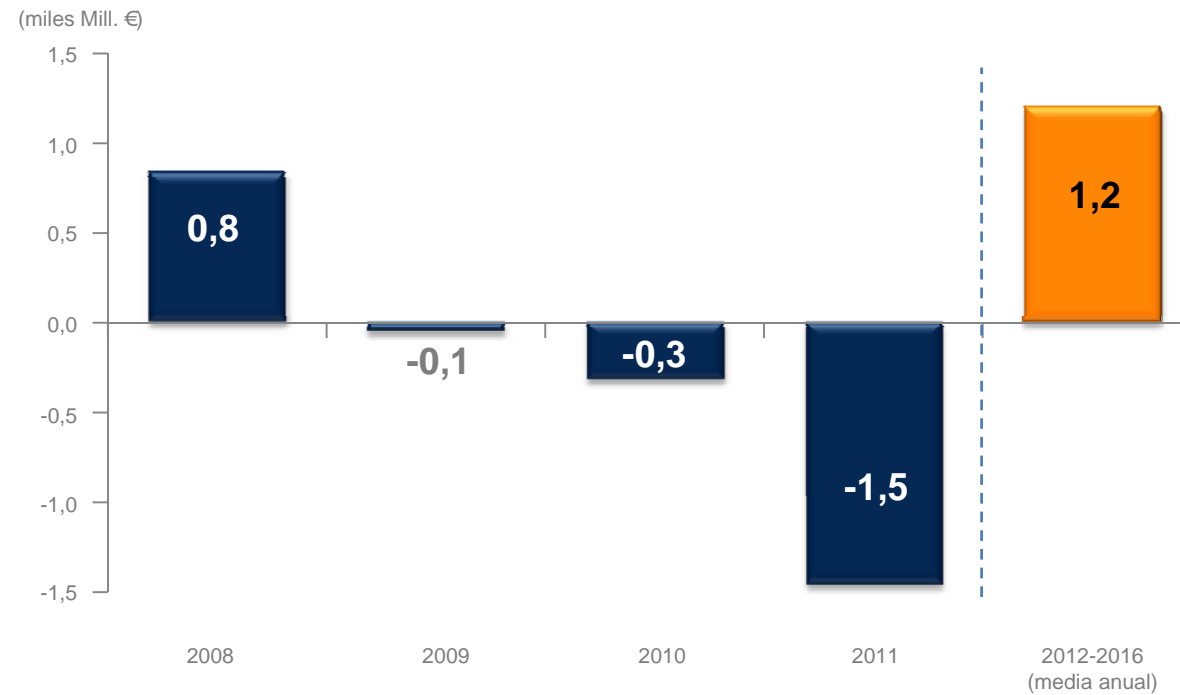
1. 92% sin tener en cuenta los lubricantes y la especialidades



La estrategia de
nuestros negocios:
2012-2016
Downstream

Downstream 2012-2016: Elevada generación de Cash Flow

Cash Flow libre después de impuestos 2008-2011



Transformación de un negocio consumidor de caja, en uno generador de caja con el ciclo inversor ya finalizado

Perspectivas financieras



Disciplina financiera

- **Firme compromiso para mantener la calificación crediticia.**
 - Alternativas que permitirán reducir deuda entre 7.000 -9.000⁽¹⁾ Mill. €
 - Política de dividendos
 - Conversión de acciones preferentes
 - Venta del 5% de autocartera
 - Optimización del fondo de maniobra
 - Desinversiones selectivas
- **Mantenimiento de elevada liquidez**
 - Posición actual 3,8 veces deuda a corto⁽²⁾
 - 76% deuda bruta cubierta con liquidez⁽²⁾
- **Retribución al accionista competitiva**

Plan estratégico autofinanciado, incluso en un escenario ácido

Desinversiones selectivas



- **1.360 mill. € de acciones en autocartera ya vendidas en el 1T de 2012**
- **Otras desinversiones actualmente en valoración teniendo en cuenta como criterio de rotación de activos:**
 - No estratégicos
 - Riesgo de exposición
 - Baja rentabilidad (ROCE)
 - Valor de mercado
 - Impacto financiero

Desinversiones de hasta 4.000/4.500 mill. € en 2012-2016⁽³⁾

1. La potencial reducción de deuda no considera el impacto de la política retributiva (pay-out, scrip dividend) 2. A Abril 2012. 3. Incluida la desinversión de acciones propias

Plan Estratégico 2012-2016: Programa de inversiones de 19.100 millones de euros claramente definido



Inversiones acumuladas⁽¹⁾ (2012-2016)

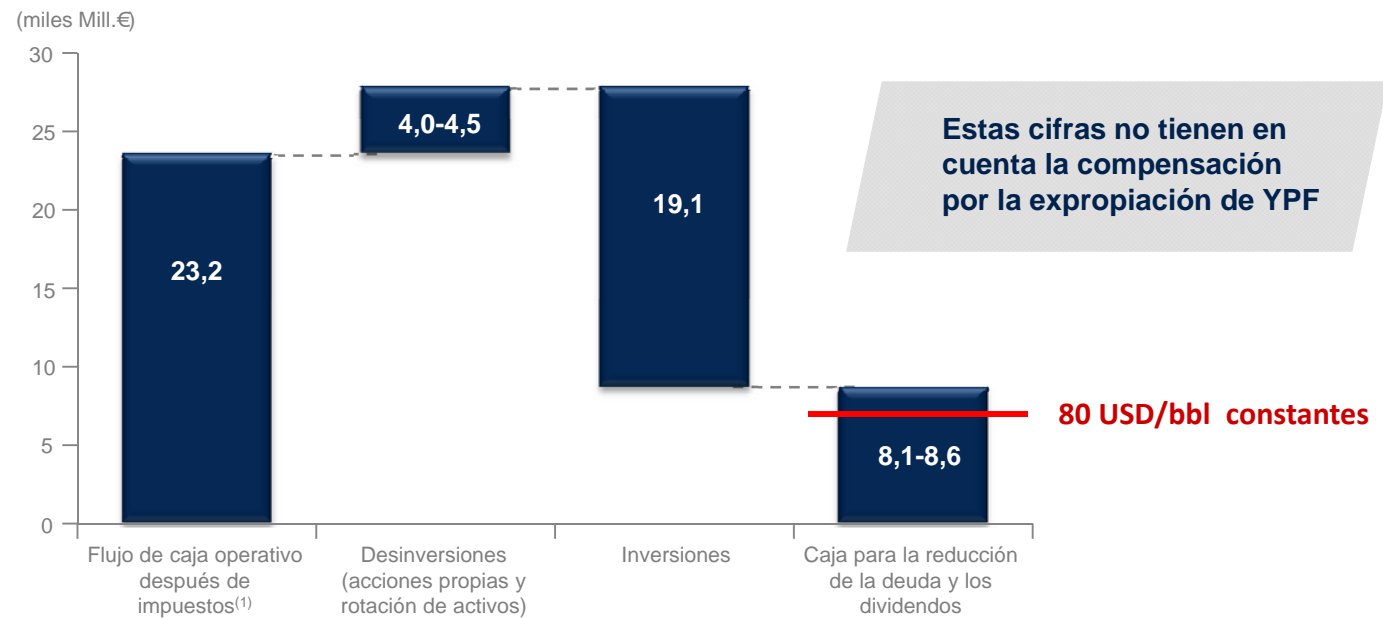
miles Mill. €	Upstream	GNL	Downstream	Corporación	Total
Activos productivos	2,7	0,2	3,1	0,5	6,5
Proyectos de crecimiento + Desarrollos futuros ⁽²⁾ + Exploración	12,0	-	0,6	-	12,6
	14,7	0,2	3,7	0,5	19,1
	77%	1%	19%	3%	100%

