

Presentación de resultados 2010

Antonio Brufau

24 de febrero de 2011



Disclaimer



© REPSOL YPF S. A. Madrid, 2011.

Esta presentación es propiedad exclusiva de Repsol YPF, S.A. y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida y queda amparada por la legislación vigente. Los contraventores serán perseguidos legalmente tanto en España como en el extranjero. El uso, copia, reproducción o venta de esta publicación, sólo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito de Repsol YPF, S.A.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, así como planes, expectativas u objetivos de Repsol YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como "espera", "anticipa", "pronostica", "cree", "estima", "aprecia" y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

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

Índice



Logros estratégicos

Principales hitos de negocio

Resultados 2010

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Logros estratégicos en 2010



Upstream



Transformación del Upstream

- 3% de crecimiento de la producción
- Tasa de reemplazo de reservas del 131%
- 1.126 millones de euros de inversiones
- Inversión media anual 2010-2014: 1.800 millones de euros
- 25-30 pozos anuales en el periodo 2010-2014

Downstream



Los mejores activos del sector

- Puesta en marcha de dos grandes proyectos en 2011
- 71% del total del presupuesto ya invertido
- Creación del área de Nuevas Energías para el desarrollo de biocombustibles y energías alternativas



Aflorando el valor oculto de YPF

- Los precios de los líquidos se acercan a los precios internacionales
- Contención del declino en la producción

Creación de un líder integrado verticalmente en gas y electricidad



- Trabajando en los objetivos marcados para el periodo 2010-2014
- Progresos en la mejora de la estructura financiera



Gestión de la cartera de activos

- Desinversiones en 2010: Repsol Brasil, REFAP, YPF, CLH y otras

Índice



Logros estratégicos

Principales hitos de negocio

Resultados 2010

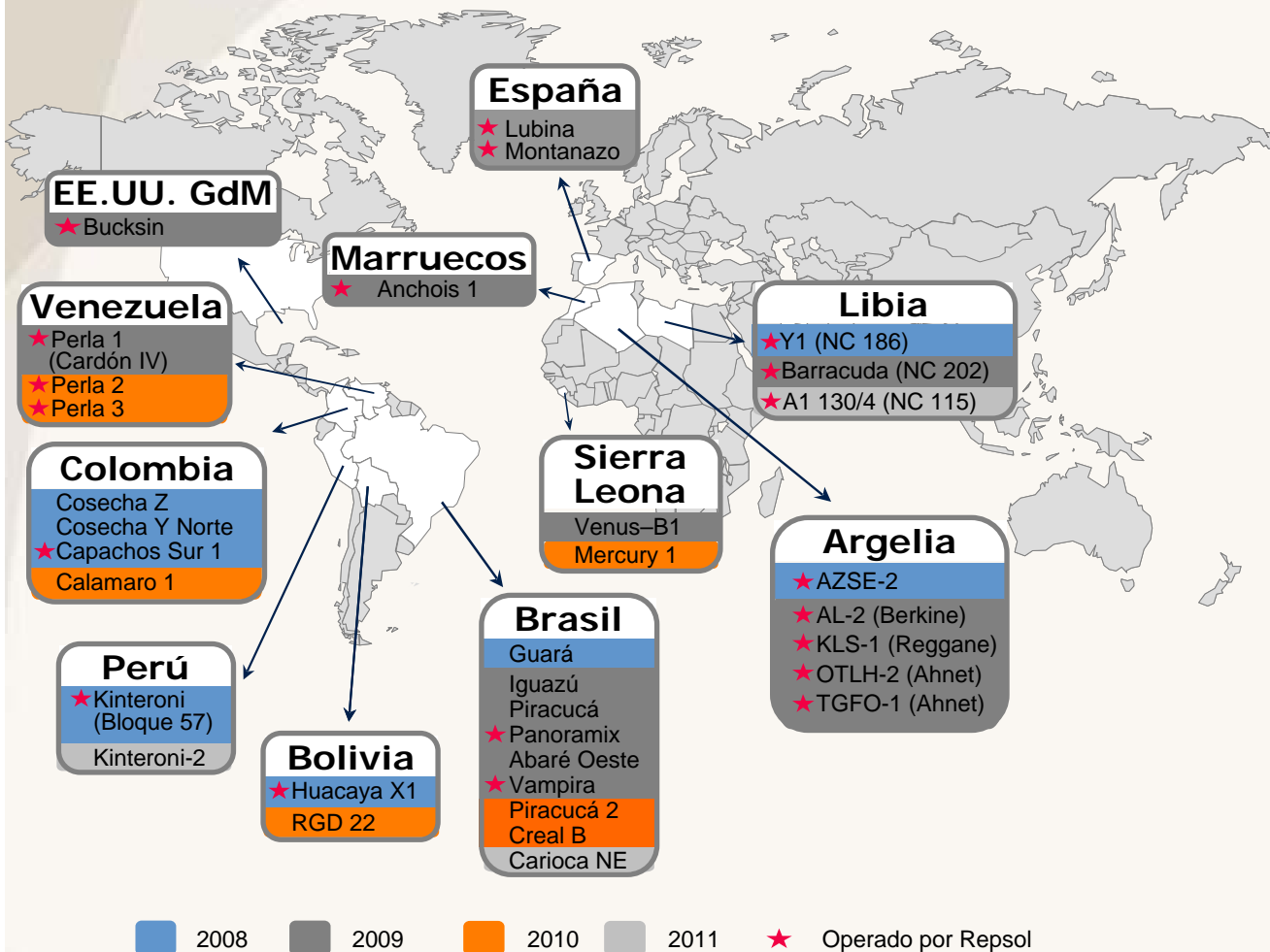
Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Principales hitos de negocio

Upstream: Exploración

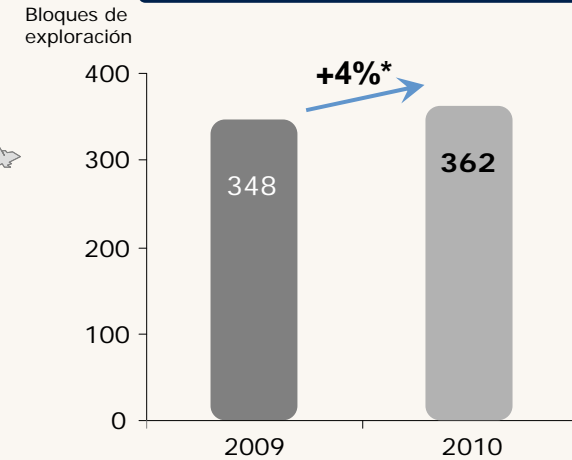


34 descubrimientos en 2008-2011



Renovación del dominio minero

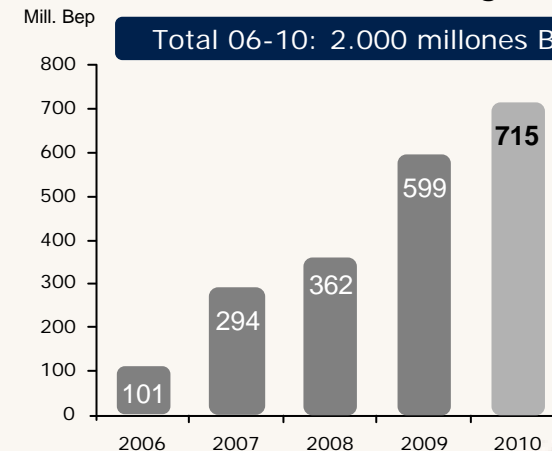
30 nuevos bloques de exploración



(*) Diferencia neta incluidas renuncias a dominio minero

Nuevos recursos contingentes*

Total 06-10: 2.000 millones Bep



(*) Recursos contingentes evaluados en agosto de 2010 considerando el 40% de dilución en los activos de Brasil. Brasil evaluado por un consultor independiente

Principales hitos de negocio

Upstream: desarrollo (I)



Brasil

- Presencia de hidrocarburos en Creal B (bloque Albacora Leste)
- Pozos de evaluación Guar, Carioca y Piracuc, perforados con éxito, confirman el gran potencial de estos descubrimientos

Perú

- Continúan las actividades de evaluación en Kinteroni
- Resultados positivos en las pruebas de Kinteroni-2
- Primera producción de gas en 2012



Principales hitos de negocio

Upstream: desarrollo (II)

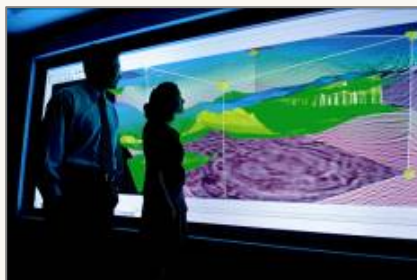


Venezuela

- Carabobo proporcionará reservas de crudo pesado para el sistema de refino español
- Aprobado el plan de evaluación de Cardón IV
- Realizados los pozos de evaluación Perla 2 y Perla 3 en 2010. En la actualidad se está evaluando Perla 4
- Cardón IV entrará en producción de gas en 2014

Bolivia

- Decision final de inversión en la Fase 1 del campo Margarita
- Entrará en producción de gas en 2012



Golfo de México

- Buckskin
- Reanudadas las operaciones de perforación en Shenzi para inyectar agua

Principales hitos de negocio

GNL: año de consolidación



Perú LNG

- Puesta en marcha en junio de 2010
- Aumento de volúmenes y márgenes
- Crecimiento de ingresos

Korea

- Acuerdo de abastecimiento de gas entre Repsol y Kogas
- Envío de 1,9 bcm de gas equivalente a Korea desde la terminal de Perú LNG
- Primer contrato en el Lejano Oriente, que refuerza la posición global de Repsol en el mercado del gas natural licuado

