

1º trimestre 2016 - La caída de las cotizaciones del petróleo frena el crecimiento de resultados

- La producción total (working interest) de petróleo y gas aumentó un 36% hasta alcanzar los 56,3 mil barriles de petróleo por día (mboepd), como resultado del aumento de la producción en Brasil. La producción net entitlement, aquella que contribuye de forma directa a los resultados, aumentó un 39% hasta alcanzar los 53,7 mboepd.
- El margen de refino de Galp disminuyó hasta los 4,1\$ por barril (boe), reflejando un ambiente más adverso para los refinadores europeos. La comercialización de productos petrolíferos mantiene su contribución a los resultados, a pesar de la reducción de los volúmenes vendidos.
- Las ventas totales de gas natural disminuyeron hasta los 1.860 millones de metros cúbicos (Mm³) debido principalmente a la reducción en el presente trimestre de los volúmenes vendidos en los mercados internacionales.
- El Ebitda consolidado del grupo, en base ajustada (RCA) alcanzó los 293 millones de euros, una reducción del 22% respecto al mismo periodo del año anterior, debido a la menor contribución de los negocios de Exploración y Producción (E&P) y de Gas & Power (G&P).
- Se realizó una inversión de 343 millones de euros, de los cuales el 92% se destinó al sector de E&P, concretamente en el desarrollo del bloque BM-S-11 en Brasil y del bloque 32 en Angola.
- El resultado neto (RCA) fue de 114 millones de euros, 7 millones de euros menos respecto al mismo trimestre del año anterior. El resultado neto de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) fue negativo, en 58 millones de euros, incluido el efecto *stock* negativo de 92 millones de euros, como consecuencia del descenso del precio de las commodities en el trimestre, y eventos no recurrentes de 80 millones de euros.
- Al final del trimestre, la deuda neta del Grupo se situaba en 1.841 millones de euros, teniendo en cuenta el préstamo a Sinopec, como caja y equivalente, siendo el ratio de deuda neta para Ebitda de 1,4x.

	Trimestres				
	4T15	1T15	1T16	Var.Yoy	%Var.Yoy
EBTIDA RCA	309	375	293	(82)	(21,8%)
Resultado operacional RCA	178	227	137	(90)	(39,5%)
Resultado líquido RCA	148	121	114	(7)	(6,1%)
Resultado líquido IFRS	5	(39)	(58)	(18)	46,5%

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

	Trimestres				
	4T15	1T15	1T16	Var.Yoy	%Var.Yoy
Resultado operativo a coste de reposición ajustado (RCA)	10	43	(22)	(65)	s.s
Producción media <i>working interest</i> (mboepd)	52,1	41,5	56,3	14,9	35,8%
Producción de petróleo (mboepd)	48,9	38,4	52,9	14,5	37,8%
Producción media <i>net entitlement</i> (mboepd)	49,2	38,7	53,7	15	38,7%
Angola	7,6	7,8	7,9	0,1	1,7%
Brasil	41,6	31	45,8	14,9	48,0%

Millones de euros (excepto indicación contraria)

Durante el primer trimestre de 2016, la producción media *working interest* de petróleo y gas natural aumentó un 36%, alcanzando los 56,3 mboepd, de los cuales el 94% se corresponde a la producción de petróleo. La producción proveniente de Brasil aumentó en 14,9 mboepd respecto al mismo periodo del año anterior, hasta los 45,8 mboepd.

Este aumento se debió al incremento de la producción de la FPSO Cidade de Mangaratiba (#3), y a la entrada en producción de la FPSO Cidade de Itaguaí (#4) y de la FPSO Cidade de Maricá (#5). Las FPSO Cidade Angra dos Reis (#1) y Cidade de Paraty (#2) produjeron una media de 10,9 mboepd y 12,0 mboepd, respectivamente.

La exportación de gas también se incrementó, pasando de los 3,1 mboepd a los 3,5 mboepd, de los cuales 3,0 mboepd provinieron del campo de Lula. En Angola la producción *working interest* fue de 10,5 mil barriles de petróleo por día (mbopd), en consonancia con el mismo periodo del año anterior, compensándose el declive natural de los campos Benguela-Belize-Lobito-Tomboco (BBLT) y Tôbua-Landana (TL) con el inicio de producción en el bloque 14k.

