



c/ Méndez Álvaro 44
28045 Madrid
España

Tel. 34 917 538 100
34 917 538 000
Fax 34 913 489 494
www.repsol.com

Madrid, 26 de febrero de 2014

Repsol, S.A. remite información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol.

Es intención de la Sociedad incluir esta información en la documentación que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas.

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol. 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, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, 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 o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol y/o sus filiales.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol 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.

La información incluida en este documento no ha sido auditada por los auditores de cuentas externos de Repsol.

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (Información no auditada)

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol (*).

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del “Financial Accounting Standards Board” (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la “Securities and Exchange Commission” (SEC) de los Estados Unidos de América, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

(*) Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. (antes Repsol YPF Gas, S.A.) titularidad del Grupo Repsol, se ha producido la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol, y por lo tanto, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol los activos y pasivos relacionados con dichas participaciones, revaluar otros activos y pasivos relacionados con las inversiones de YPF que se ven afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, y dar de alta como inversiones financieras (acciones) las participaciones del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas, derivada tanto de las acciones sujetas al proceso de expropiación – que continúan siendo titularidad del Grupo – como del resto de las acciones de su propiedad.

Desde la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y los resultados generados por ellas hasta la pérdida de control, así como el impacto en la cuenta de resultados derivado del proceso de expropiación se registran en los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados consolidada del Grupo Repsol.

En los cuadros que se presentan a continuación, se ha mantenido la información correspondiente a YPF para el ejercicio 2011. En los ejercicios 2012 y 2013 no se incluye información correspondiente a YPF y las sociedades de su grupo como consecuencia de lo indicado anteriormente.

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Millones de euros									
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2011										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	34.481	504	25.492	1.581	690	579	2.330	2.116	1.189	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	2.624	13	158	263	65	150	505	1.312	103	55
	37.105	517	25.650	1.844	755	729	2.835	3.428	1.292	55
Equipos e instalaciones auxiliares	2.401	52	595	818	78	-	272	331	255	-
Total costes capitalizados	39.506	569	26.245	2.662	833	729	3.107	3.759	1.547	55
Amortización y provisión acumulada	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(235)	(48)	(1.584)	(1.062)	(722)	-
Importes netos (1)	14.242	210	6.259	1.394	598	681	1.523	2.697	825	55

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2012										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	9.440	462	-	1.550	725	679	2.393	2.249	1.218	164
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	3.038	15	-	376	55	189	527	1.516	252	108
	12.478	477	-	1.926	780	868	2.920	3.765	1.470	272
Equipos e instalaciones auxiliares	2.220	172	-	880	164	-	299	459	246	-
Total costes capitalizados	14.698	649	-	2.806	944	868	3.219	4.224	1.716	272
Amortización y provisión acumulada	(5.724)	(383)	-	(1.420)	(270)	(66)	(1.595)	(1.186)	(793)	(11)
Importes netos (1)	8.974	266	-	1.386	674	802	1.624	3.038	923	261

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2013										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	10.154	342	-	1.656	815	786	2.674	2.421	1.209	251
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	3.580	25	-	353	-	154	516	2.090	279	163
	13.734	367	-	2.009	815	940	3.190	4.511	1.488	414
Equipos e instalaciones auxiliares	2.349	285	-	876	256	-	306	386	240	-
Total costes capitalizados	16.083	652	-	2.885	1.071	940	3.496	4.897	1.728	414
Amortización y provisión acumulada	(6.341)	(501)	-	(1.529)	(302)	(83)	(1.655)	(1.428)	(804)	(39)
Importes netos (1)	9.742	151	-	1.356	769	857	1.841	3.469	924	375

(1) No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2013, 2012 y 2011 por importe de 155, 266 y 183 millones de euros, respectivamente.