Canaport

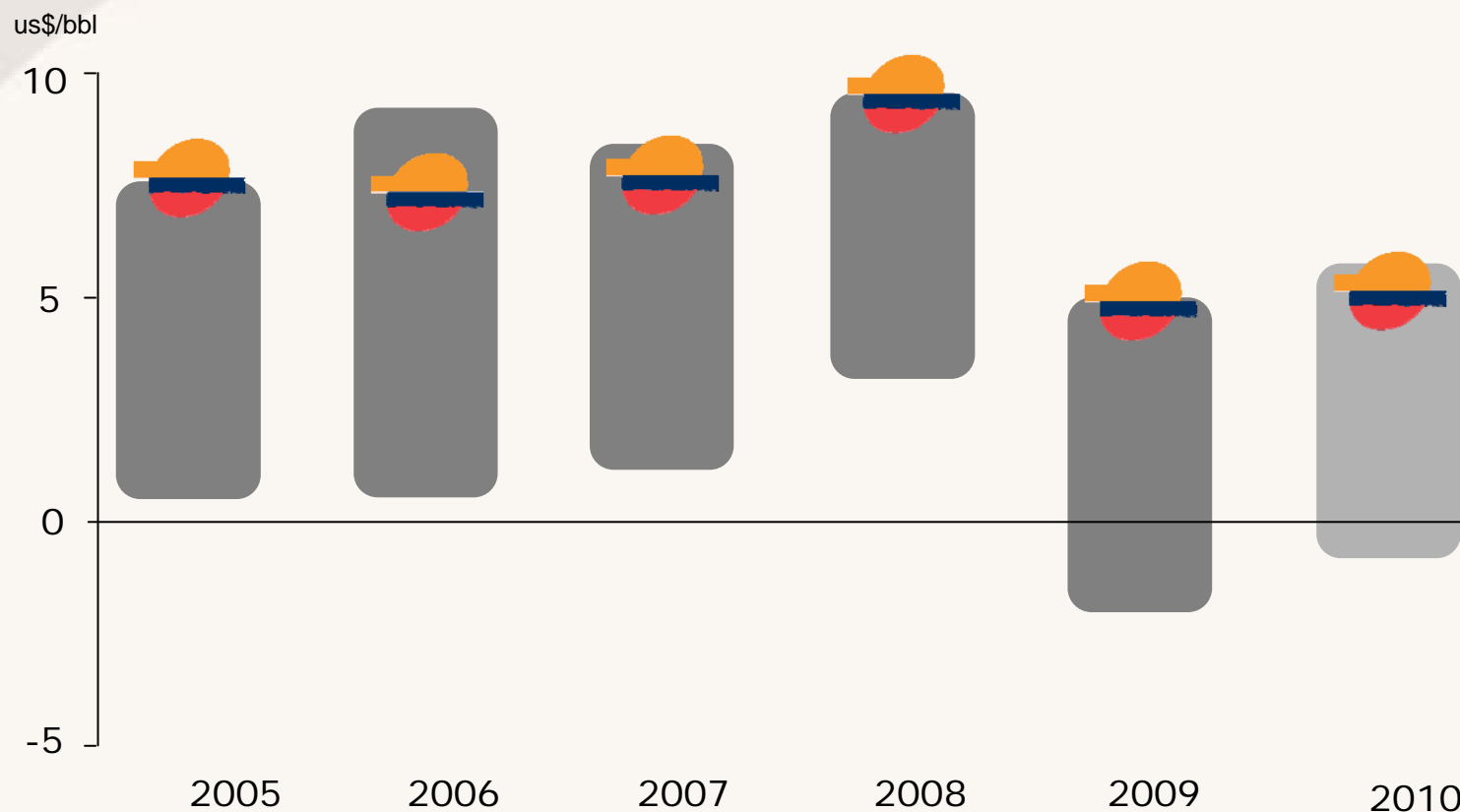
- Completada en abril la construcción del tercer tanque de almacenamiento, tras el incremento de la producción en 2010
- En 2010, la terminal recibió 25 cargamentos: 17 desde T&T, 1 desde Perú LNG, 6 *spot* y 1 por el acuerdo con Qatargas
- Durante los meses de invierno, los volúmenes de regasificación alcanzaron los 795.510 mill. Btu/d

Argentina

- Repsol entregó 8 cargamentos durante 2010

Principales hitos de negocio

Downstream: entre los mejores márgenes integrados del sector



Nota: margen de R&M calculado a CCS/LIFO-beneficio operativo ajustado de R&M dividido por el volumen total de crudo procesado (excluido el negocio químico)
En el sector se incluyen 14 grupos similares incluidas grandes petroleras, empresas petroleras integradas e independientes de R&M, excepto en 2010 que son 13 compañías, dado que una está pendiente de publicación de resultados

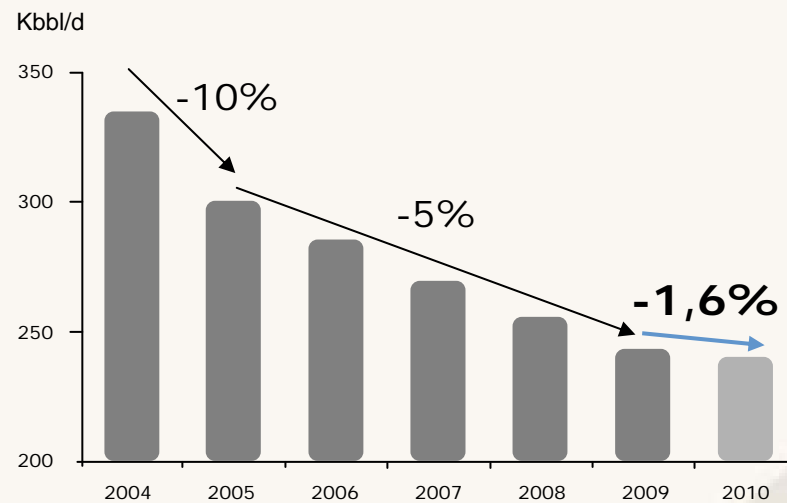
Principales hitos de negocio

YPF: mirando al futuro



Claves 2010

- Menor diferencia de los precios en estaciones de servicio respecto a los internacionales
- Estabilización de la producción de crudo



Principales hitos de negocio

YPF: mirando al futuro. Creación de valor (I)



Crudo

2009

Definición detallada de la cartera de activos

2008

Actualización de base de datos de recursos

2007

Implementación de la gestión de la cartera de activos (análisis y evaluación)

2006

Revisión tecnológica y geológica de los recursos potenciales

Millones bbls

25.000

20.000

15.000

10.000

5.000

0

24.340

4.909

Tasa de recuperación 68%
(Ejemplo: Cuenca del Mar del Norte)

Tasa de recuperación 35,7%
media en la principales cuencas mundiales

Tasa de recuperación: 20,2%

■ Organic oil in place ■ Producción agregada

Mejora de la tasa de recuperación de manera eficiente para aumentar la producción

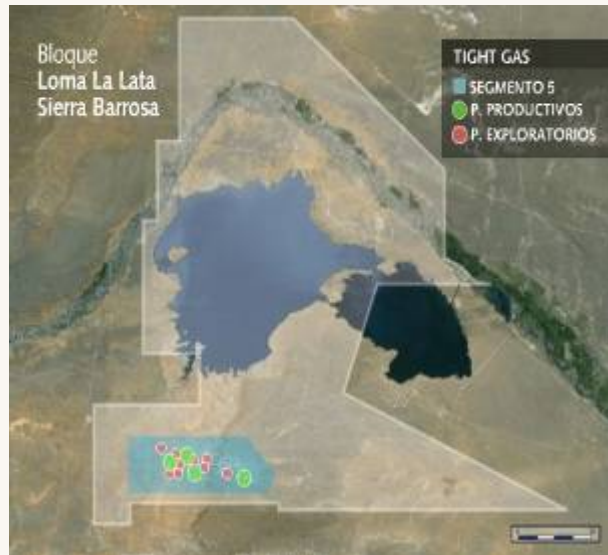
Principales hitos de negocio

YPF: mirando al futuro



Tight gas

- 4 pozos con producción inicial de 100.000 m³/día de gas por pozo.
- Volumen recuperable estimado de 4,5 TCF en la zona sur de Loma La Lata.



Shale gas & oil

- Varios pozos perforados en la formación Vaca Muerta han confirmado recursos de hidrocarburos. Nivel de producción de crudo: 200-400 bbl/d
- Las cuencas de Backen y Eagle Ford, en Estados Unidos, son similares a nuestros descubrimientos.



(*) El último pozo esta en fase inicial de evaluación

Índice



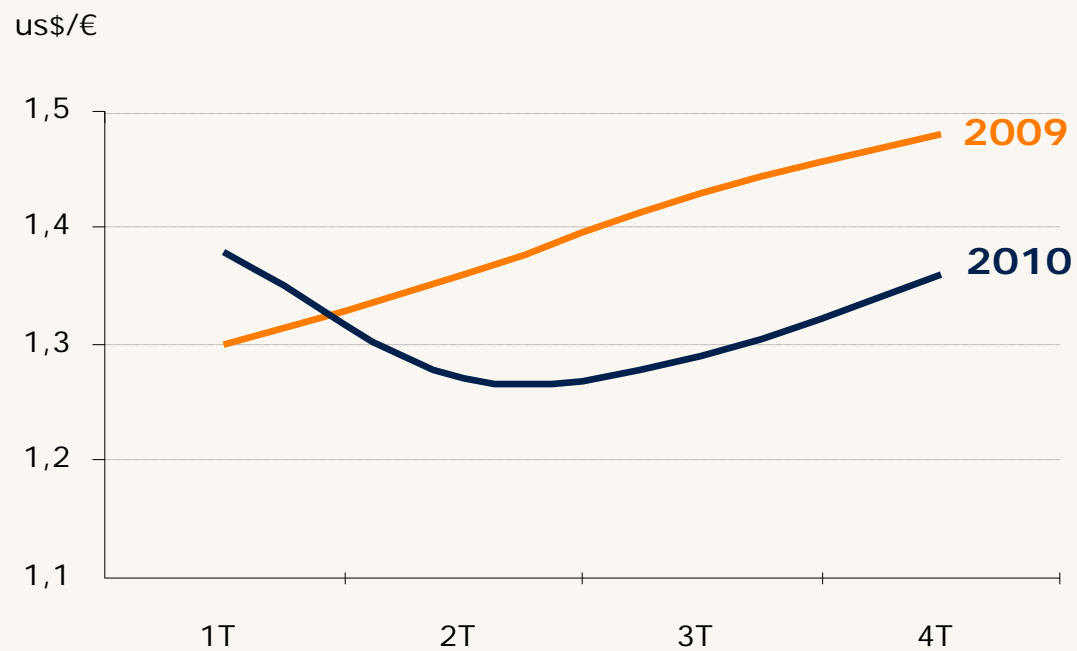
Logros estratégicos

Principales hitos de negocio

Resultados 2010

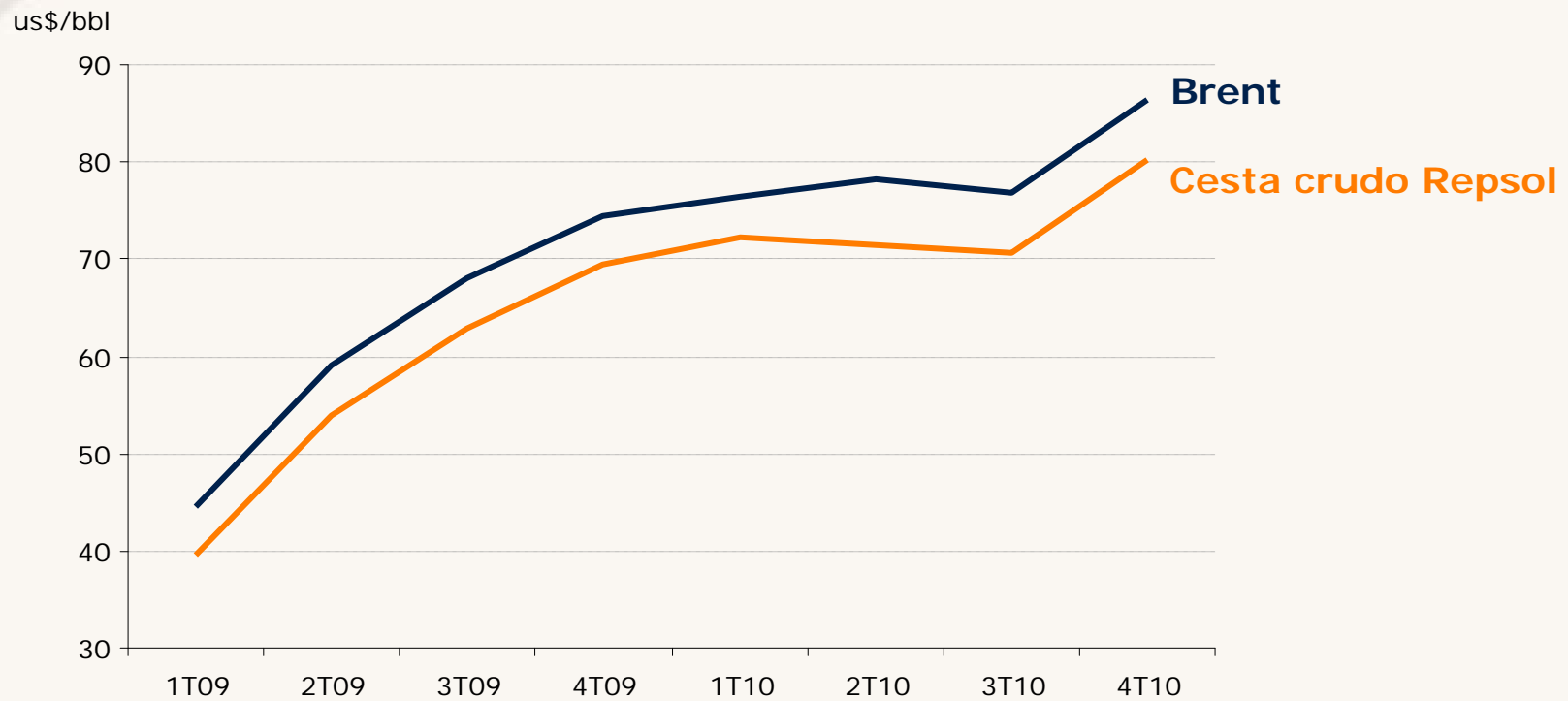
Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Tipo de cambio dólar/euro