1. Inversiones netas, sin incluir G&G ni G&A 2. Desarrollo futuro incluye proyectos con comienzo de la producción a partir de 2016 Nota: todos los cálculos se han realizado sin incluir Gas Natural Fenosa ni YPF



Plan Estratégico 2012-2016: autofinanciado

Movimientos de caja 2012-2016



La autofinanciación se mantiene en un escenario de 80 USD/bbl

1. Incluidos los dividendos de las compañías participadas y los dividendos a minoritarios

Nota: asumiendo un escenario base: Crudo Brent (USD/bbl): 107 (2012), 95 (2013), 97 (2014), 100 (2015), 102 (2016); Henry Hub (USD/MMBtu): 2,5 (2012), 3,5 (2013), 4,0 (2014), 4,5 (2015), 4,5 (2016); Brent cracking margin NWE (USD/Bbl): 2,3 (2012), 2,4 (2013), 2,5 (2014), 2,6 (2015), 2,8 (2016); Tipo de cambio: 1,30 USD/€ (2012-2016) Nota 2: todos los cálculos excluyen YPF y con GNF en puesta en equivalencia.



Perspectivas
financieras

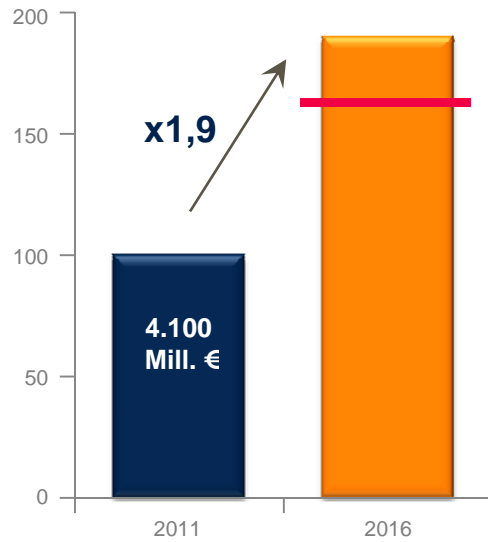
Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas

x1,9 EBITDA

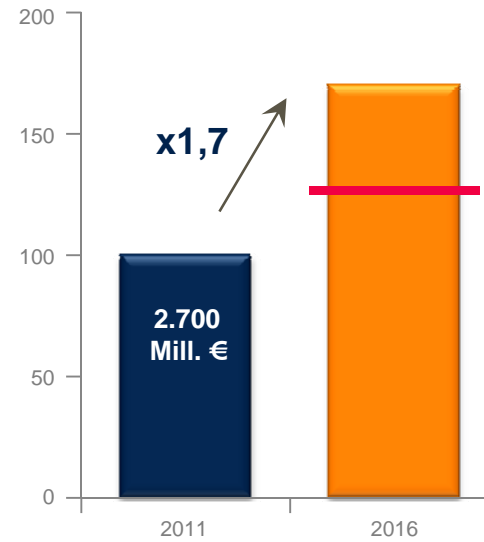
x1,7 EBIT

x1,8 Beneficio neto

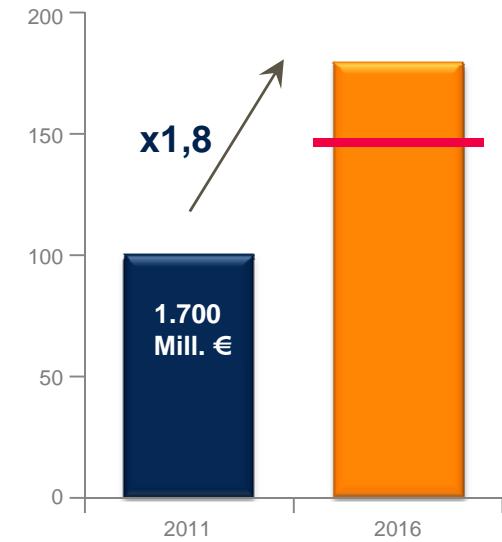
(Índice 2011)



(Índice 2011)



(Índice 2011)



— 80 USD/bbl constantes

Nota 1: asumiendo un escenario base: Crudo Brent (USD/bbl): 107 (2012), 95 (2013), 97 (2014), 100 (2015), 102 (2016); Henry Hub (USD/MMBtu): 2,5 (2012), 3,5 (2013), 4,0 (2014), 4,5 (2015), 4,5 (2016); Brent cracking margin NWE (USD/Bbl): 2,3 (2012), 2,4 (2013), 2,5 (2014), 2,6 (2015), 2,8 (2016); Tipo de cambio: 1,30 USD/€ (2012-2016)
Nota 2: todos los cálculos excluyen YPF y con GNF en puesta en equivalencia