La producción *net entitlement* fue de 53,7 mboepd, un incremento del 39% respecto al primer trimestre de 2015, evolución en consonancia con la producción *working interest*. En Angola, la producción *net entitlement* se mantuvo estable en los 7,9 mbopd. La producción proveniente de Brasil representó el 85% del total de la producción *net entitlement* en este periodo, frente al 80% del mismo periodo de 2015.

El resultado operativo (Ebit) a coste de sustitución ajustado (RCA) fue negativo, establecido en 22 millones de euros, frente a los 43 millones de euros del primer trimestre de 2015.

REFINO Y DISTRIBUCIÓN

	Trimestres				
	4T15	1T15	1T16	Var.Yoy	%Var.Yoy
Resultado operativo a coste de reposición ajustado (RCA)	103	65	78	12	19,10%
Margen de refino Galp (Usd/bbl)	4,1	5,9	4,1	(1,8)	30,4%
Materias primas procesadas (mboe)	28,8	26,2	25,2	(1)	(3,9%)
Crudo procesado (millones boe)	25,6	23,1	23,9	0,7	3,20%
Ventas de productos refinados (millones por tonelada)	4,6	4,4	4,2	(0,2)	(5,1%)
Ventas a clientes directos (millones por tonelada)	2,2	2,2	2,1	(0,1)	(4,8%)
Número de estaciones de servicio	-	1449	1439	(10)	(1%)
Número de áreas de servicio	-	821	828	7	1%

Millones de euros (excepto indicación contraria)

En el primer trimestre de 2016, el margen de refino de Galp fue de 4,1\$/boe, por debajo de los 1,8\$/boe correspondientes al primer trimestre de 2015, reflejando el descenso de los márgenes de refino en los mercados internacionales.

Se procesaron cerca de 25,2 millones de barriles (mmbbl) de materias primas, una disminución del 4% respecto al primer trimestre de 2015. Esta reducción se debió principalmente al parón planeado del hydrocracker en la refinería de Sines para proceder a la sustitución del catalizador y cuya duración fue de dos meses. El crudo representó el 95% de las materias primas, el 75% de los mismos corresponde a crudos medios y pesados.

La producción de destilados medios (gasóleo y jet) representó el 44% de la producción total, un descenso de 3p.p. respecto al mismo periodo de 2015, como resultado del parón del hydrocracker. Por otro lado la gasolina representó el 25% de la producción, un aumento de 3 p.p. respecto al mismo periodo de 2015. Los consumos y carencias en el primer trimestre representaron el 6% de materias primas procesadas.

Los volúmenes vendidos a clientes directos se situaron en los 2,1 millones de toneladas, una reducción del 5% respecto al primer trimestre de 2015, descenso debido al parón del hydrocracker. El volumen de ventas en África representó el 8% del volumen total de ventas a clientes directos, na contribución en consonancia con el mismo periodo de 2015.

COMUNICADO

Lisboa, 6 de mayo de 2016

energía crea energía



El esfuerzo permanente de optimización de la red se traduce en una disminución del número de estaciones de servicio hasta las 1.439 a finales de marzo. Como contrapartida, se verificó un incremento de las áreas de servicio hasta alcanzar las 828.

El Ebit RCA alcanzó los 78 millones de euros.

GAS & POWER

	Trimestres				
	4T15	1T15	1T16	Var.Yoy	%Var.Yoy
Resultado operativo a coste de reposición ajustado (RCA)	63	112	75	(37)	(33,2%)
Ventas totales de gas natural (millones m3)	1692	2195	1860	(334)	(15,2%)
Ventas a clientes directos	992	999	901	(99)	(9,9%)
<i>Trading</i>	700	1195	960	(235)	(19,7%)
Ventas de electricidad (GWh)	1170	1127	1192	66	5,8%
Clientes de gas natural (miles)	-	864	592	(272)	(31%)

Millones de euros (excepto indicación contraria)

Las ventas de gas natural ascendieron a los 1.860 millones de metros cúbicos (Mm^3) durante el primer trimestre de 2016, una disminución del 15% respecto al mismo periodo de 2015, debido sobre todo al descenso de los volúmenes vendidos en el segmento de trading.