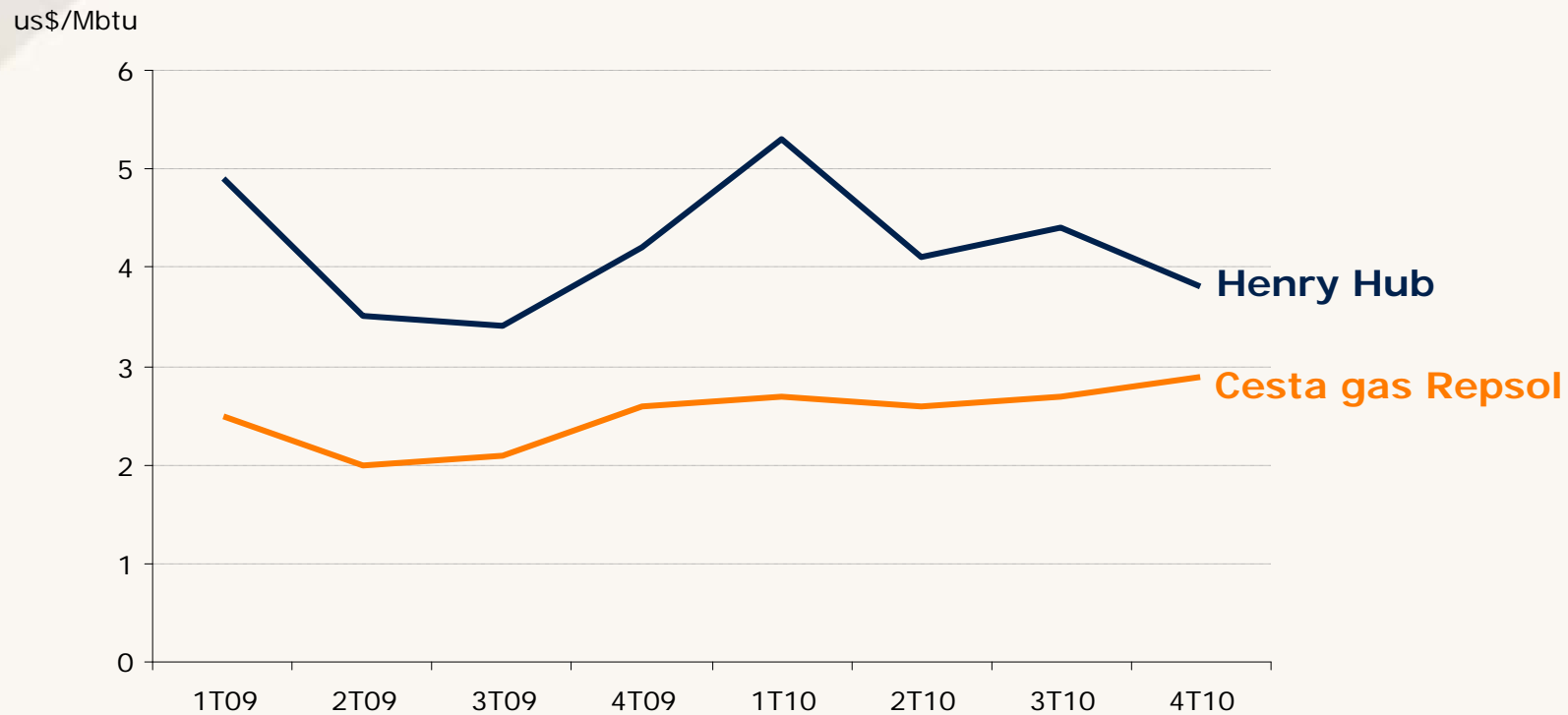
**El euro se depreció un 5%
respecto al dolar**

Cesta de crudo Repsol Vs. Brent



El precio medio de la cesta de crudos de Repsol subió un 26,7% y el Brent un 28,8%

Cesta de gas Repsol Vs. Henry Hub



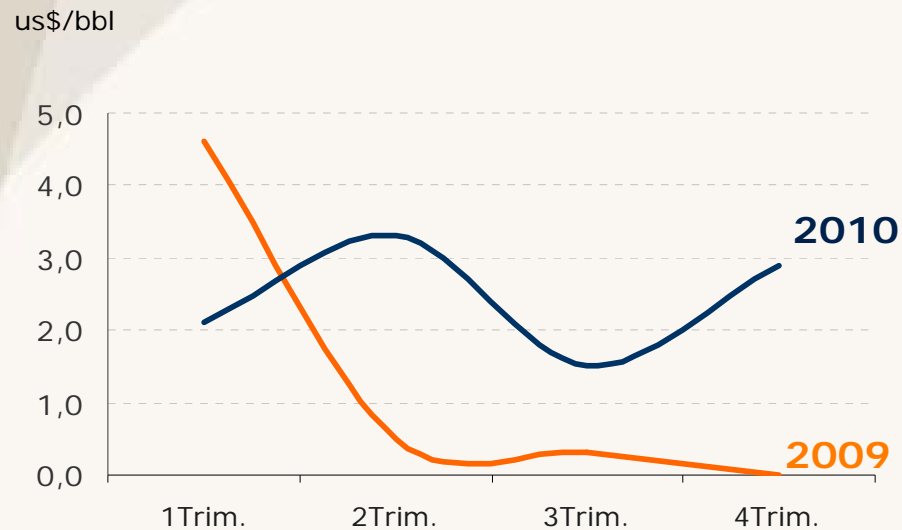
El precio medio de la cesta de gas de Repsol subió un 17% y el Henry Hub un 10%