(2) A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes capitalizados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en Norteamérica se incluyen importes correspondientes a sociedades de YPF en costes capitalizados en propiedades con reservas probadas, con reservas no probadas, y amortización y provisión acumulada que ascendían a 183, 14 y 163 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo tiene registrados 207 y 169 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

Al 31 de diciembre de 2011	Millones de euros										
	Total	Europa	(1) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	(1) Resto de Sudamérica	(1) Norteamérica	África	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	1.259	62	268	3	1	43	302	386	127	66	1
Costes de desarrollo	2.332	44	1.389	276	109	1	336	159	18	-	-
TOTAL	3.591	106	1.657	279	110	44	638	545	145	66	1

Al 31 de diciembre de 2012	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	154	-	-	-	-	-	-	-	-	154	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	388	-	-	-	-	-	-	199	110	79	-
Costes de exploración	806	80	-	1	-	97	226	228	131	43	-
Costes de desarrollo	1.423	96	-	185	175	115	327	466	52	7	-
TOTAL	2.771	176	-	186	175	212	553	893	293	283	-

Al 31 de diciembre de 2013	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	(2) Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	57	-	-	-	-	-	-	28	-	29	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	449	-	-	-	-	-	-	371	-	78	-
Costes de exploración	983	164	-	6	-	34	261	299	93	104	22
Costes de desarrollo	1.349	1	-	179	292	87	386	290	48	66	-
TOTAL	2.838	165	-	185	292	121	647	988	141	277	22

(1) A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes soportados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en Resto de Sudamérica y Norteamérica se incluyen costes soportados por sociedades de YPF por importe de 10 y 18 millones de euros, respectivamente.

(2) A 31 de diciembre de 2013 se ha incluido el precio de adquisición de activos que en el ejercicio anterior, de acuerdo con la normativa contable, estaban clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta, por el porcentaje finalmente retenido por Repsol (véase Nota 10 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y Nota 31 Desinversiones y enajenación de participación en sociedades).

En los ejercicios 2013 y 2012 el Grupo ha invertido 55 y 80 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros										
	Total	Europa	(3) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(3) Norteamérica	África	Asia	Australia
2.011											
Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.031	-	643	404	432	162	317	42	31	-	-
Venta a sociedades del Grupo	5.433	51	3.614	552	-	100	280	746	90	-	-
Otros ingresos	187	-	-	-	-	-	33	-	154	-	-
Total ingresos	7.651	51	4.257	956	432	262	630	788	275	-	-
Costes de producción (1)	(3.107)	(25)	(2.224)	(334)	(209)	(111)	(77)	(42)	(85)	-	-
Gastos de exploración	(494)	(64)	(82)	(3)	-	(19)	(48)	(130)	(124)	(25)	(1)
Otros gastos	(352)	(6)	(317)	(3)	(2)	-	(22)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones	(1.786)	(4)	(1.142)	(130)	(40)	(17)	(141)	(286)	(26)	-	-
Beneficio antes de impuestos	1.912	(48)	492	486	181	115	342	329	39	(23)	(1)
Impuestos sobre beneficios	(806)	29	(172)	(288)	(5)	(35)	(108)	(120)	(114)	7	-
Resultado de las actividades (2)	1.106	(19)	320	198	176	80	234	209	(75)	(16)	(1)

	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.012											
Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.474	-	-	295	488	168	425	21	38	39	-
Venta a sociedades del Grupo	2.538	81	-	629	-	111	320	820	577	-	-
Otros ingresos	1.002	-	-	-	-	-	20	-	982	-	-
Total ingresos	5.014	81	-	924	488	279	765	841	1.597	39	-
Costes de producción (1)	(1.229)	(20)	-	(385)	(255)	(133)	(213)	(7)	(192)	(24)	-
Gastos de exploración	(551)	(84)	-	(1)	-	(62)	(128)	(141)	(92)	(43)	-
Otros gastos	(75)	(4)	-	(4)	(1)	-	(62)	(3)	(1)	-	-
Amortizaciones	(871)	(37)	-	(183)	(44)	(20)	(186)	(313)	(77)	(11)	-
Beneficio antes de impuestos	2.288	(64)	-	351	188	64	176	377	1.235	(39)	-
Impuestos sobre beneficios	(1.290)	38	-	(192)	(22)	(19)	(78)	(137)	(892)	12	-
Resultado de las actividades (2)	998	(26)	-	159	166	45	98	240	343	(27)	-