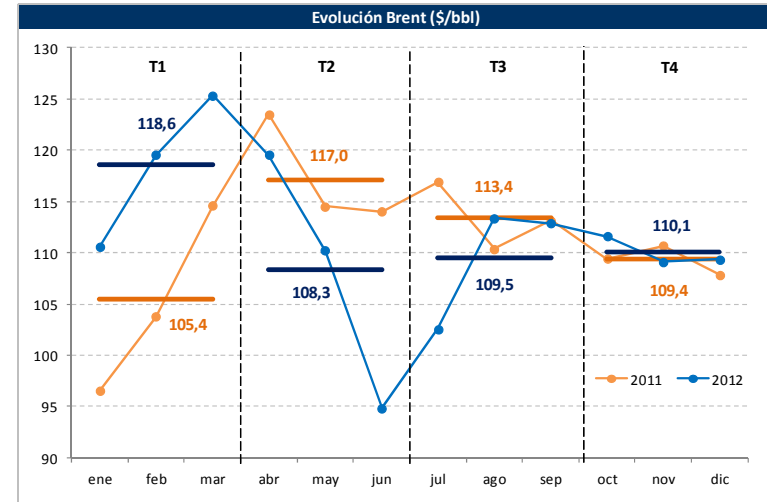
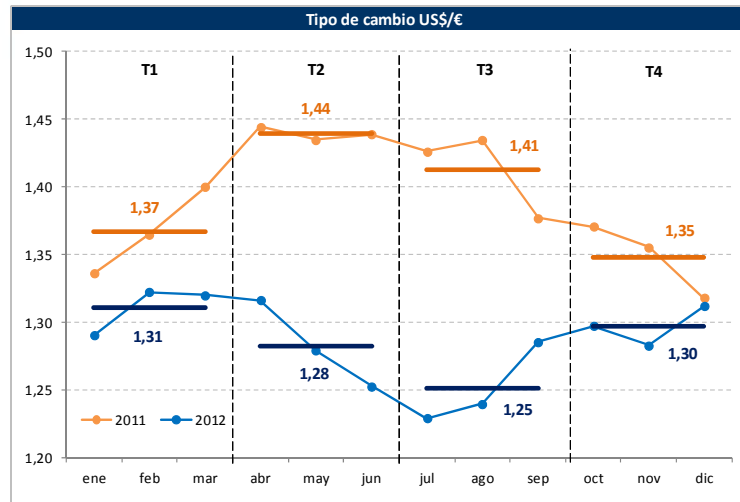
Resultados 2011 - 2012





ENTORNO

Evolución de la variables clave





Hitos fundamentales



2011

- **EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**
 - Interrupción actividades Libia en marzo por conflicto armado
 - Menor producción por mantenimiento en Trinidad y Tobago
 - Obtenida la Declaración de Comercialidad de Reggane (Argelia), Cardón IV (Venezuela) y Guará (Brasil)
 - 6 descubrimientos (4 en Brasil, 1 en USA y 1 Libia), que aportan 720 Mboe de recursos contingentes
 - 79.000 km² de nuevo dominio minero en 13 países
 - Crecimiento inorgánico: USA (Sandridge), Rusia (Alliance) y Alaska.

- **DOWNSTREAM**
 - Completados los grandes proyectos de refino
 - Entorno difícil para el refino, especialmente en Europa
 - Declino del negocio de la Química en 2S
 - Disminución de la demanda en las áreas comerciales

- **YPF**
 - Dilución de la participación hasta el 57,4%
 - Entorno: huelgas en el sector; elevada inflación
 - Descubrimiento yacimiento "Vaca muerta"

2012

- **EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**
 - Reanudación de las actividades en Libia.
 - Descubrimientos en Pão de Açúcar en Brasil y Sagari en Perú.
 - Continúan las labores de mantenimiento en Trinidad y Tobago.
 - Se han adquirido 68 bloques, con superficie "gross" de 75.367 km² y participación media ponderada del 45%, en USA, Noruega, Rusia, Portugal, Angola, Namibia, Canadá, Australia y Colombia.
 - Inauguración de la fase I de ampliación de la planta de Margarita-Huacaya en Bolivia, la cual permite incrementar la capacidad de procesamiento en 6 Mm³/d.
 - Inicio de la producción en octubre de Montanazo – Lubina.
 - Incorporación de Saneco (Rusia) desde agosto.
 - Venta de Amodaimi Oil Company
 - Declaración de comercialidad del campo Perla (Venezuela).

- **DOWNSTREAM**
 - Recuperación del refino, más acusada en el 3T.
 - Sector de la Química deprimido.
 - La disminución de la demanda continúa afectando a las áreas comerciales

- **EXPROPIACIÓN YPF** (abril 2012)

Cuenta de resultados



Millones de Euros	ACUMULADO						VARIACIÓN RECURRENTE	
	2012			2011			M€	%
	Resultado	No Recurr.	Recurrente	Resultado	No Recurr.	Recurrente		
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	2.207	(95)	2.303	1.413	112	1.301	1.002	
GNL	535	-	535	386	(2)	389	147	
DOWNSTREAM A CCS	1.012	92	920	751	(15)	766	153	
GAS NATURAL FENOSA	920	(10)	930	887	66	821	109	
CORPORACIÓN Y AJUSTES	(390)	(23)	(367)	(319)	(8)	(311)	(55)	
TOTAL RESULTADO OPERACIONES A CCS	4.285	(36)	4.321	3.118	152	2.966	1.355	46%
Efecto patrimonial	1	-	1	431	-	431	(430)	
TOTAL RESULTADO OPERACIONES A MIFO	4.286	(36)	4.322	3.549	152	3.397	925	
Resultado financiero	(857)	(50)	(807)	(862)	1	(863)	57	
Resultado de participadas	117	-	117	72	(8)	80	36	
RESULTADO A. D. I.	3.545	(86)	3.631	2.759	145	2.614	1.018	
Impuestos	(1.581)	10	(1.590)	(991)	(67)	(925)	(666)	
Resultado atribuible a minoritarios	(75)	-	(75)	(111)	-	(111)	36	
RESULTADO NETO OP. CONTINUADAS (sin YPF)	1.890	(76)	1.966	1.656	78	1.578	388	25%
Resultado ddi Op. Interrumpidas (YPF)	170	170	-	537	537	-	-	
RESULTADO NETO	2.060	93	1.966	2.193	615	1.578	388	
RESULTADO NETO (con YPF como recurrente)	2.060	(76)	2.136	2.193	78	2.115	21	1%
RDO NETO OP. CONTINUADAS A CCS (sin YPF)	1.879	(76)	1.955	1.406	78	1.328	627	47%
RDO NETO A CCS (con YPF como recurrente)	2.048	(76)	2.125	1.943	78	1.865	260	14%

Incluye la aportación de YPF, S.A., Repsol YPF Gas, S.A. y las sociedades participadas por ambas compañías en una línea separada en todos los períodos mostrados.