Resultados 2010

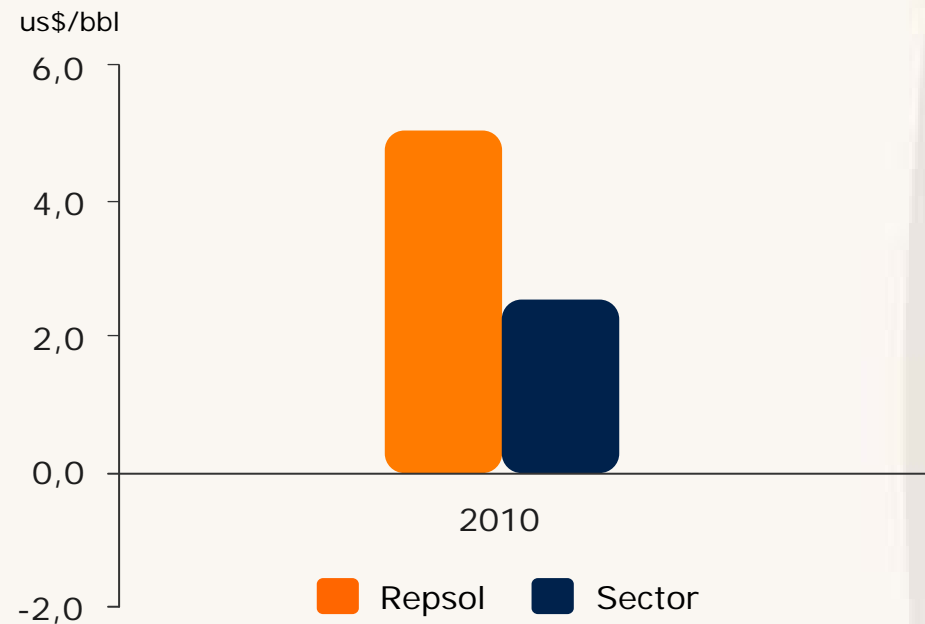
Entorno



Indicador margen de refino



Margen integrado de refino y marketing Repsol vs. Sector



Ligera recuperación de los márgenes de refino

El margen integrado de Repsol duplica a la media del sector

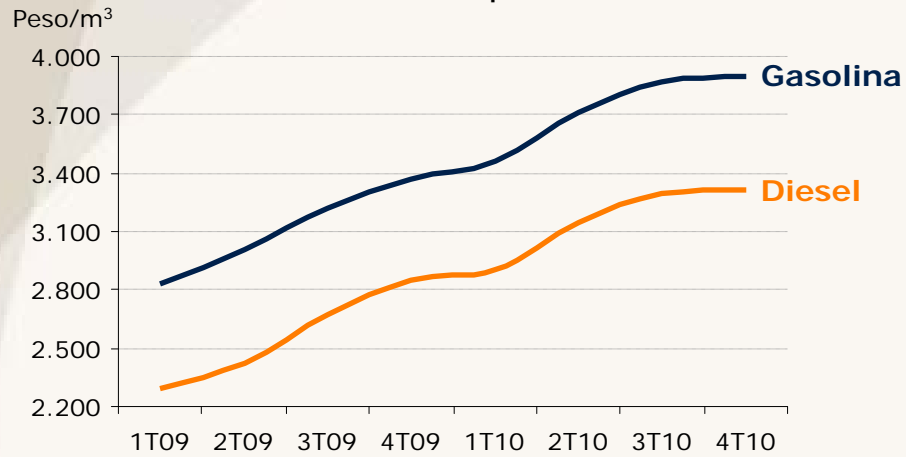
Resultados 2010

Entorno: precios en Argentina

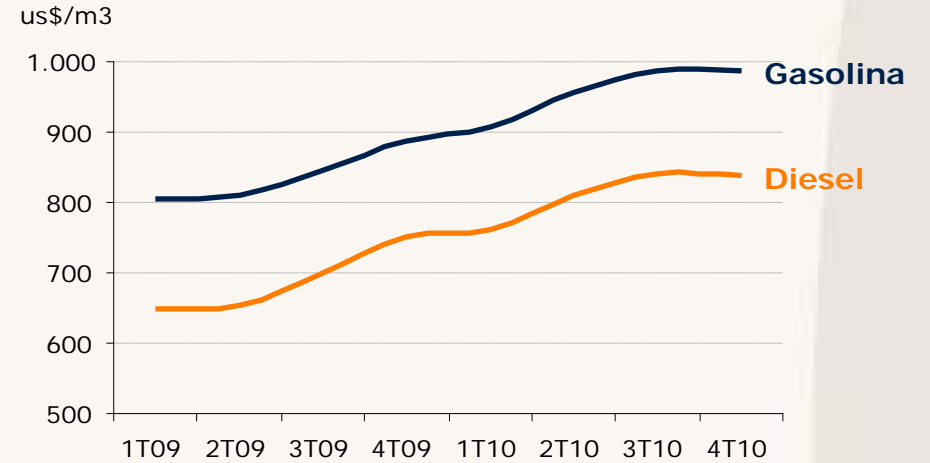


Precios en estaciones de servicio

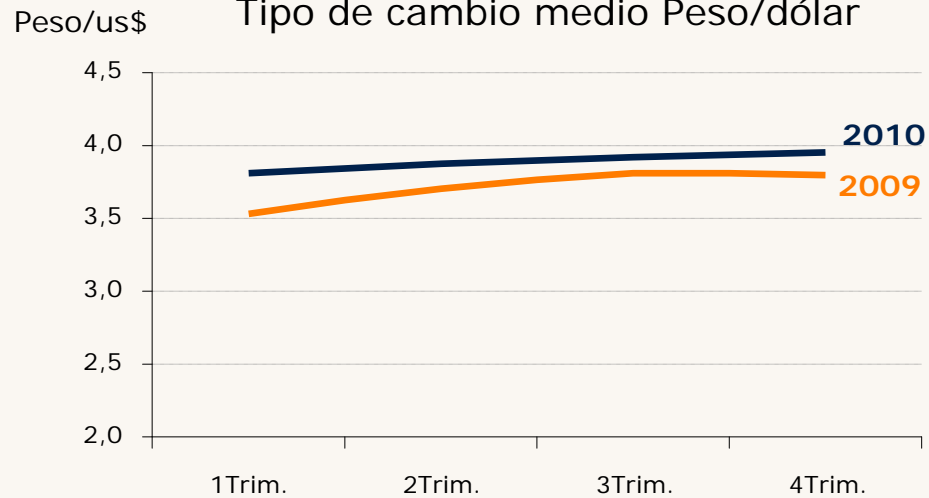
Precio en pesos



Precio en dólares



Tipo de cambio medio Peso/dólar

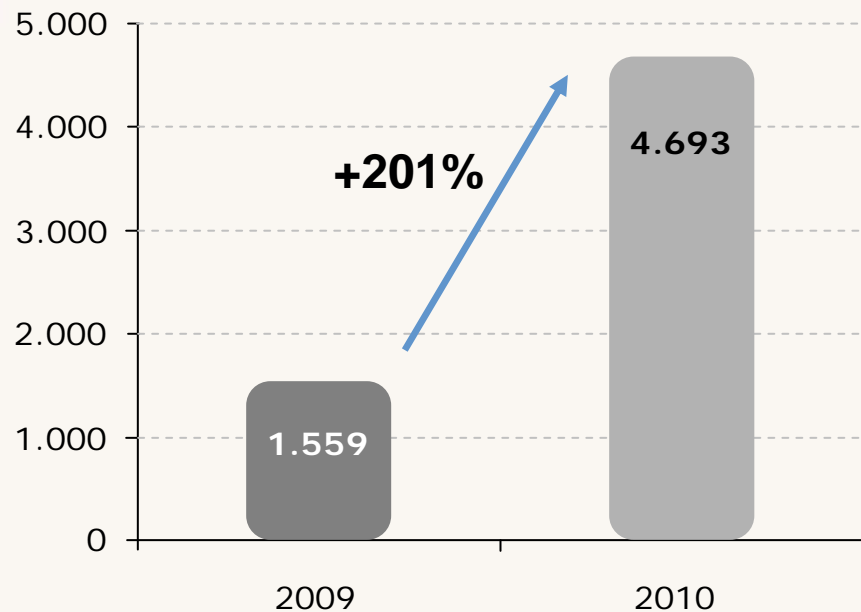


Resultados 2010



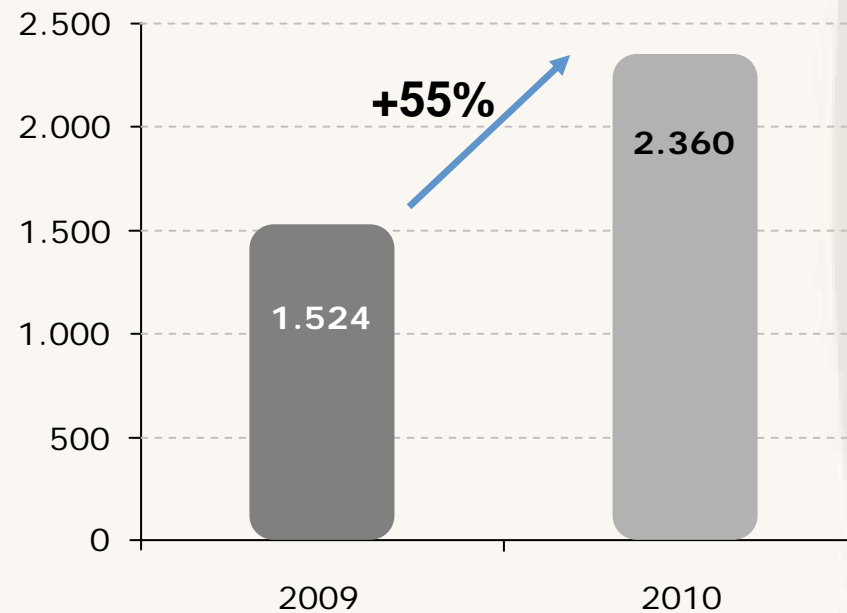
Beneficio neto

Millones €



Beneficio neto recurrente

Millones €

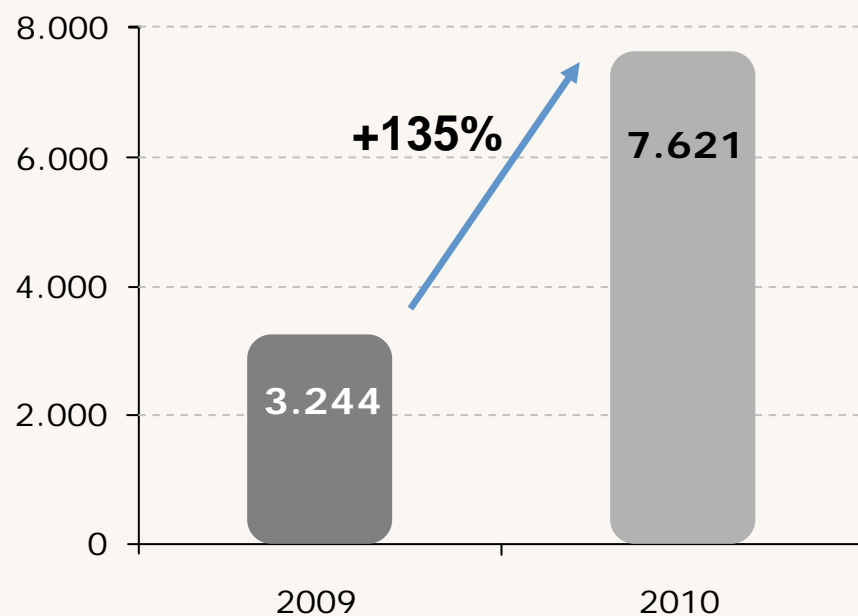


Resultados 2010



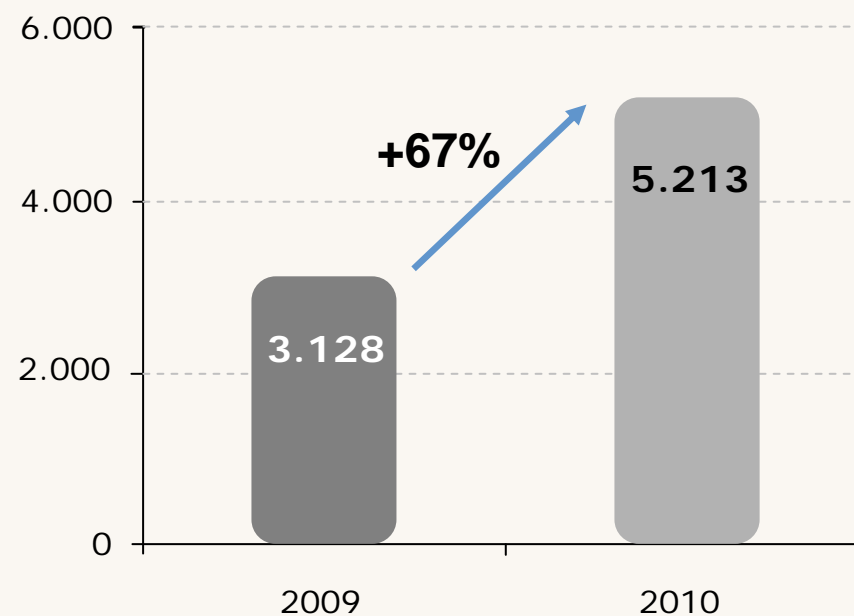
Resultado de explotación

Millones €



Resultado de explotación recurrente

Millones €



Resultados 2010



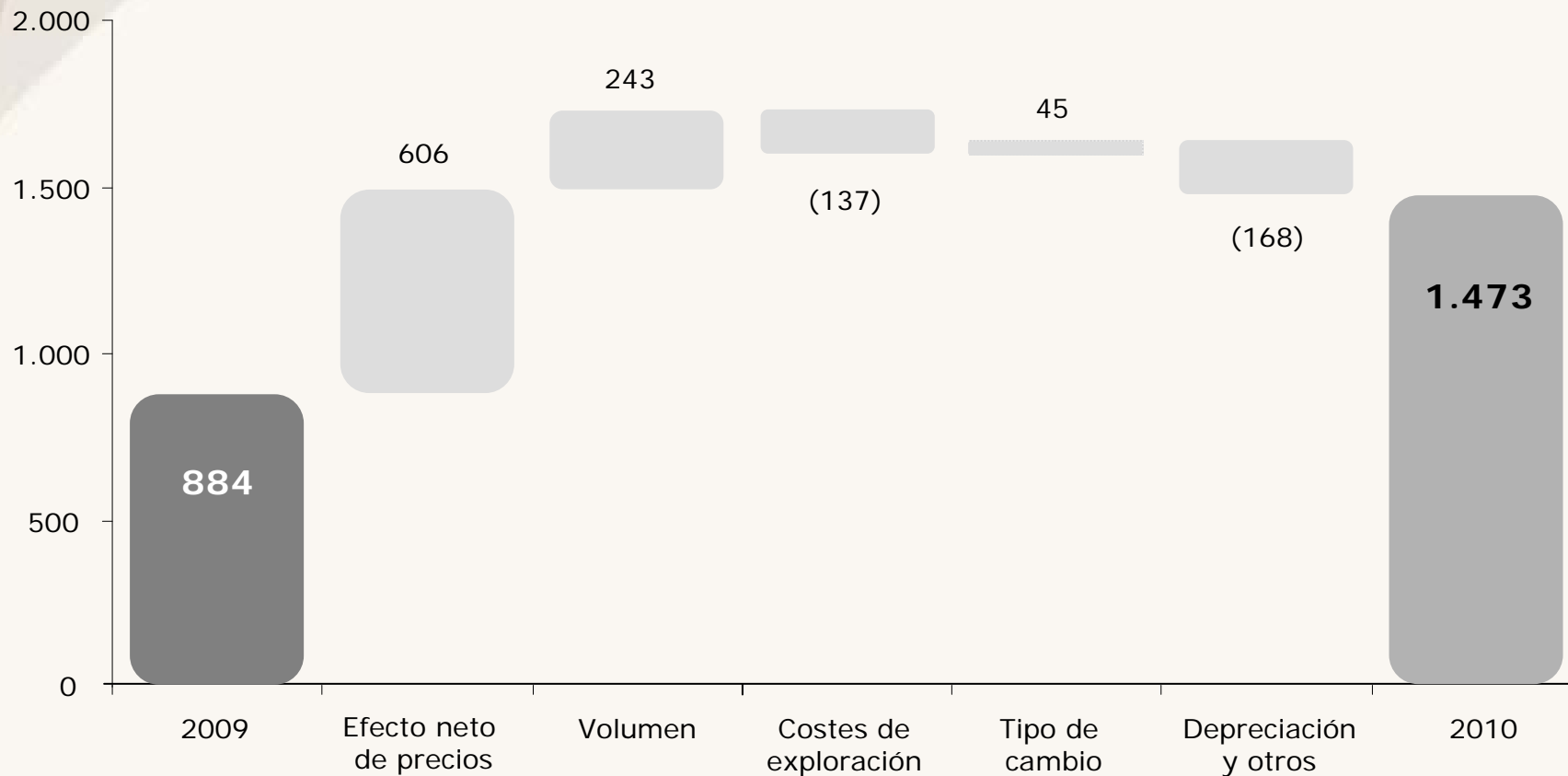
Millones de euros	<u>2009</u>	<u>2010</u>
Exploración y Producción recurrente	884	1.473
GNL recurrente	50	127
Downstream recurrente	1.014	1.475
YPF recurrente	789	1.625
GAS NATURAL SDG recurrente	745	849
Corporación y ajustes recurrente	(354)	(336)
Resultado de explotación recurrente	3.128	5.213
Resultado financiero	(468)	(858)
Resultado recurrente antes de impuestos y participadas	2.660	4.355
Resultado recurrente consolidado del periodo	1.689	2.624
Resultado atribuible a intereses minoritarios	(165)	(264)
Resultado recurrente atribuible a accionistas de la sociedad dominante	1.524	2.360
Resultado no recurrente después de impuestos	35	2.333
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	1.559	4.693