	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.013											
Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.031	-	-	381	460	203	731	39	30	187	-
Venta a sociedades del Grupo	2.073	197	-	627	-	105	100	729	315	-	-
Otros ingresos	627	-	-	-	-	-	34	-	593	-	-
Total ingresos	4.731	197	-	1.008	460	308	865	768	938	187	-
Costes de producción (1)	(1.273)	(22)	-	(395)	(222)	(137)	(238)	(37)	(105)	(117)	-
Gastos de exploración	(619)	(152)	-	(1)	-	(6)	(235)	(114)	(61)	(28)	(22)
Otros gastos	(26)	(5)	-	(4)	(2)	-	(12)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(898)	(120)	-	(172)	(44)	(21)	(158)	(305)	(46)	(32)	-
Beneficio antes de impuestos	1.915	(102)	-	436	192	144	222	311	724	10	(22)
Impuestos sobre beneficios	(1.093)	62	-	(243)	(84)	(43)	(101)	(145)	(528)	(12)	1
Resultado de las actividades (2)	822	(40)	-	193	108	101	121	166	196	(2)	(21)

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 490, 513 y 1.241 millones de euros en 2013, 2012 y 2011, respectivamente. En 2011 estas cifras también incluyen retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2013, 2012 y 2011 por importes de 311, 356 y 170 millones de euros, respectivamente.
- (2) El resultado no incluye las dotaciones o reversiones de provisiones por pérdidas de valor como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de la compañía al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas, que ascienden a un gasto neto de 6 millones de euros en 2013, un gasto neto de 14 millones de euros en 2012 y a un ingreso neto de 36 millones de euros en 2011.
- (3) Los resultados a 31 de diciembre de 2011 en Argentina correspondían íntegramente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de YPF. Adicionalmente la columna Norteamérica incorpora un resultado negativo de 4 millones de euros registrado por actividades realizadas por sociedades de YPF, constituido por unos ingresos totales de 42 millones de euros y unos costes, gastos y amortizaciones de 46 millones de euros.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Repsol aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas en conformidad con las directrices y el marco conceptual establecidas para la industria de petróleo y el gas por la "Securities and Exchange Commission" (SEC) y los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de Exploración y Producción, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2013, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline & Associates (GCA) y Ryder Scott Company (RSC) auditaron ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes estarán disponibles en nuestra página web www.repsol.com.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

	Millones de barriles									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	908	7	532	35	54	55	47	57	121	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	112	-	91	1	2	-	17	1	(1)	-
Recuperación Mejorada.....	19	-	19	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	80	-	43	-	-	11	26	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(140)	-	(100)	(5)	(5)	(3)	(13)	(10)	(4)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	978	6	584	32	50	63	79	49	115	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	41	-	-	2	(1)	-	13	2	23	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	33	-	-	-	-	2	22	6	3	-
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(595)	-	(584)	-	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(52)	(1)	-	(4)	(5)	(3)	(12)	(10)	(16)	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	429	5	-	30	44	62	92	46	125	23
Revisión de estimaciones anteriores.....	35	1	-	1	3	19	4	2	(1)	6
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	1	1	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(51)	(2)	-	(4)	(5)	(4)	(11)	(10)	(11)	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	422	4	-	29	44	78	91	38	113	26
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:										
Al 31 de diciembre de 2010	649	2	404	28	37	48	31	21	78	-
Al 31 de diciembre de 2011	671	2	438	24	34	45	36	21	71	-
Al 31 de diciembre de 2012	255	5	-	23	35	42	34	20	80	16
Al 31 de diciembre de 2013	238	3	-	21	33	39	41	13	68	19

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 44, 39, 109 y 99 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 3 y 15 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 249 y 107 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado y GLP correspondientes a YPF suponían 584 millones de barriles en Argentina e inferiores a 1 millón de barriles de crudo equivalente en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 100 millones de barriles en Argentina y 0,5 millones de barriles en Norteamérica.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