Inversiones de explotación



Millones de Euros

	2011	2012	Diferencia
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1.813	2.423	610
GNL	18	35	17
DOWNSTREAM	1.704	666	(1.038)
CORPORACIÓN Y AJUSTES	165	165	-
TOTAL GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	3.700	3.289	(411)
GAS NATURAL FENOSA	582	432	(150)
TOTAL GRUPO	4.282	3.721	(561)

Incremento del 34% de las inversiones en EyP y finalización en 2011 de los proyectos de Refino

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Magnitudes fundamentales



4T12	4T11	Variación	MAGNITUDES FUNDAMENTALES Exploración y Producción	2012	2011	Variación
110,1	109,4	1%	BRENT (US\$/bbl)	111,7	111,3	0%
88,2	94,1	(6%)	WTI (US\$/bbl)	94,1	95,1	(1%)
3,4	3,5	(4%)	HENRY HUB (US\$/Mbtu)	2,8	4,0	(31%)
			PRECIOS			
89,8	86,6	4%	Realización Crudo (US\$/bbl)	89,0	84,2	6%
3,9	3,7	4%	Realización Gas (US\$/Kscf)	3,7	3,5	6%
347,2	292,2	19%	PRODUCCIÓN NETA DE HIDROCARBUROS (kboe/d)	332,4	298,8	11%
TASA DE REEMPLAZO DE RESERVAS (%)				204%	162%	

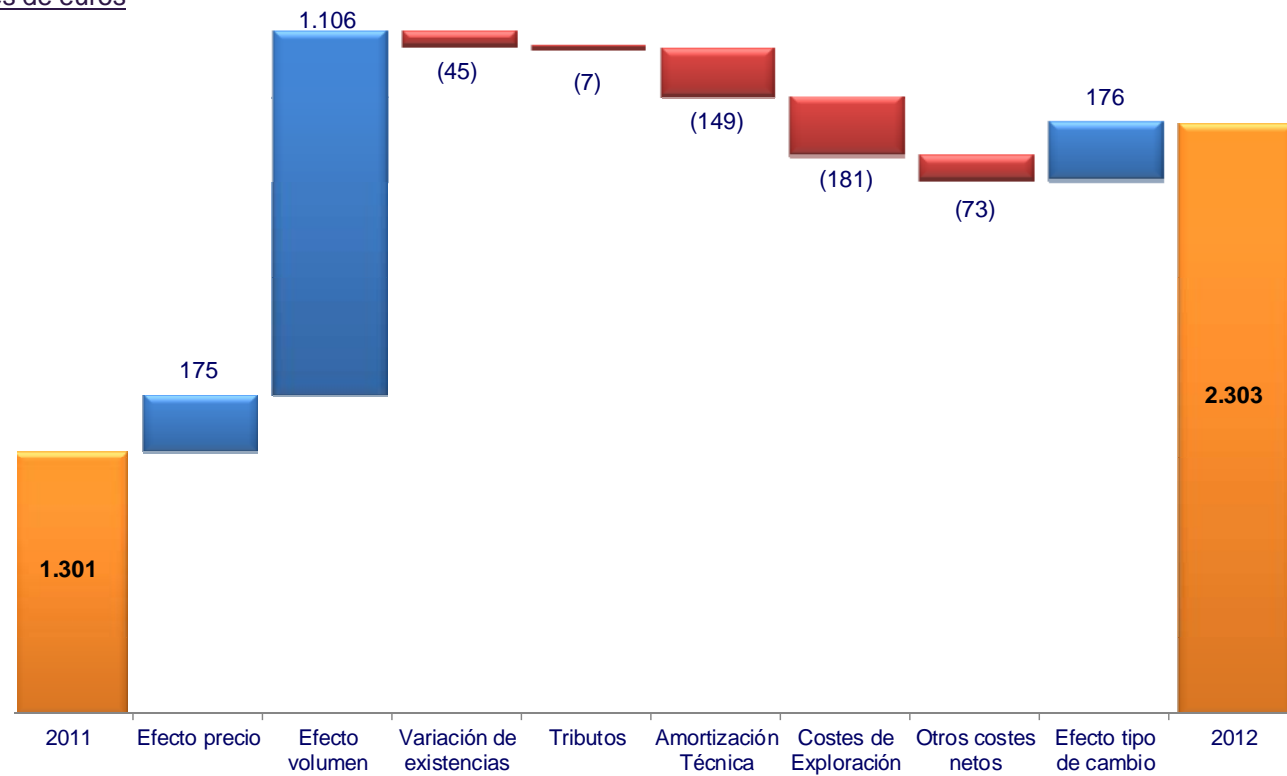


EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Evolución resultado operativo recurrente