Resultados Upstream 2010

Resultado de explotación recurrente



Millones €



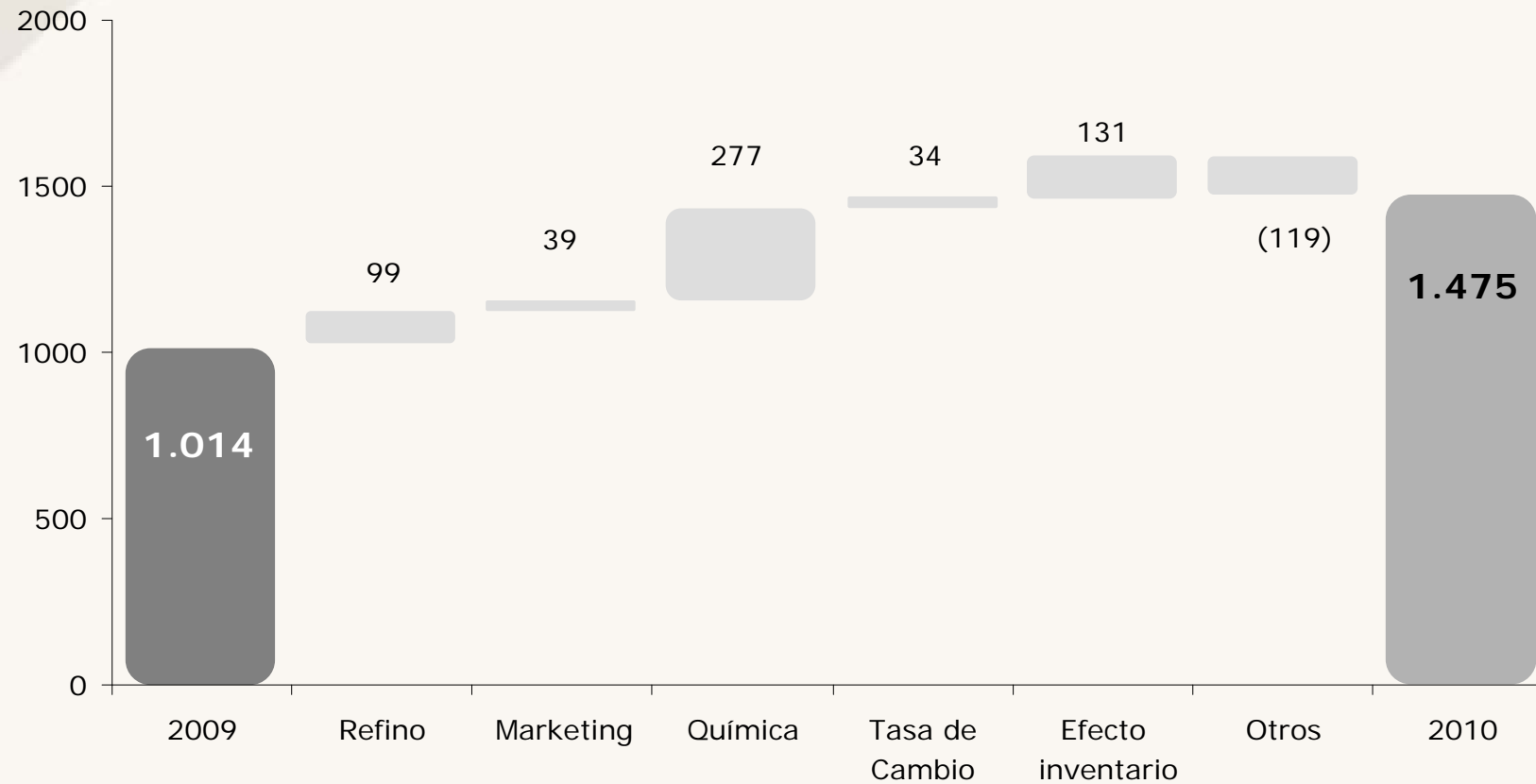
El resultado recurrente de upstream aumentó un 67%

Resultados Downstream 2010

Resultado de explotación recurrente



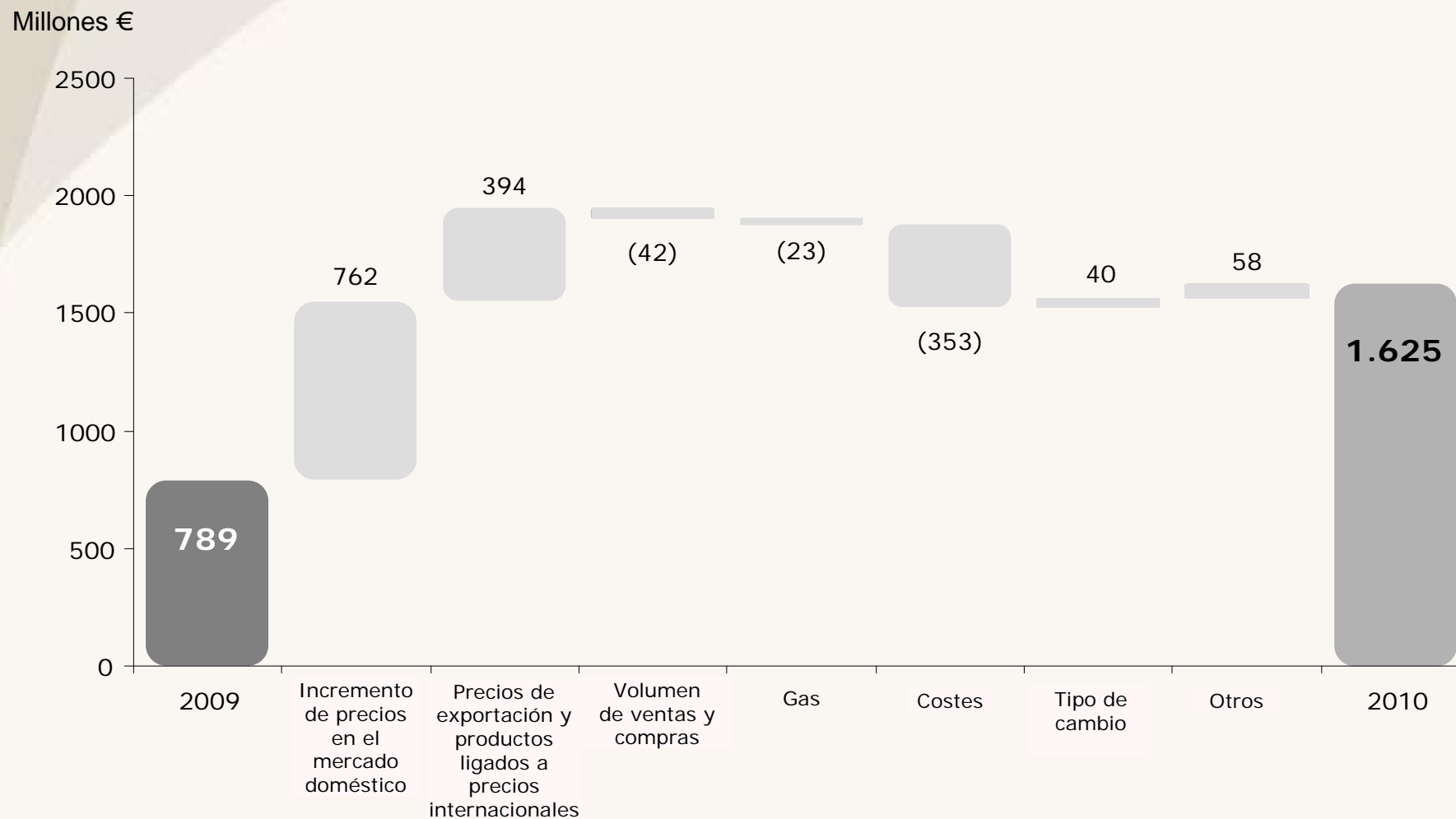
Millones €



El resultado recurrente de downstream aumentó un 46%

Resultados YPF 2010

Resultado de explotación recurrente



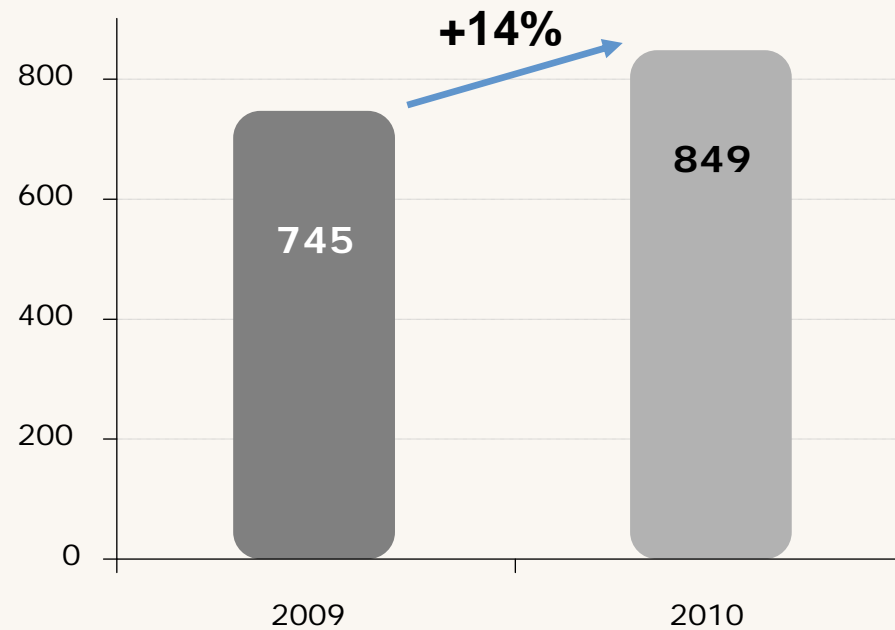
El resultado recurrente de YPF aumentó un 106%