	Miles de Millones de pies cúbicos									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	6.643	1	2.578	2.036	339	1.114	477	17	81	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	164	1	167	55	14	-	(64)	2	(11)	-
Recuperación Mejorada	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	778	-	104	-	305	166	97	-	106	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(839)	(1)	(452)	(250)	(47)	(37)	(36)	(4)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	6.747	-	2.397	1.842	613	1.243	473	14	165	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	218	2	-	80	83	-	53	-	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	691	-	-	-	452	31	20	33	-	155
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2.405)	-	(2.397)	(6)	-	-	-	(2)	-	-
Producción (1)	(391)	(2)	-	(240)	(48)	(39)	(46)	(5)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	4.860	-	-	1.676	1.100	1.235	500	40	152	155
Revisión de estimaciones anteriores.....	499	1	-	94	115	238	24	13	7	5
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	1.282	-	-	148	1.135	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)
Producción (1)	(424)	(1)	-	(253)	(47)	(40)	(54)	(9)	(11)	(8)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	6.138	-	-	1.665	2.304	1.433	470	44	148	73
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2010	4.275	1	1.994	875	310	839	168	7	81	-
Al 31 de diciembre de 2011	3.854	-	1.796	699	305	802	186	8	58	-
Al 31 de diciembre de 2012	2.134	-	-	686	267	764	299	18	46	54
Al 31 de diciembre de 2013	1.998	-	-	651	241	691	329	24	41	22

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.052, 767, 1.026 y 959 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 40, 26 y 74 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 1.021 y 521 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas gas natural correspondientes a YPF ascendían a 2.397 miles de millones de pies cúbicos de gas en Argentina y 2 millones de pies cúbicos de gas en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 452 miles de millones de pies cúbicos en Argentina y mil millones de pies cúbicos en Norteamérica.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

	Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	2.091	7	991	398	114	254	132	60	135	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	141	-	121	11	4	-	6	1	(3)	-
Recuperación Mejorada	19	-	19	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	219	-	62	-	54	40	44	-	19	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(290)	(1)	(180)	(49)	(13)	(10)	(20)	(11)	(7)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3).....	2.179	6	1.011	360	159	285	163	51	145	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	80	1	-	17	14	-	23	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	156	-	-	-	80	7	26	12	3	28
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(1.023)	-	(1.011)	(1)	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(122)	(1)	-	(47)	(13)	(10)	(20)	(11)	(19)	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1).....	1.294	6	-	329	240	282	182	53	152	51
Revisión de estimaciones anteriores.....	123	1	-	18	24	62	8	4	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	238	-	-	27	203	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)
Producción (1)	(126)	(3)	-	(49)	(13)	(11)	(21)	(11)	(13)	(5)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1).....	1.515	4	-	325	454	333	175	45	139	39
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2010.....	1.410	2	759	184	92	197	62	22	92	-
Al 31 de diciembre de 2011.....	1.358	2	758	149	89	188	68	23	82	-
Al 31 de diciembre de 2012.....	635	5	-	145	82	178	88	24	88	25
Al 31 de diciembre de 2013.....	594	3	-	137	76	162	99	18	75	22

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 231, 176, 292 y 270 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 11, 7 y 28 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 431 y 200 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural correspondientes a YPF ascendían a 1.011 millones de barriles equivalentes en Argentina y a 2 millones de barriles equivalentes en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 180 millones de barriles equivalentes en Argentina y 0,7 millones de barriles equivalentes en Norteamérica.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las directrices y el marco conceptual establecidos para la industria de petróleo y gas por la “Securities and Exchange Commission” americana y los principios contables del “Financial Accounting Standards Board” que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2013 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Millones de euros									
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia
A131 de diciembre de 2011										
Flujos de caja futuros	72.363	498	32.052	6.437	5.299	6.178	7.016	4.033	10.850	0
Costes futuros de producción	(25.993)	(145)	(14.144)	(2.610)	(2.771)	(2.608)	(2.128)	(361)	(1.226)	0
Costes futuros de desarrollo y abandono	(9.621)	(215)	(4.687)	(1.506)	(585)	(569)	(944)	(526)	(589)	0
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(13.162)	3	(3.344)	(902)	(678)	(968)	(939)	(621)	(5.713)	0
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.587	141	9.877	1.419	1.265	2.033	3.005	2.525	3.322	0
Efecto de actualizar al 10%	(8.887)	16	(3.440)	(573)	(532)	(1.088)	(1.136)	(792)	(1.342)	0
Valor actual (1)	14.700	157	6.437	846	733	945	1.869	1.733	1.980	0