Millones de euros



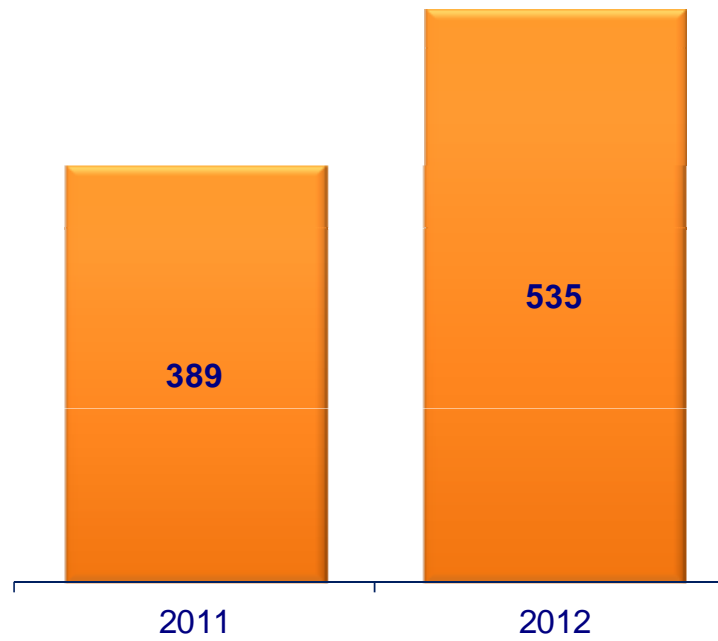
GNL Magnitudes fundamentales



4T12	4T11	VARIACION	MAGNITUDES FUNDAMENTALES GNL	2012	2011	VARIACION
3,4	3,5	(4%)	HENRY HUB (US\$/MBtu)	2,8	4,0	(31%)
43,2	52,0	(17%)	POOL ELÉCTRICO ESPAÑA (€/MWh)	47,3	49,9	(5%)
PRODUCCIÓN GNL TRINIDAD Y TOBAGO (100%) (Tbtu)						
44,7	46,5	(4%)	Tren 1	172,1	175,0	(2%)
82,2	86,2	(5%)	Tren 2/3	336,8	343,6	(2%)
65,0	42,7	52%	Tren 4	245,2	232,5	5%
46,8	55,9	(16%)	PRODUCCIÓN GNL PERÚ (100%) (Tbtu)	205,6	206,3	(0%)
CANAPORT						
16,6	27,7	(40%)	REGASIFICACIÓN (100%) (Tbtu)	61,6	118,2	(48%)
24,0	40,2	(40%)	VOLUMEN SOBRE EL PROCESS OR PAY (%)	22,4	43,2	(48%)
99,1	102,8	(4%)	COMERCIALIZACIÓN GNL (Tbtu)	404,6	435,6	(7%)
993	338	194%	VENTAS ENERGÍA ELÉCTRICA BBE (100%) (GWh)	3.295	2.247	47%



GNL
Evolución resultado operativo recurrente

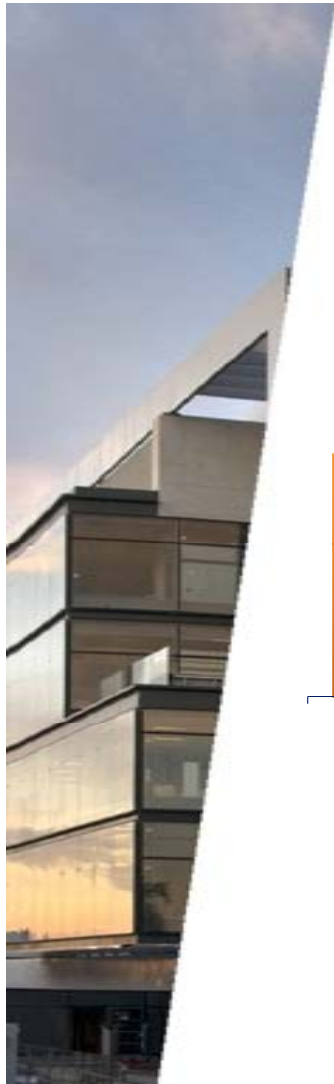


DOWNSTREAM

Magnitudes fundamentales

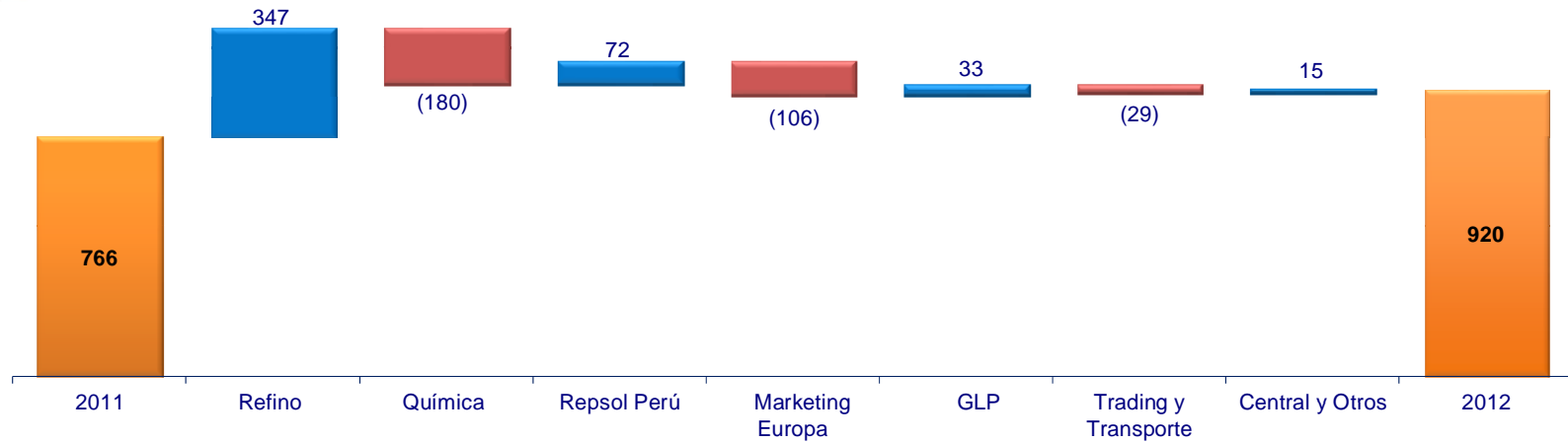


4T12	4T11	VARIACION	MAGNITUDES FUNDAMENTALES DOWNSTREAM	2012	2011	VARIACION
10,2	8,2	24%	CRUDO PROCESADO (Mt)	36,9	31,5	17%
			VENTAS DOWNSTREAM (Kt)			
12.925	10.581	22%	TOTAL VENTAS	47.589	43.162	10%
11.648	9.262	26%	Productos petrolíferos	42.744	37.805	13%
636	613	4%	Productos petroquímicos	2.308	2.659	(13%)
641	706	(9%)	GLP	2.537	2.698	(6%)
			REFINO ESPAÑA			
82,7	71,6	16%	Utilización (%)	74,3	70,9	5%
6,3	0,8	673%	Índice de Margen (US\$/Bbl)	5,3	1,6	220%
			EESS ESPAÑA			
147,2	152,6	(4%)	PAI - Ci (€/m3)	153,8	153,4	0%
2.350	2.615	(10,1%)	Ventas (km3)	9.939	10.934	(9%)
117,7	98,2	20%	ÍNDICE MARGEN PETROQUÍMICO (€/t)	114,1	158,8	(28%)