Resultados Gas Natural Fenosa 2010

Resultado de explotación recurrente



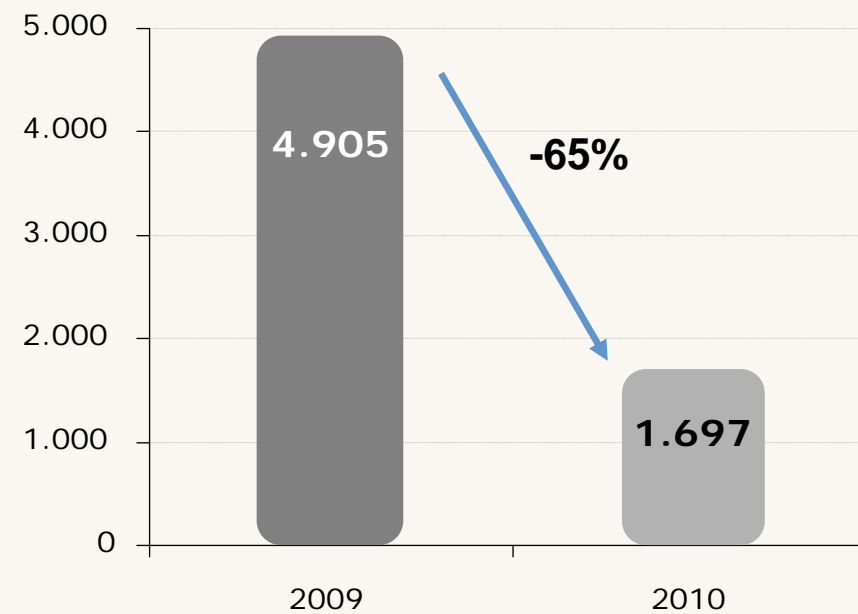
Millones €



El resultado recurrente de Gas Natural Fenosa aumentó un 14%

Deuda neta

Millones €



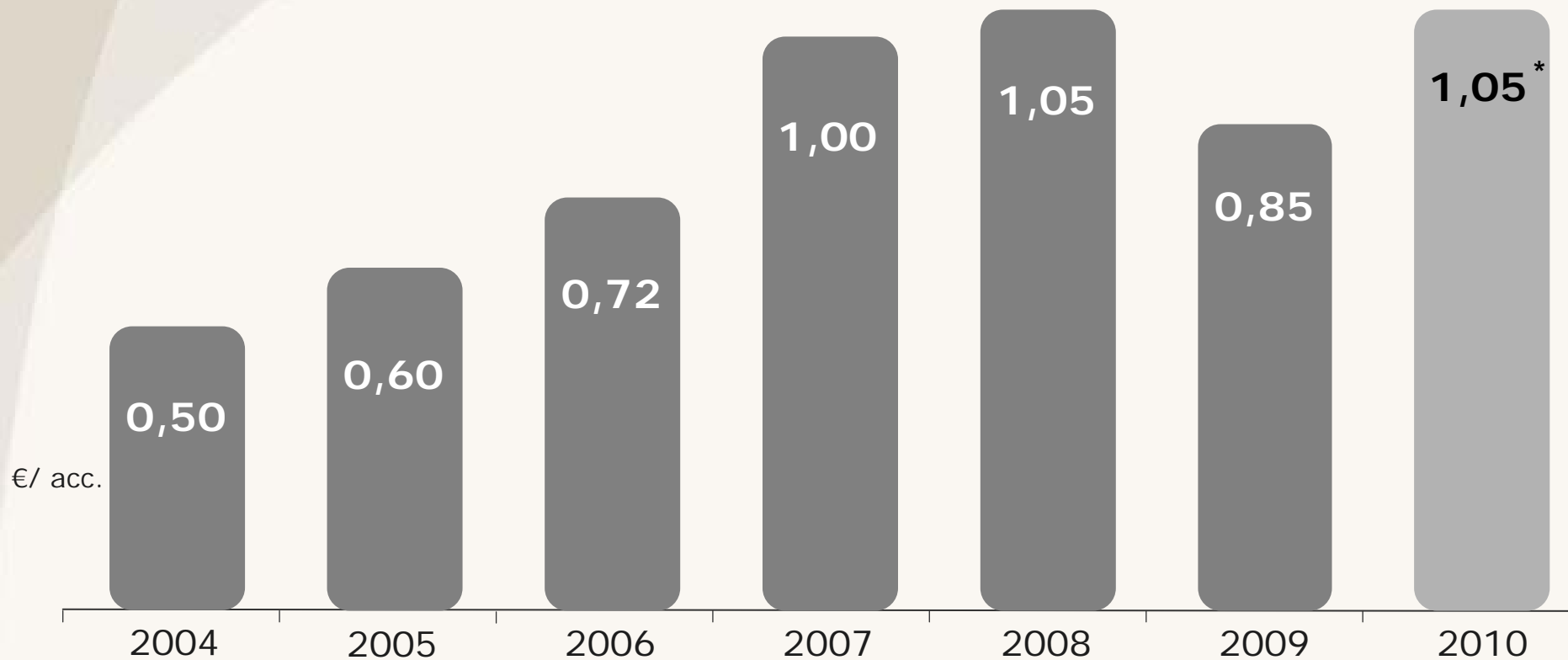
La deuda neta se redujo un 65%

Datos Ex Gas Natural

Deuda Neta (ex acciones preferentes) = deuda bruta – Inversiones financieras – caja y equivalentes

Resultados 2010

Dividendo



En 2010, aumento del dividendo del 23,5%

(*) Dividendo total 2010. Incluye dividendo a cuenta anunciado en noviembre e importe final pendiente de ratificación por la JGA

Resultados 2010

Evolución bursátil



1 enero 2010

23 febrero 2011

Índice



Logros estratégicos

Principales hitos de negocio

Resultados 2010

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Programa de perforaciones 2011



Intensa actividad exploratoria durante 2011

- X Pozo exploratorio (2011)
- Áreas clave
- Nuevas áreas de crecimiento

ALASKA
Posición a largo plazo,
Bloques en maduración

CANADÁ
5 bloques offshore de
exploración en
Newfoundland y Labrador

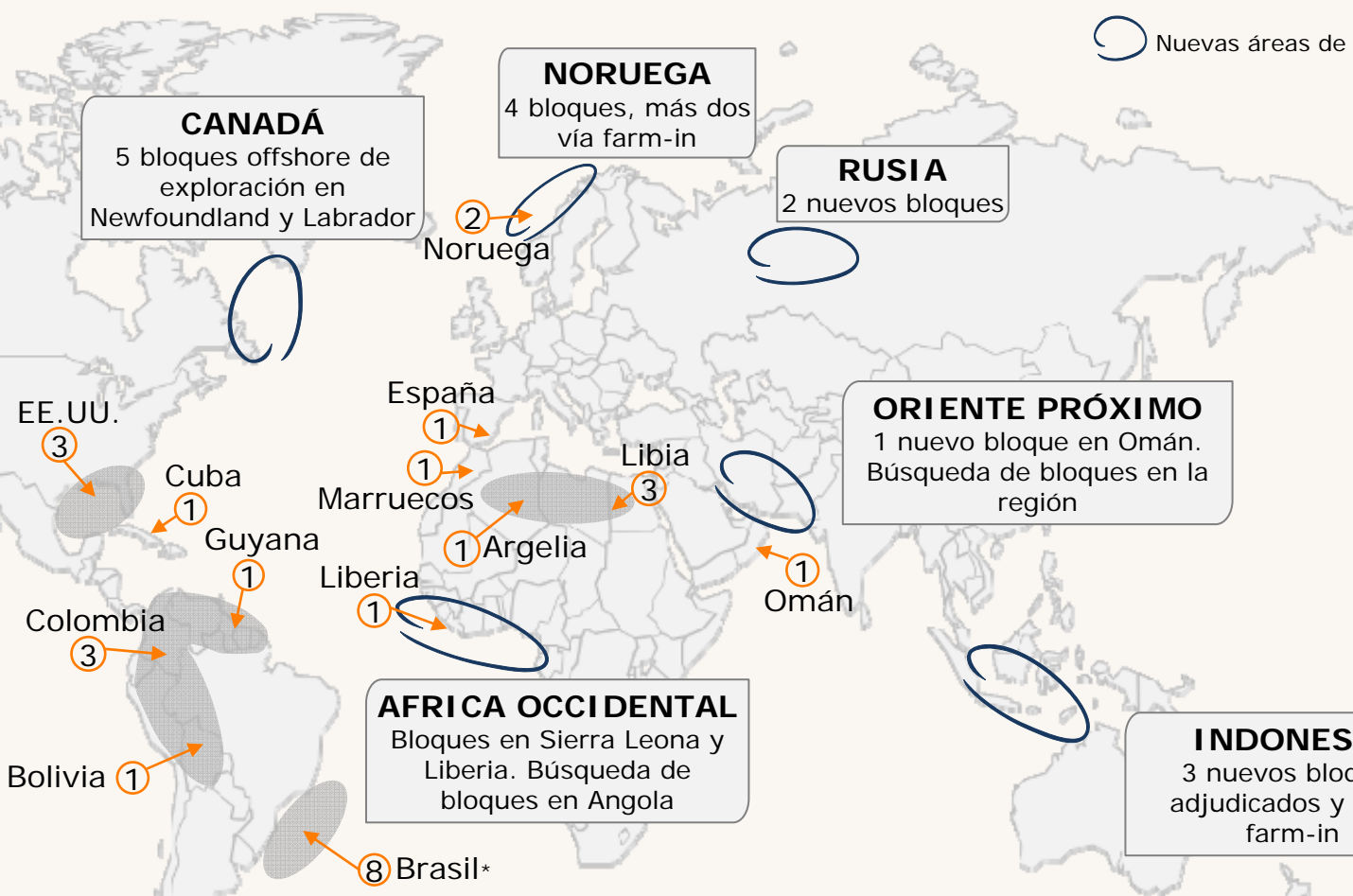
NORUEGA
4 bloques, más dos
vía farm-in

RUSIA
2 nuevos bloques

ORIENTE PRÓXIMO
1 nuevo bloque en Omán.
Búsqueda de bloques en la
región

AFRICA OCCIDENTAL
Bloques en Sierra Leona y
Liberia. Búsqueda de
bloques en Angola