Los volúmenes vendidos en el mercado internacional disminuyeron un 20% hasta alcanzar los 960 Mm^3 , debido al menor número de cargas de GNL vendidas. Se realizaron ocho operaciones de trading de GNL, dos menos respecto al mismo periodo de 2015, en su mayoría destinadas al mercado asiático.

Los volúmenes de trading de red también disminuyeron un 24% hasta los 278 Mm^3 .

Los volúmenes vendidos en el mercado convencional, es decir, en los segmentos industriales y minorista, disminuyeron hasta los 146 Mm^3 respecto al mismo periodo de 2015, alcanzando un total de 670 Mm^3 . En el sector industrial, los volúmenes vendidos disminuyeron un 14% hasta los 556 Mm^3 , sobre todo debido a la reducción del consumo de las unidades de Galp que, a su vez, se vieron afectadas por el parón del hydrocracker en la refinería de Sines. Los volúmenes vendidos en el sector minorista disminuyeron un 34% hasta alcanzar los 114 Mm^3 , en la secuencia de la venta, durante el segundo semestre de 2015, de las actividades de comercialización de gas natural en la región de Madrid.

En el sector eléctrico, los volúmenes se incrementaron en un 26% hasta los 231 Mm^3 , habiendo registrado la producción eléctrica un mayor uso de fuentes alternativas al carbón en la Península Ibérica. Las ventas de electricidad fueron de 1.192 GWh, es decir, un aumento de 65 GWh respecto al primer trimestre de 2015, debido a la mayor actividad de comercialización de electricidad. Las ventas a la red descendieron 34 GWh hasta los 356 GWh, debido a la menor contribución de la cogeneración de Carrizo, empresa participada de Galp, e incluso a pesar del inicio de la actividad de un nuevo parque eólico con una capacidad de 22,6 MW, en el que la empresa participa.

COMUNICADO

Lisboa, 6 de mayo de 2016

energía crea energía



El Ebit RCA se situó en los 75 millones de euros, un descenso del 33% respecto al mismo periodo de 2015.

INVERSIÓN

	Trimestres				
	4T15	1T15	1T16	Var.Yoy	%Var.Yoy
Exploración & Producción	321	273	316	43	15,9%
Actividades de Exploración y Evaluación	46	37	10	(27)	(73,1%)
Actividades de Desarrollo y Producción	276	236	306	70	29,7%
Refinado & Distribución	60	5	23	19	s.s.
Gas & Power	49	3	3	(0)	(8,7%)
Otros	1	3	1	(2)	(80,7%)
Inversión	431	283	343	60	21,0%

Millones de euros (excepto indicación contraria)

La inversión realizada en el primer trimestre de 2016 fue de 343 millones de euros, con la inversión en el sector de E&P la cual representó el 92% de la inversión total.

La inversión en el sector de E&P fue en su mayoría destinada a actividades de desarrollo y producción, concretamente al desarrollo del bloque BM-S-11, en Brasil, que absorbió el 72% de la inversión en este tipo de actividades. Las actividades en el bloque 32, en Angola, representaron cerca del 20% del total. La inversión en actividades de exploración y evaluación se situó en 10 millones de euros en este periodo.

En los sectores de R&D y G&P, la inversión fue de 26 millones de euros, principalmente destinados a la refinería de Sines, especialmente destinados a actividades de mantenimiento, actividades de distribución de gas natural y la inversión destinada a la construcción de una terminal logística en Mozambique.

ENTORNO DE MERCADO

CAMBIO

En el primer trimestre de 2016, el valor medio de cambio EUR/USD fue de 1,102, una valorización de 2,1% respecto al mismo periodo de 2015.

DATED BRENT

En el primer trimestre de 2016 la cotización media del *dated Brent* disminuyó 20,0\$/bbl, respecto al mismo periodo del año anterior y alcanzó 33,9\$/bbl. Esta evolución se debe al exceso de producción y al elevado *stock* resultante del incremento de la producción de crudo, especialmente por parte de los países miembros de la OPEP.