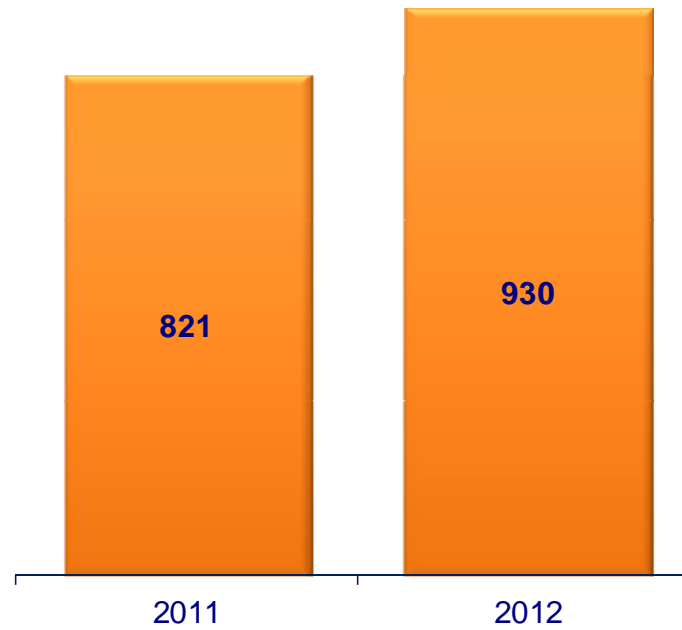
DOWNSTREAM

Evolución resultado operativo recurrente





GAS NATURAL FENOSA
Evolución resultado operativo recurrente



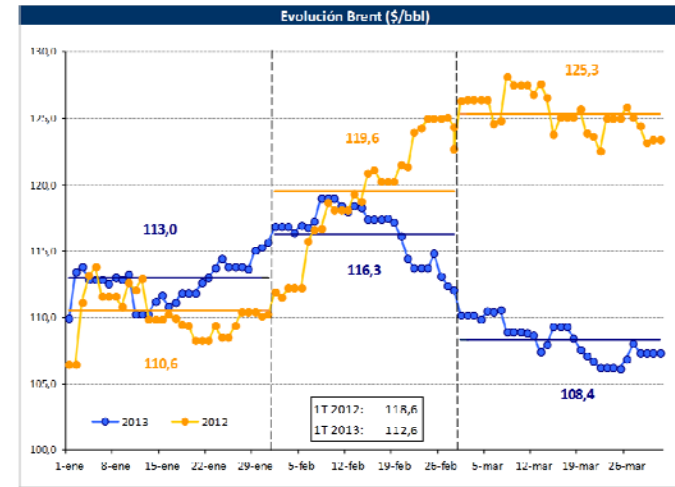
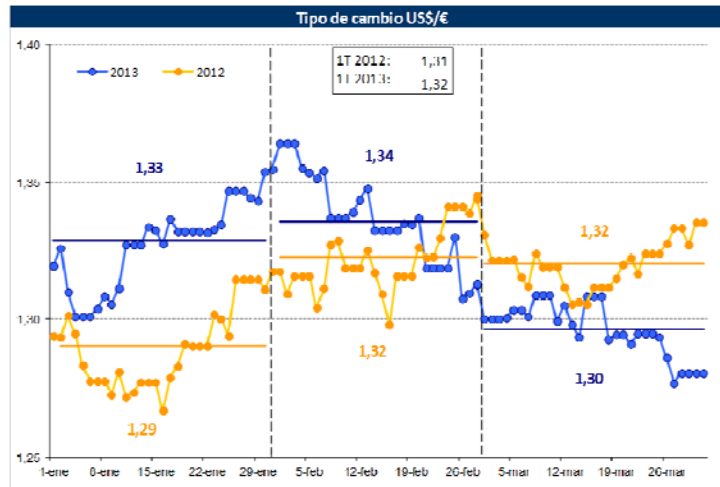
Resultados 1T 2013





