

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).

El Grupo ha aplicado a partir del 1 de enero de 2014 la NIIF11 *Acuerdos Conjuntos*, lo que ha supuesto registrar sus participaciones en negocios conjuntos (“joint ventures”) por el método de la participación (ver Nota 2 “Bases de presentación” de las Cuentas Anuales consolidadas 2014).

Según los principios de referencia utilizados para la elaboración de esta información (FASB-Topic 932), se requiere el desglose por separado de la información relativa a las sociedades contabilizadas por el método de la participación. Por ello, la información presentada a continuación se desglosa distinguiendo entre sociedades consolidadas y sociedades participadas, habiéndose re-expresado la información correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013.

(*) 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 produjo la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol (véase Nota 4.1. “Desinversión en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.”, de las cuentas anuales consolidadas 2014). En los cuadros que se presentan a continuación se ha mantenido la información correspondiente a YPF a 31 de diciembre de 2011.

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	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2012									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	6.184	462	232	19	679	1.325	2.249	1.218	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.057	15	-	7	189	36	1.516	230	64
	8.241	477	232	26	868	1.361	3.765	1.448	64
Equipos e instalaciones auxiliares	991	172	71	13	-	30	459	246	-
Total costes capitalizados	9.232	649	303	39	868	1.391	4.224	1.694	64
Amortización y provisión acumulada ...	(3.457)	(383)	(144)	(7)	(66)	(878)	(1.186)	(793)	-
Importes netos (1).....	5.775	266	159	32	802	513	3.038	901	64
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	3.256	-	1.318	706	-	1.068	-	-	164
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	981	-	376	48	-	491	-	22	44
	4.237	-	1.694	754	-	1.559	-	22	208
Equipos e instalaciones auxiliares	1.229	-	809	151	-	269	-	-	-
Total costes capitalizados	5.466	-	2.503	905	-	1.828	-	22	208
Amortización y provisión acumulada ...	(2.267)	-	(1.276)	(263)	-	(717)	-	-	(11)
Importes netos (1).....	3.199	-	1.227	642	-	1.111	-	22	197

	Millones de euros								
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2013									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	6.350	342	222	47	786	1.323	2.421	1.209	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.623	25	5	-	154	4	2.090	257	88
	8.973	367	227	47	940	1.327	4.511	1.466	88
Equipos e instalaciones auxiliares	1.049	285	95	10	-	33	386	240	-
Total costes capitalizados	10.022	652	322	57	940	1.360	4.897	1.706	88
Amortización y provisión acumulada ...	(3.852)	(501)	(165)	(12)	(83)	(859)	(1.428)	(804)	-
Importes netos (1).....	6.170	151	157	45	857	501	3.469	902	88
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	3.804	-	1.434	768	-	1.351	-	-	251
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	957	-	348	-	-	512	-	22	75
	4.761	-	1.782	768	-	1.863	-	22	326
Equipos e instalaciones auxiliares	1.300	-	781	246	-	273	-	-	-
Total costes capitalizados	6.061	-	2.563	1.014	-	2.136	-	22	326
Amortización y provisión acumulada ...	(2.489)	-	(1.364)	(290)	-	(796)	-	-	(39)
Importes netos (1).....	3.572	-	1.199	724	-	1.340	-	22	287

Millones de euros

	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2014									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.500	360	326	61	950	1.433	2.954	1.416	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	3.139	73	22	-	42	48	2.484	391	79
	10.639	433	348	61	992	1.481	5.438	1.807	79
Equipos e instalaciones auxiliares	1.542	290	122	11	-	57	769	293	-
Total costes capitalizados	12.181	723	470	72	992	1.538	6.207	2.100	79
Amortización y provisión acumulada ...	(5.266)	(560)	(222)	(13)	(135)	(934)	(2.413)	(989)	-
Importes netos (1).....	6.915	163	248	59	857	604	3.794	1.111	79
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	5.328	-	1.868	811	-	2.477	-	-	172
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	873	-	395	-	-	403	-	24	51
	6.201	-	2.263	811	-	2.880	-	24	223
Equipos e instalaciones auxiliares	1.699	-	912	670	-	117	-	-	-
Total costes capitalizados	7.900	-	3.175	1.481	-	2.997	-	24	223
Amortización y provisión acumulada ...	(3.348)	-	(1.744)	(374)	-	(1.175)	-	-	(55)
Importes netos (1).....	4.552	-	1.431	1.107	-	1.822	-	24	168

(1) No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2014, 2013 y 2012 por importe de 293, 155 y 266 millones de euros, respectivamente.

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.