GAS NATURAL

El precio del gas natural en Europa (NBP) disminuyó hasta los 29,9 GBp/therm en el primer trimestre de 2016, en comparación con los 47,6 GBp/therm del mismo periodo de 2015, como consecuencia de la caída del precio del crudo, indexante típico de contratos de gas natural y de un invierno suave en Europa. El precio asiático de referencia de GNL (JKM) se redujo de los 7,8\$/mmbtu del primer trimestre de 2015 a los 5,0\$/mmbtu del primer trimestre de 2016. Esta disminución se debió a un aumento del inventario y a la reducción de la demanda en Japón y Corea del Sur.

MÁRGENES DE REFINO

Durante el primer trimestre de 2016, el margen de refino *benchmark* disminuyó 2,0\$/bbl de 2015 para 3,3\$/bbl, como resultado de la evolución negativa del crack de los destilados medios, debido a la menor búsqueda de algunos de estos productos.

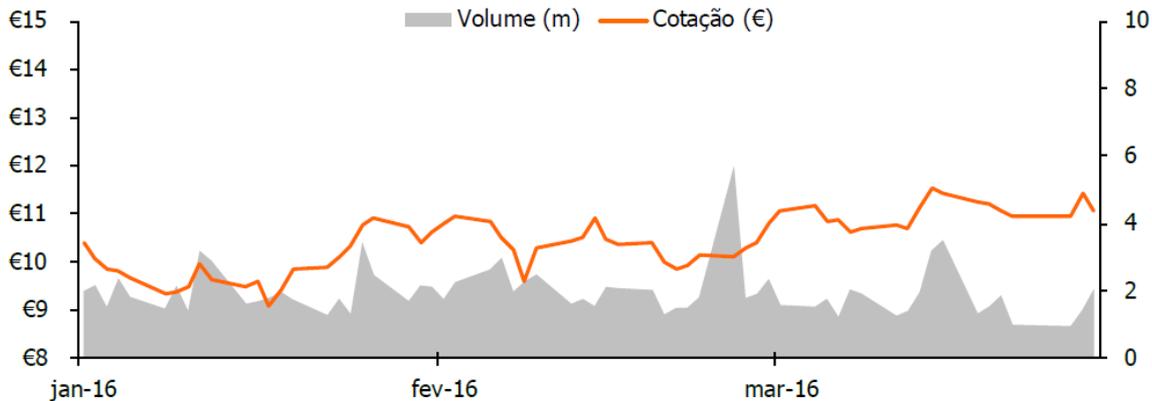
MERCADO IBÉRICO

En el primer trimestre de 2016, el mercado ibérico de productos petrolíferos se situó en los 14,7 millones de toneladas (Mt), valor en consonancia con el registrado en el mismo periodo de 2015, a pesar del impacto por la menor demanda estacional de gasóleo calefacción.

El mercado de gas natural en la Península Ibérica disminuyó un 5% respecto al mismo periodo de 2015, hasta los 8.653 ^{mm³}, lo que contribuyó a una reducción del 4% del consumo convencional (i.e., sectores industrial y minorista), como resultado de un invierno más caliente de lo habitual, y del 11% en el consumo del sector eléctrico, afectado por la alta generación hidráulica y eólica.

ACCIÓN GALP

Evolución de la cotización de la acción Galp



Volumen (m)

Cotización (€)

En.-16 Feb.-16 Mar.-16

Fuente: Euroinvestor

La acción de Galp cerró el primer trimestre de 2016 con una cotización de 11,05€, revalorizándose un 3% en dicho periodo. La cotización mínima fue de 9,03€ y la máxima de 11,78€. Durante el primer trimestre del año se transacionaron cerca de 225 millones de acciones en mercados reglamentados, de los cuales 122 millones fueron en Euronext Lisbon. Esto se traduce en un volumen medio diario transaccionado en mercados reglamentados de cerca de 3,6 millones de acciones, de los cuales 2 millones fueron en Euronext Lisbon. A finales del primer trimestre de 2016, la capitalización bursátil de Galp se situaba en los 9.200 millones de euros.

BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Los estados financieros consolidados de Galp relativos a los trimestres finalizados a 31 de marzo de 2016 y 2015 y 31 de diciembre de 2015, se elaboraron conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS). La información financiera relativa a la cuenta de resultados consolidados se presenta para los trimestres finalizados a 31 de marzo de 2016 y de 2015 y 31 de diciembre de 2015. La información financiera relativa a la situación financiera consolidada se presenta en las fechas de 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Los estados financieros de Galp se elaboraron conforme a las IFRS y al coste de las mercancías vendidas y materias primas consumidas se valoriza a coste medio ponderado (CMP). El uso de este criterio puede originar volatilidad en los resultados en momentos de oscilación de los precios de las mercancías y de las materias primas a través de las ganancias o pérdidas en *stocks*, sin que ello refleje el desarrollo operacional de la empresa. Este hecho se denomina efecto *stock*. Otro factor que puede influir en los resultados de la empresa, sin ser un indicador de su verdadero desarrollo, es el conjunto de eventos de naturaleza no recurrente, tales como ganancias o pérdidas en la enajenación de activos, impedimentos o reposiciones de inmovilizado y provisiones ambientales o de reestructuración. Con el objetivo de evaluar el desarrollo operativo del negocio de Galp, los resultados RCA excluyen los eventos no recurrentes y el efecto *stock*, este último por el hecho de que el coste de las mercancías vendidas y de las materias primas consumidas se calculó por el método de valorización de coste de sustitución designado replacement cost (RC).

Modificaciones recientes

Como consecuencia de una interpretación contable de la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM) relativa al tratamiento de CESE I, teniendo en cuenta la uniformización de las políticas de contabilidad entre los diferentes operadores del mercado, Galp pasó a reconocer la totalidad del coste y el pasivo respectivo el día 1 de enero, en vez de efectuar el aplazamiento de dicho coste a lo largo del año.

Con efecto a partir de 1 de enero de 2016, las diferencias de cambio operacionales se reclasificaron como resultados operacionales, pasando a integrarse en los segmentos de los respectivos negocios. Hasta finales de 2015, las diferencias de cambio operacionales se contabilizaban en la partida de resultados financieros. Para efectos de comparación, esa modificación repercutió en el año 2015.

DEFINICIONES

Crack

Diferencia de precio entre un determinado producto petrolífero y el precio del *dated Brent*

Ebit

Resultado operacional

Ebitda

Ebit más depreciaciones, amortizaciones y provisiones

IFRS

International Financial Reporting Standards, es decir, Normas Internacionales de Información Financiera

Producción net entitlement

Porcentaje de la producción mantenido sobre los derechos de exploración y producción de hidrocarburos de determinada concesión, tras el efecto de los contratos de intercambio de producción

Producción working interest

Porcentaje de producción mantenido sobre los derechos de exploración y producción de hidrocarburos de determinada concesión

Replacement Cost (RC)

De acuerdo con este método, el coste de las mercancías es evaluado a *replacement cost*, esto es, la media del coste de las materias primas en el mes en que las ventas se realizan independientemente de las existencias detenidas en el inicio o en el fin de los períodos. El *replacement cost* no es un criterio aceptado por las IFRS, por lo tanto no se ha adoptado para efectos de evaluación de existencias, no reflejando el coste de sustitución de otros activos.

Replacement Cost Ajustado (RCA)

Además de la utilización de la metodología *replacement cost*, los resultados ajustados excluyen determinados eventos de carácter no recurrente, tales como ganancias o pérdidas en la venta de activos, impedimentos o reposiciones de inmovilizado y provisiones ambientales o de restructuración, que pueden afectar al análisis de los resultados de la empresa y que no reflejan su desarrollo operativo.

ABREVIATURAS

bbi: barriles

mbbl: millones de barriles

boe: barriles de petróleo equivalente

FPSO: Floating production storage and offloading unit

GNL: Gas natural licuado

GWh: Giga Watt hora

mboepd: miles de barriles de petróleo equivalente por día

Mt: millones de toneladas

Mm3: millones de metros cúbicos

RCA: *Replacement cost adjusted*

\$: dólar estadounidense

QoQ: variación respecto al trimestre anterior

Ss: sin significado

YoY: variación respecto al mismo período

Para más información de Galp:

BURSON-MARSTELLER

Francesca La Rosa

Tel: 93 201 10 28

francesca.larosa@bm.com

Santiago Esteban

Tel: 91 384 67 45

santiago.esteban@bm.com

GALP

Contactos:

Celia Rangel

Tel: 91 714 67 00

celia.rangel@galpenergia.com