INDONESIA
3 nuevos bloques
adjudicados y 2 vía
farm-in

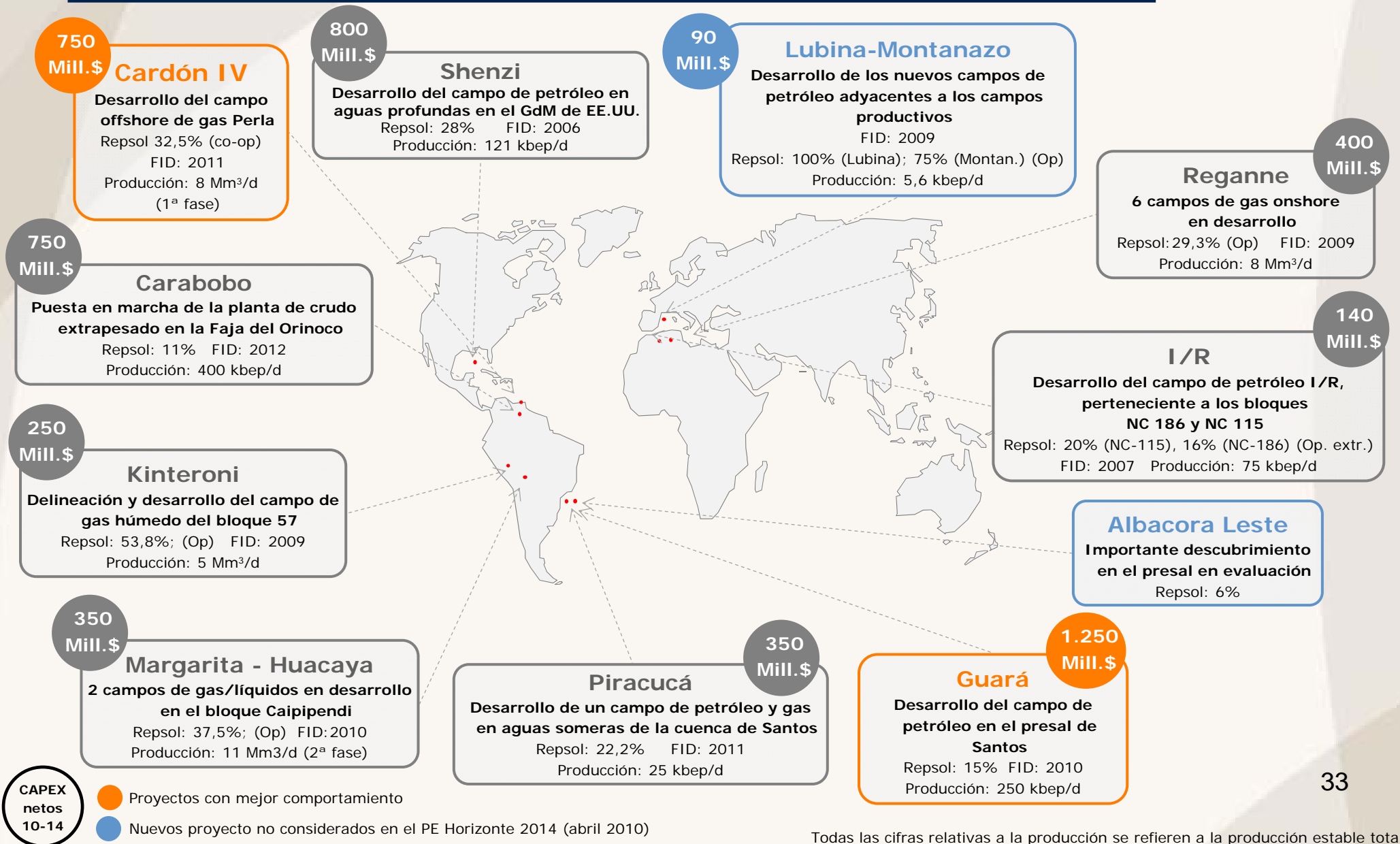


25-30 pozos exploratorios y de evaluación en 2011

(*) 6 presal y 2 postsal

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Actualizaciones en los proyectos clave de Upstream



Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

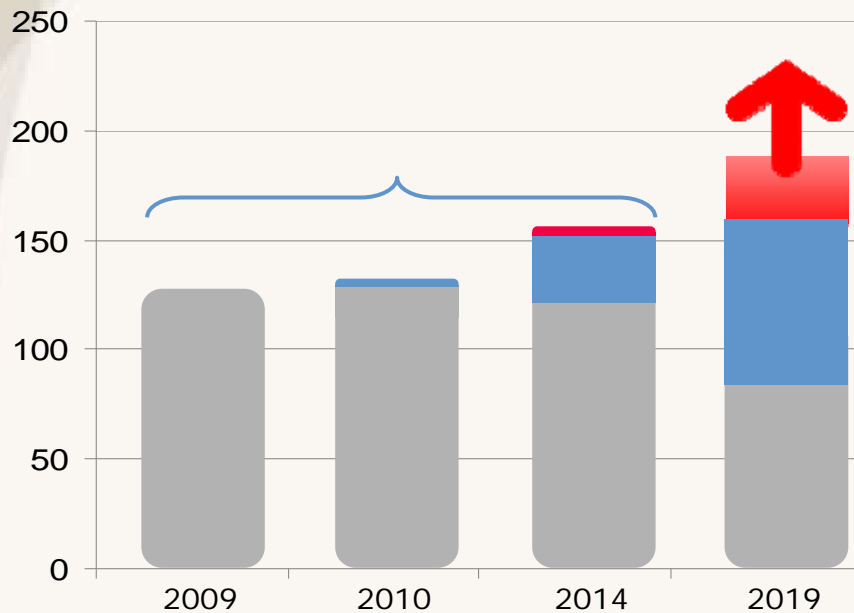
Objetivos actualizados de Upstream



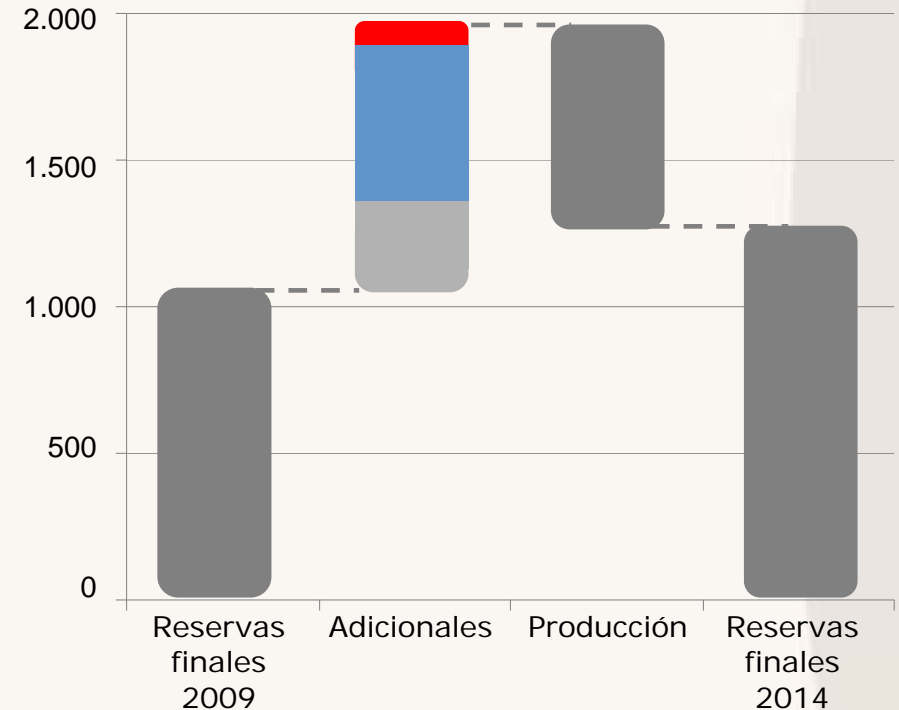
**Crecimiento medio anual de la producción
3-4% hasta 2014 y superior hasta 2019**

**Tasa de reemplazo de reservas probadas
por encima del 110%**

Producción Neta (Mbep)



Reservas totales (MBep)



- Exploración y recursos contingentes
- Proyectos clave de crecimiento
- Activos actualmente en producción

Nota: Todas las cifras excluyen a Argentina y consideran el 40% de dilución de los activos de Brasil

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Repsol GNL: Optimización y eficiencia operativa



Puesta en marcha de los proyectos Canaport y Perú LNG

- Puesta en marcha de los proyectos en plazo y presupuesto
- 20 cargamentos entregados desde Perú LNG a Europa, Lejano Oriente, Norte América y otros mercados
- Nuevos contratos de abastecimiento con Qatargas y Kogas
- 2011: puesta en marcha de los envíos de EnCana y de la regasificadora de Manzanillo

Canaport (Canadá)



- Planta de regasificación en Canadá
- Puesta en marcha: 3T 2009
- Con excelentes condiciones operativas
- Capacidad: 10 Bcma

Peru LNG (Perú)



- Proyecto integrado de GNL en Perú
 - La mejor situación para acceder a la costa este del Pacífico
- Puesta en marcha: 2T 2010
- Capacidad: 6 Bcma

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Downstream: continúan los progresos



Bilbao

Mejora de la conversión

Nueva unidad de coque (2 Mtpa)

- Mejora de la conversión del FCC equivalente del +32% al 63%

Inversión total: 800 mill. € (2007-2012)

Puesta en marcha: 4T 2011

REPSOL
BILBAO

Cartagena

Mejora de la capacidad y la conversión

Incremento de la capacidad de 120 kbpd a 220 kppd
Nuevo hidrocracker (2,5 Mtpa) y nuevo coquer (3 Mtpa)

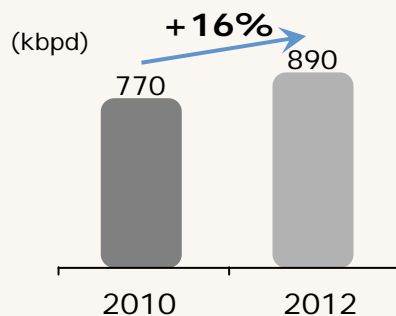
- Mejora de la conversión hasta +76% FCC eq. desde el 0% actualmente (hasta el 92% sin Lubricantes)

Inversión total 3.200 mill. € (2007-2012)

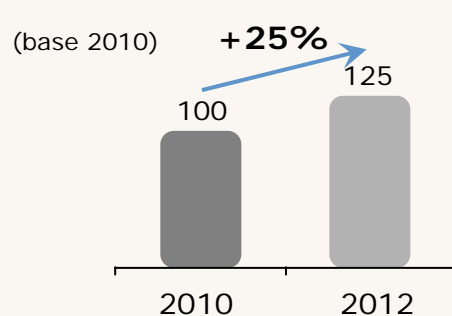
Puesta en marcha: 4T 2011

REPSOL
CARTAGENA

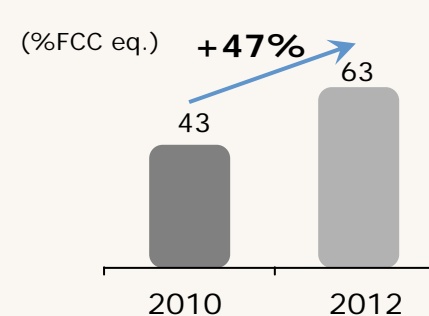
Capacidad de destilación



Producción destilados medios



Conversión



A partir de 2012, sólida generación de caja por la privilegiada posición integrada en el downstream europeo

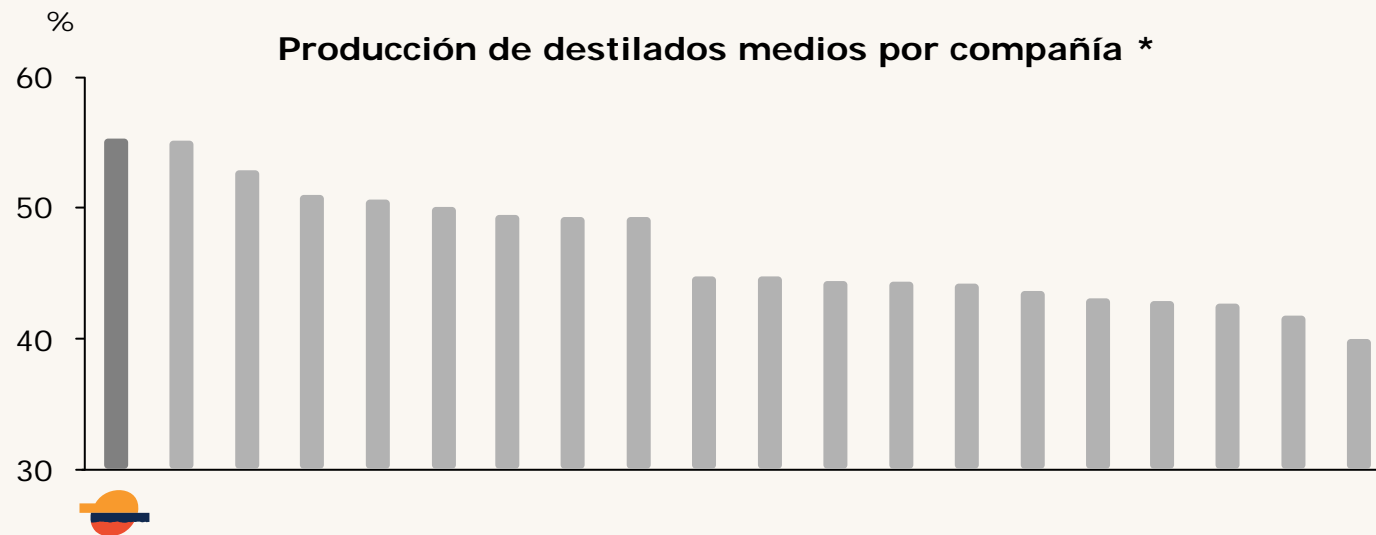
Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Downstream: fortalezas en refinado alineadas con líderes del mercado