Millones de euros										
A1 31 de diciembre de 2012	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	309	-	-	-	-	-	199	110	-	-
Costes de exploración	647	80	1	-	97	79	228	119	43	-
Costes de desarrollo	892	96	25	10	115	128	466	52	-	-
TOTAL	1.848	176	26	10	212	207	893	281	43	-
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	154	-	-	-	-	-	-	-	154	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	79	-	-	-	-	-	-	-	79	-
Costes de exploración	159	-	-	-	-	147	-	12	-	-
Costes de desarrollo	531	-	160	165	-	199	-	-	7	-
TOTAL	923	-	160	165	-	346	-	12	240	-

Millones de euros										
A1 31 de diciembre de 2013	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia (1)	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	28	-	-	-	-	-	28	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	371	-	-	-	-	-	371	-	-	-
Costes de exploración	770	164	6	-	34	52	299	89	104	22
Costes de desarrollo	569	1	4	15	87	124	290	48	-	-
TOTAL	1.738	165	10	15	121	176	988	137	104	22
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	29	-	-	-	-	-	-	-	29	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	78	-	-	-	-	-	-	-	78	-
Costes de exploración	213	-	-	-	-	209	-	4	-	-
Costes de desarrollo	780	-	175	277	-	262	-	-	66	-
TOTAL	1.100	-	175	277	-	471	-	4	173	-

- (1) 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.

Miliones de euros

Al 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	34	-	-	-	-	-	34	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	20	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Costes de exploración	1.346	211	32	-	67	127	450	306	145	8
Costes de desarrollo	567	30	83	15	(34)	106	305	62	-	-
TOTAL	1.967	241	115	15	33	233	809	368	145	8
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	95	-	-	-	-	93	-	1	1	-
Costes de desarrollo	980	-	245	366	-	347	-	-	22	-
TOTAL	1.075	-	245	366	-	440	-	1	23	-

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	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.012										
Sociedades Consolidadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	386	-	6	6	168	147	21	38	-	-
Venta a sociedades del Grupo	2.066	81	273	-	111	204	820	577	-	-
Otros ingresos.....	999	-	-	-	-	17	-	982	-	-
Total ingresos	3.451	81	279	6	279	368	841	1.597	-	-
Costes de producción (1).....	(694)	(20)	(190)	(28)	(133)	(124)	(7)	(192)	-	-
Gastos de exploración	(495)	(84)	(1)	-	(62)	(75)	(141)	(89)	(43)	-
Otros gastos.....	(40)	(4)	(3)	-	-	(29)	(3)	(1)	-	-
Amortizaciones	(577)	(37)	(27)	(2)	(20)	(101)	(313)	(77)	-	-
Beneficio antes de impuestos	1.645	(64)	58	(24)	64	39	377	1.238	(43)	-
Impuestos sobre beneficios	(1.032)	38	(28)	0	(19)	(6)	(137)	(893)	13	-
Resultado de las actividades (2).....	613	(26)	29	(24)	45	33	240	345	(30)	-
Sociedades Participadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.088	-	289	482	-	278	-	-	39	-
Venta a sociedades del Grupo	472	-	356	-	-	116	-	-	-	-
Otros ingresos.....	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-
Total ingresos	1.563	-	645	482	-	397	-	-	39	-
Costes de producción (1).....	(534)	-	(194)	(227)	-	(89)	-	-	(24)	-
Gastos de exploración	(56)	-	-	-	-	(53)	-	(3)	-	-
Otros gastos.....	(35)	-	(1)	(1)	-	(33)	-	-	-	-
Amortizaciones	(294)	-	(156)	(42)	-	(85)	-	-	(11)	-
Beneficio antes de impuestos	643	-	294	212	-	137	-	(3)	4	-
Impuestos sobre beneficios	(258)	-	(164)	(22)	-	(72)	-	1	(1)	-
Resultado de las actividades (2).....	385	-	130	190	-	65	-	(2)	3	-
Resultado total de las actividades.....	998	(26)	159	166	45	98	240	343	(27)	-

	Millones de euros									
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.013										
Sociedades Consolidadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	503	-	5	8	203	218	39	30	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.722	197	258	-	105	118	729	315	-	-
Otros ingresos	620	-	-	-	-	27	-	593	-	-
Total ingresos	2.845	197	263	8	308	363	768	938	-	-
Costes de producción (1).....	(584)	(22)	(183)	(22)	(137)	(78)	(37)	(105)	-	-
Gastos de exploración	(433)	(152)	(1)	-	(6)	(52)	(114)	(58)	(28)	(22)
Otros gastos.....	(34)	(5)	(2)	-	-	(24)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(581)	(120)	(28)	(2)	(21)	(58)	(305)	(46)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	1.213	(102)	49	(16)	144	151	311	727	(29)	(22)
Impuestos sobre beneficios	(722)	62	(27)	(11)	(43)	(28)	(145)	(529)	(2)	1
Resultado de las actividades (2).....	491	(40)	22	(27)	101	123	166	198	(31)	(21)
Sociedades Participadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.410	-	376	452	-	395	-	-	187	-
Venta a sociedades del Grupo	469	-	369	-	-	100	-	-	-	-
Otros ingresos.....	7	-	-	-	-	7	-	-	-	-
Total ingresos	1.886	-	745	452	-	502	-	-	187	-
Costes de producción (1).....	(689)	-	(212)	(200)	-	(160)	-	-	(117)	-
Gastos de exploración	(186)	-	-	-	-	(183)	-	(3)	-	-
Otros gastos.....	8	-	(2)	(2)	-	12	-	-	-	-
Amortizaciones	(317)	-	(144)	(42)	-	(100)	-	-	(31)	-
Beneficio antes de impuestos	702	-	387	208	-	71	-	(3)	39	-
Impuestos sobre beneficios	(371)	-	(216)	(73)	-	(73)	-	1	(10)	-
Resultado de las actividades (2).....	331	-	171	135	-	(2)	-	(2)	29	-
Resultado total de las actividades.....	822	(40)	193	108	101	121	166	196	(2)	(21)