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A131 de diciembre de 2012										
Flujos de caja futuros	43.468	449	-	6.544	6.388	5.087	8.468	3.608	11.474	1.450
Costes futuros de producción	(14.343)	(139)	-	(3.089)	(3.017)	(2.637)	(2.919)	(442)	(1.185)	(915)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(4.916)	(229)	-	(1.615)	(678)	(233)	(906)	(535)	(545)	(175)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.212)	15	-	(894)	(824)	(657)	(1.113)	(481)	(6.185)	(73)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	13.997	96	-	946	1.869	1.560	3.530	2.150	3.559	287
Efecto de actualizar al 10%	(5.467)	65	-	(402)	(1.027)	(723)	(1.194)	(629)	(1.418)	(139)
Valor actual	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A131 de diciembre de 2013										
Flujos de caja futuros	44.758	304	-	5.210	9.574	6.714	8.531	3.626	9.673	1.126
Costes futuros de producción	(15.608)	(146)	-	(2.460)	(3.673)	(3.678)	(3.457)	(558)	(1.114)	(522)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(4.838)	(239)	-	(1.444)	(1.019)	(322)	(627)	(540)	(502)	(145)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(9.497)	50	-	(545)	(1.630)	(825)	(997)	(366)	(5.082)	(102)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	14.815	(31)	-	761	3.252	1.889	3.450	2.162	2.975	357
Efecto de actualizar al 10%	(6.470)	124	-	(298)	(1.991)	(1.044)	(978)	(894)	(1.228)	(161)
Valor actual	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196

- (1) Incluye 2.747 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011.
- (2) A 31 de diciembre de 2011 el valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 16 millones de euros de valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2011, 2012 y 2013:

	Millones de eums									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Saldo final al 31 de diciembre de 2010 (1)	14.414	99	8.305	716	682	626	936	1.578	1.472	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(497)	90	(4.420)	508	(31)	414	532	930	1.480	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(2.222)	(44)	(1.566)	(134)	20	(147)	(186)	(147)	(18)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(4.958)	(43)	(2.407)	(472)	(266)	(82)	(349)	(476)	(863)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	2.704	-	1.525	-	91	278	783	-	27	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	2.153	10	1.934	59	27	(180)	163	(285)	425	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.499	33	627	173	46	119	225	203	73	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.763	12	1.011	84	80	90	121	191	174	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(156)	-	1.428	(88)	84	(173)	(356)	(261)	(790)	-
Variación neta.....	286	58	(1.868)	130	51	319	933	155	508	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)	14.700	157	6.437	846	733	945	1.869	1.733	1.980	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(205)	(3)	-	(99)	104	(228)	(2)	(40)	63	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(436)	(9)	-	(149)	(162)	59	(126)	(86)	37	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.012)	(56)	-	(464)	(261)	(142)	(455)	(654)	(980)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	1.153	-	-	-	180	28	617	100	148	80
Cambios netos por compra/venta de activos	(6.373)	-	(6.312)	(3)	-	-	(110)	(16)	-	68
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.034	6	-	38	(36)	(98)	185	131	808	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	936	48	-	208	178	69	226	165	42	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	392	11	(125)	57	58	70	102	96	123	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	341	7	-	110	48	134	30	92	(80)	-
Variación neta.....	(6.170)	4	(6.437)	(302)	109	(108)	467	(212)	161	148
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(251)	(22)	-	(377)	214	272	(164)	35	(219)	10
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(371)	38	-	14	(136)	(54)	(32)	(128)	(29)	(44)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.123)	(127)	-	(246)	(246)	(230)	(521)	(603)	(1.089)	(61)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	750	-	-	80	509	-	150	-	-	11
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	569	13	-	82	153	(57)	238	162	(82)	60
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.007	14	-	165	212	46	289	140	66	75
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	334	(2)	-	28	48	31	98	42	79	10
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	905	18	-	173	(335)	-	78	99	880	(8)
Variación neta.....	(185)	(68)	-	(81)	419	8	136	(253)	(394)	48
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196

(1) Incluye 2.747 y 1.681 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

(2) En 2011 la variación neta del valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 4 millones de euros de la variación en el valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.