ENTORNO

Evolución de la variables clave

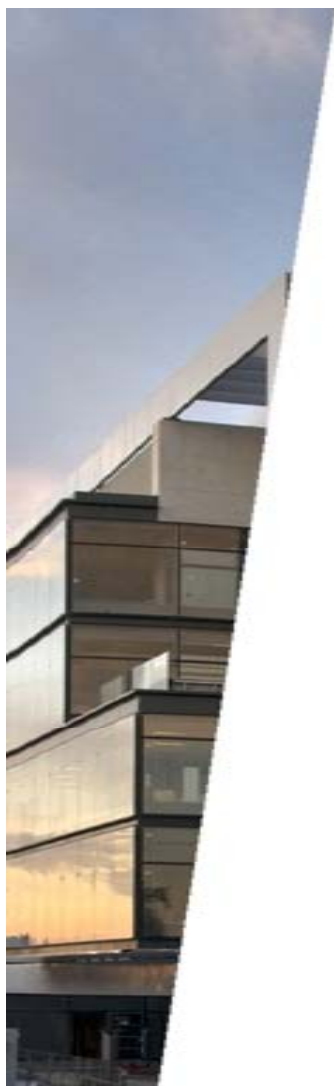


Cuenta de resultados



Millones de Euros	TRIMESTRE						VARIACIÓN RECURRENTE	
	1T13			1T12			ME	%
	Resultado	No Recurr.	Recurrente	Resultado	No Recurr.	Recurrente		
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	655	(13)	667	654	(5)	660	8	
GNL	311	-	311	158	-	158	153	
DOWNSTREAM A CCS	173	(10)	183	81	(1)	82	100	
GAS NATURAL FENOSA	250	(3)	253	246	5	241	12	
CORPORACIÓN Y AJUSTES	(101)	(1)	(101)	(60)	(1)	(60)	(41)	
TOTAL RESULTADO OPERACIONES A CCS	1.287	(26)	1.313	1.079	(3)	1.082	232	21%
Efecto patrimonial	5	-	5	251	-	251	(246)	
TOTAL RESULTADO OPERACIONES A MIFO	1.292	(26)	1.318	1.330	(3)	1.333	(15)	
Resultado financiero	(235)	(8)	(227)	(282)	(1)	(282)	54	
Resultado de participadas	45	-	45	27	-	27	18	
RESULTADO A. D. I.	1.102	(34)	1.136	1.075	(3)	1.078	58	
Impuestos	(451)	(7)	(444)	(425)	1	(426)	(18)	
Resultado atribuible a minoritarios	(14)	-	(14)	(21)	-	(21)	7	
RESULTADO NETO OP. CONTINUADAS (sin YPF)	636	(41)	678	628	(2)	631	47	
Resultado ddi Op. Interrumpidas (YPF)	(3)	(3)	-	164	164	-	-	
RESULTADO NETO (con YPF)	634	(44)	678	793	162	631	47	7%
RESULTADO NETO (con YPF como recurrente)	634	(41)	675	793	(2)	795	(120)	-15%
RESULTADO NETO OP. CONTINUADAS A CCS (sin YPF)	634	(41)	675	458	(2)	460	215	47%
RESULTADO NETO A CCS (con YPF como recurrente)	631	(41)	672	622	(2)	624	48	8%
DOWNSTREAM A MIFO	178	(10)	187	332	(1)	333	(146)	

Incluye la aportación de YPF, S.A., Repsol YPF Gas, S.A. y las sociedades participadas por ambas compañías en una línea separada en todos los períodos mostrados.



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Magnitudes fundamentales



1T13	1T12	MAGNITUDES FUNDAMENTALES Exploración y Producción	Variación
112,6	118,6	BRENT (US\$/bbl)	(5%)
94,4	103,0	WTI (US\$/bbl)	(8%)
3,3	2,7	HENRY HUB (US\$/Mbtu)	22%
		PRECIOS	
93,7	93,8	Realización Crudo (US\$/bbl)	(0%)
4,4	3,5	Realización Gas (US\$/Kscf)	27%
360,3	323,3	PRODUCCIÓN NETA DE HIDROCARBUROS (kboe/d)	11%

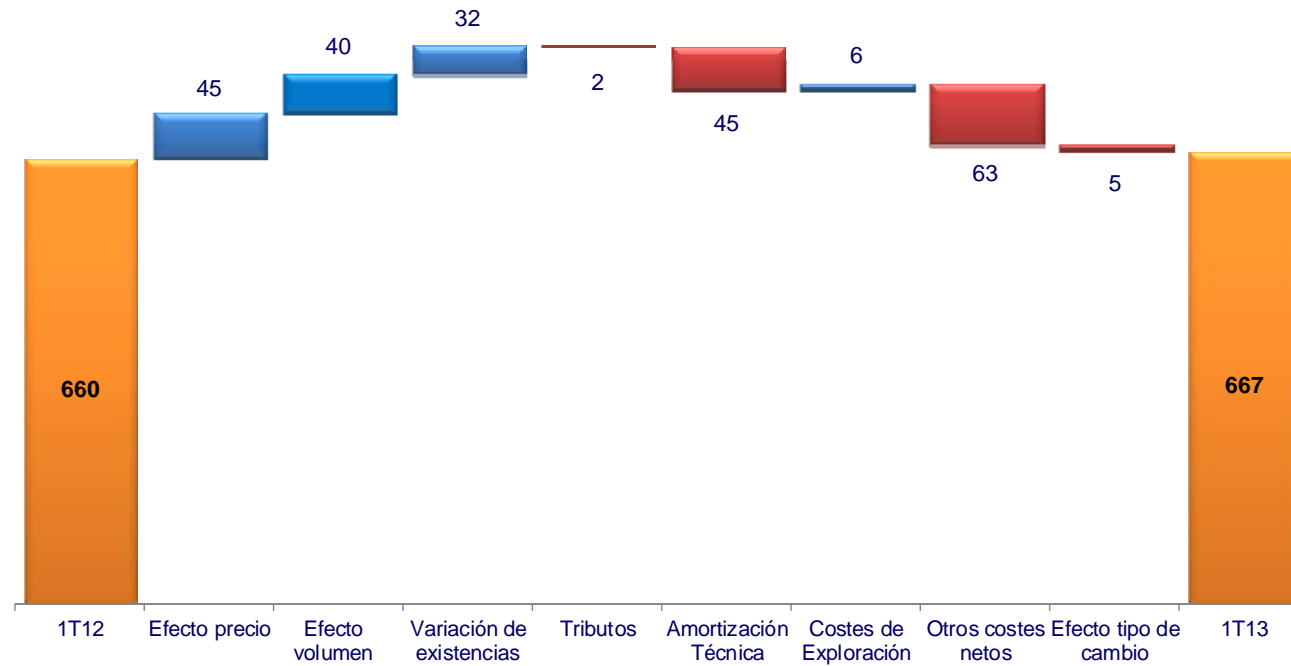


EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Evolución resultado operativo recurrente