Posición privilegiada en destilados medios

Los proyectos de conversión mejoran la posición de Repsol en el Downstream europeo



Disponer de los mejores activos del sector en un mercado doméstico de gran valor, permitirá a Repsol conseguir un margen adicional

* Porcentaje de producción tras los proyectos de Cartagena y Bilbao
Fuente: WoodMackencie

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

YPF: Disciplina financiera dentro de la cartera de activos



EBITDA y dividendos pagados por YPF a Repsol



Autofinanciación del plan de inversiones y del pago de dividendos

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia



Upstream

- Importante actividad exploratoria (Brasil, Guyana, Cuba, Noruega, Liberia, Marruecos, Libia, Bolivia, Colombia, EE.UU.)
- Desarrollo: foco en el avance de los proyectos

Downstream

- Proyectos clave en plazo
- Incremento de la demanda global

YPF

- Foco en recursos no convencionales y en producción de crudo convencional
- Resultados positivos a pesar de un exigente entorno de costes
- Mejora del factor de recuperación

Capex

- Inversiones alrededor de 6.000 millones de euros (excluyendo Gas Natural)

Tasa impositiva

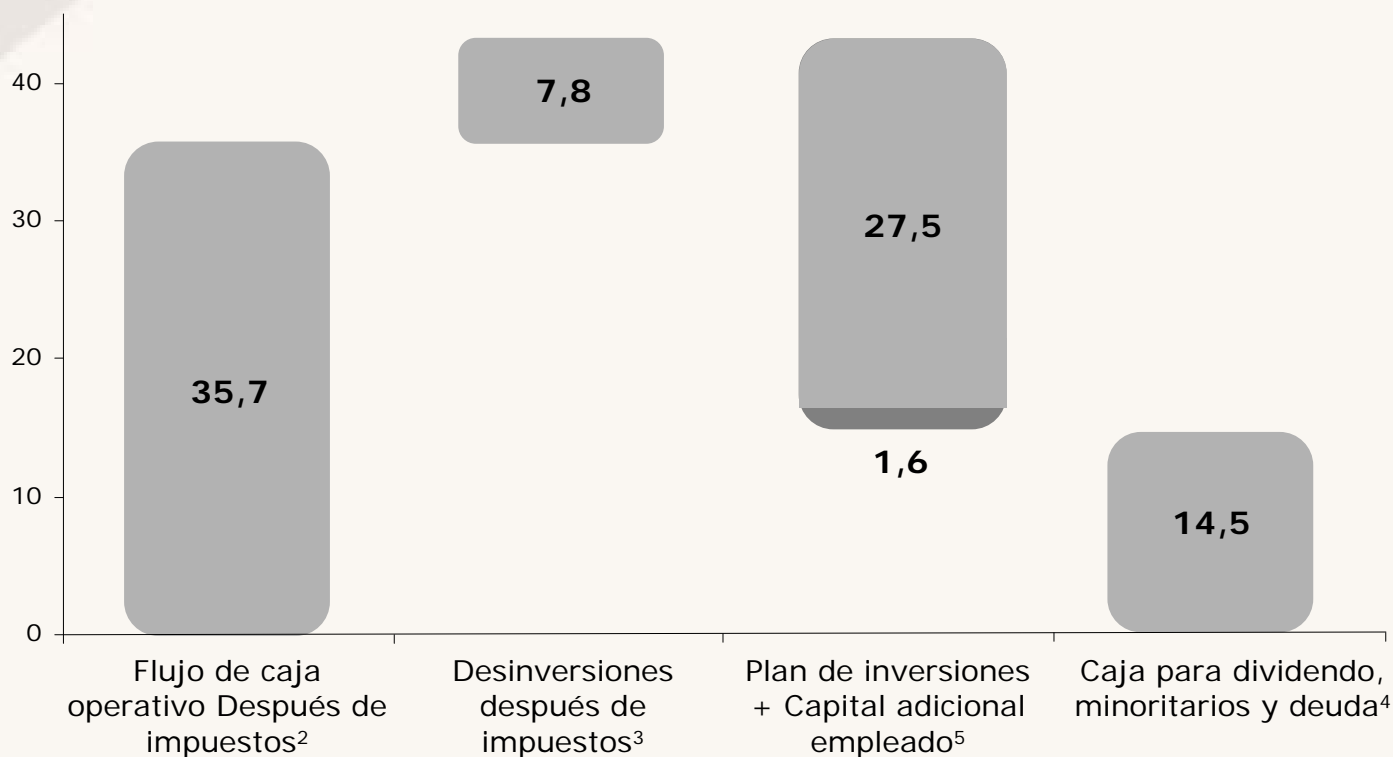
- Aproximadamente un 41%, dependiendo de variables macroeconómicas y del comportamiento de los negocios

Perspectivas 2011 y desarrollo de la estrategia

Situación financiera: movimientos de caja en 2010-2014¹



Miles de millones €



Compromiso para mantener un sólido desarrollo operacional y disciplina financiera para proporcionar crecimiento rentable

(1) Escenario asumido: precio Brent: 79,50 \$/bbl (media 2010), 85\$/bbl (estimado 2011); 90\$/bbl (estimado 2014); precio Henry hub: 4,40 \$/Mmbtu (media 2010), 5,10 \$/Mmbtu (estimado 2011); 5,5 \$/MMBtu (estimado 2014); margen del craking de NWE Brent: 2,28 \$/bbl (media 2010), 3,32 \$/bbl (estimado 2014); Tipo de cambio 1,35 \$/€ post 2010.

(2) Incluye gastos financieros netos (3) Incluye desinversión de YPF hasta 51% y otros activos no estratégicos (4) Consolidación Gas Natural Fenosa bajo el método de puesta en equivalencia, caja disponible para dividendos, intereses minoritarios y deuda alrededor de 10.000 millones de €. (5) Capital adicional empleado respecto al previsto en el PE Horizonte 2014

Conclusiones



Posicionada para crecer

- El Upstream convertido en el motor de crecimiento de la compañía a través de atractivos proyectos clave
- Los recientes éxitos exploratorios impulsarán la creación de valor del Grupo
- Los excelentes activos de refino y marketing son una ventaja competitiva para capitalizar la recuperación del mercado

Optimización de la cartera de activos

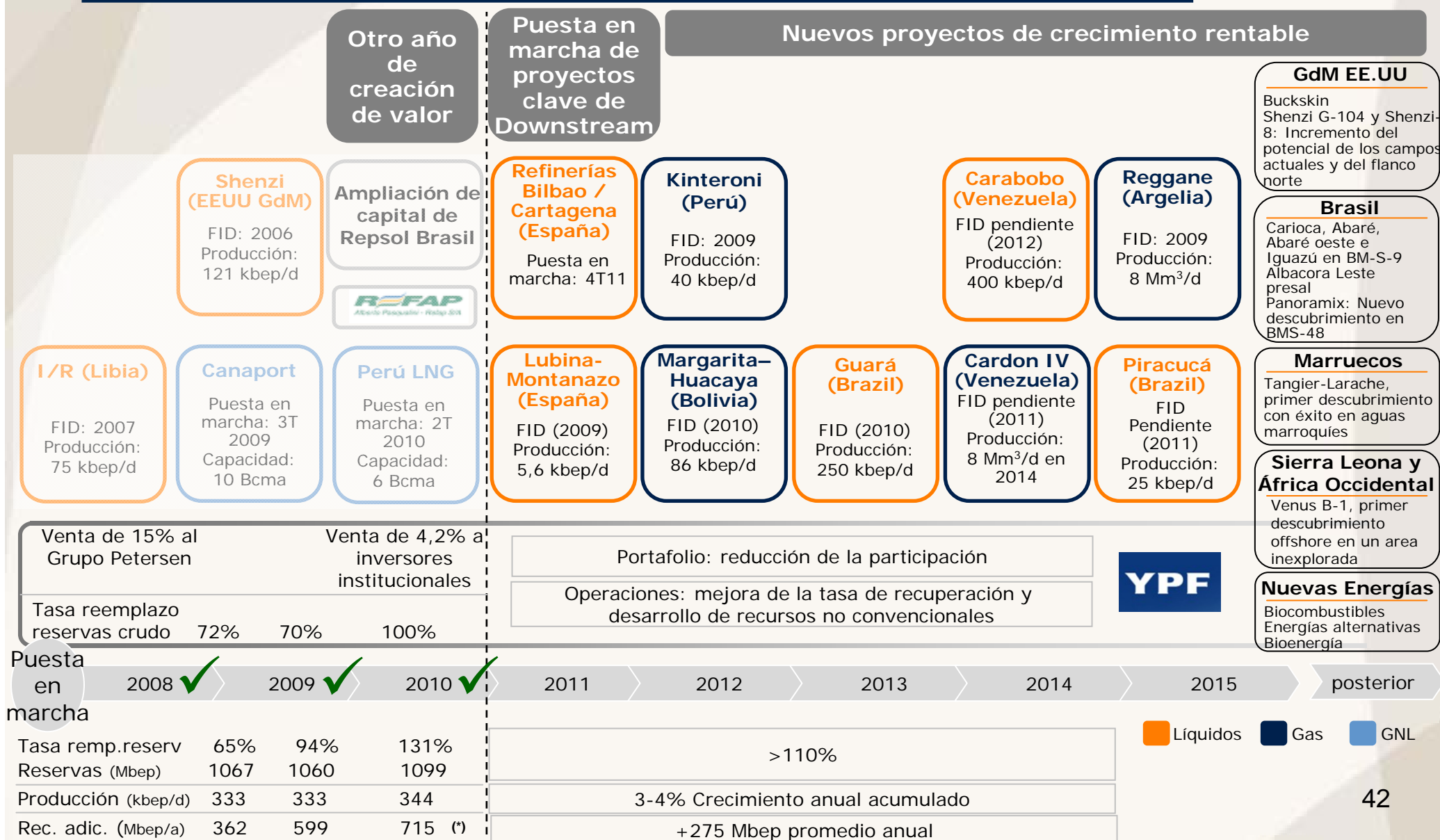
- Diversificación geográfica
- Consolidación de activos estratégicos

Sólida posición financiera

- Fortaleza en el balance para financiar el crecimiento
- Importante y estable dividendo de YPF y Gas Natural

En el escenario previsto, la caja generada permitirá financiar las inversiones, incrementar el dividendo y mejorar el ratio de apalancamiento

Conclusiones



(*) Considerando 40% dilución de los activos de Brasil

Todas las cifras relativas a la producción se refieren a la producción estable total

Presentación de resultados 2010

Antonio Brufau

24 de febrero de 2011