Millones de euros



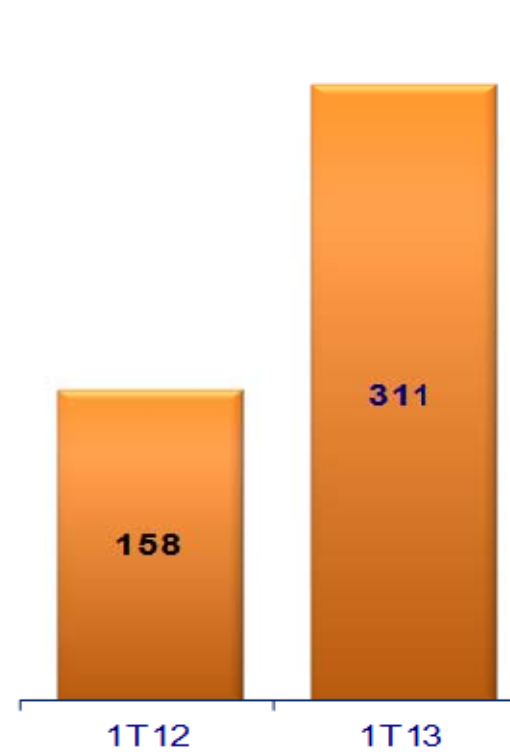
GNL Magnitudes fundamentales

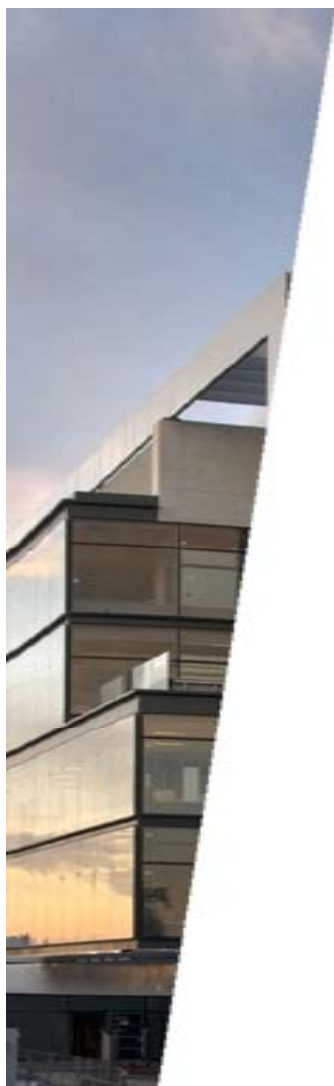


1T13	1T12	MAGNITUDES FUNDAMENTALES GNL	VARIACION
3,3	2,7	HENRY HUB (US\$/MBtu)	22%
40,5	50,7	POOL ELÉCTRICO ESPAÑA (€/MWh)	(20%)
PRODUCCIÓN GNL TRINIDAD Y TOBAGO (100%) (TBtu)			
46,9	46,1	Tren 1	2%
89,0	87,2	Tren 2/3	2%
67,1	60,0	Tren 4	12%
55,6	50,7	PRODUCCIÓN GNL PERÚ (100%) (Tbtu)	10%
CANAPORT			
24,3	27,8	REGASIFICACIÓN (100%) (TBtu)	(12%)
36,1	40,7	VOLUMEN SOBRE EL PROCESS OR PAY (%)	(11%)
117,0	106,3	COMERCIALIZACIÓN GNL (TBtu)	10%
730	438	VENTAS ENERGÍA ELÉCTRICA BBE (100%) (GWh)	67%



GNL
Evolución resultado operativo recurrente





DOWNSTREAM

Magnitudes fundamentales

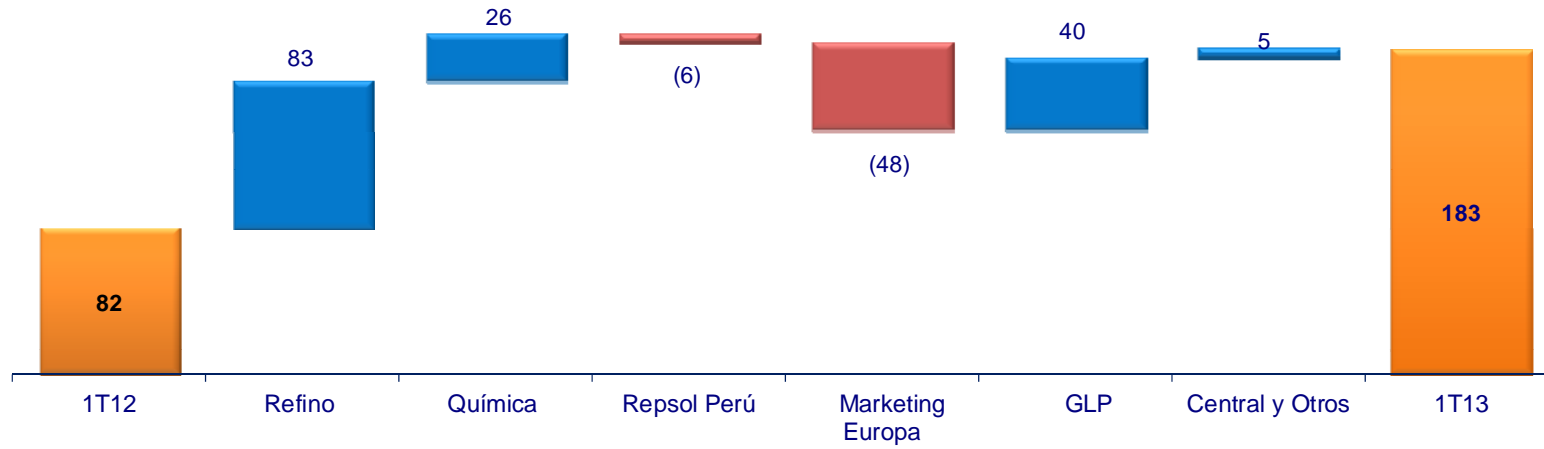


1T13	1T12	MAGNITUDES FUNDAMENTALES DOWNSTREAM	VARIACION
9,5	8,2	CRUDO PROCESADO (Mt)	16%
		VENTAS DOWNSTREAM (Kt)	
11.332	11.513	TOTAL VENTAS	(2%)
10.136	10.138	Productos petrolíferos	(0%)
513	593	Productos petroquímicos	(13%)
683	782	GLP	(13%)
		REFINO ESPAÑA	
79,8	65,6	Utilización destilación (%)	14,2
97,8	83,0	Utilización capacidad conversión (%)	14,8
3,9	3,0	Índice de Margen (US\$/Bbl)	0,9
		EESS ESPAÑA	
162,2	155,8	PAI - Ci (€/m3)	6,4
2.162	2.424	Ventas (km3)	(11%)
151,4	56,0	ÍNDICE MARGEN PETROQUÍMICO (€/t)	95,4



DOWNSTREAM

Evolución resultado operativo recurrente





GAS NATURAL FENOSA

Evolución resultado operativo recurrente