	Millones de euros									
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.014										
Sociedades Consolidadas										
Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	662	-	5	10	260	272	90	25	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.356	148	223	-	39	100	675	171	-	-
Otros ingresos.....	260	-	-	-	-	-	-	260	-	-
Total ingresos	2.278	148	228	10	299	372	765	456	-	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(811)	(228)	(27)	-	(21)	(80)	(139)	(214)	(120)	18
Otros gastos.....	(16)	(7)	(3)	-	(1)	(2)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(634)	(60)	(33)	(2)	(38)	(69)	(404)	(27)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	293	(174)	5	(26)	111	155	201	124	(121)	18
Impuestos sobre beneficios	(215)	65	(9)	6	(38)	(23)	(75)	(176)	41	(6)
Resultado de las actividades (2).....	78	(109)	(4)	(20)	73	132	126	(52)	(80)	12
Sociedades Participadas										
Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.705	-	735	409	-	401	-	-	160	-
Venta a sociedades del Grupo	229	-	-	-	-	229	-	-	-	-
Otros ingresos.....	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Total ingresos	1.934	-	735	409	-	630	-	-	160	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(92)	-	-	-	-	(92)	-	-	-	-
Otros gastos.....	(7)	-	(2)	(2)	-	(2)	-	-	(1)	-
Amortizaciones	(413)	-	(179)	(43)	-	(147)	-	-	(44)	-
Beneficio antes de impuestos	739	-	332	175	-	201	-	-	31	-
Impuestos sobre beneficios	(323)	-	(186)	(44)	-	(89)	-	-	(4)	-
Resultado de las actividades (2).....	416	-	146	131	-	112	-	-	27	-
Resultado total de las actividades.....	494	(109)	142	111	73	244	126	(52)	(53)	12

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 375, 490 y 513 millones de euros en 2014, 2013 y 2012, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2014, 2013 y 2012 por importes de 318, 311 y 356 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 de 525 millones de euros en 2014, de 6 millones de euros en 2013 y de 14 millones de euros en 2012.

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 2014, 2013 y 2012, 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 2014, Repsol encargó la auditoría externa de ciertas áreas en Sudamérica, Norteamérica, norte de África, Asia y España. 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
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	878	6	584	24	-	63	37	49	115	-
Revisión de estimaciones anteriores	38	0	-	1	-	-	11	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	-	-	2	(0)	6	3	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(595)	-	(584)	-	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(42)	(1)	-	(3)	-	(3)	(9)	(10)	(16)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	290	5	-	22	-	62	29	46	125	-
Revisión de estimaciones anteriores	22	1	-	1	-	19	1	2	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(36)	(2)	-	(3)	-	(4)	(6)	(10)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	276	4	-	20	-	78	24	38	113	-
Revisión de estimaciones anteriores	20	1	-	-	-	-	3	18	(2)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	2	-	11	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(2)	-	(3)	-	(4)	(6)	(10)	(6)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	278	3	-	19	-	85	21	46	105	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	100	-	-	8	50	-	42	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	2	-	-	1	(1)	-	2	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	23	-	-	-	-	-	23	-	-	-
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(10)	-	-	(1)	(5)	-	(3)	-	-	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	139	-	-	8	44	-	63	-	-	23
Revisión de estimaciones anteriores	13	-	-	0	3	-	3	-	-	6
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	1	1	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(15)	-	-	(1)	(5)	-	(5)	-	-	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	146	-	-	9	44	-	67	-	-	26
Revisión de estimaciones anteriores	22	-	-	1	3	-	10	-	-	8
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(18)	-	-	(1)	(5)	-	(8)	-	-	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	163	-	-	9	42	-	82	-	-	30
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	441	3	-	28	42	85	103	46	105	30

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

A1 31 de diciembre de 2011	671	2	438	24	34	45	36	21	71	-
Sociedades Consolidadas	619	2	438	22	-	45	21	21	71	-
Sociedades Participadas	52	-	-	3	34	-	15	-	-	-
A1 31 de diciembre de 2012	255	5	-	23	35	42	34	20	80	16
Sociedades Consolidadas	187	5	-	20	-	42	20	20	80	-
Sociedades Participadas	68	-	-	3	35	-	14	-	-	16
A1 31 de diciembre de 2013	238	3	-	21	33	39	41	13	68	19
Sociedades Consolidadas	162	3	-	18	-	39	20	13	68	-
Sociedades Participadas	76	-	-	3	33	-	21	-	-	19
A1 31 de diciembre de 2014	265	3	-	21	31	52	44	25	65	24
Sociedades Consolidadas	181	3	-	18	-	52	18	25	65	-
Sociedades Participadas	84	-	-	3	31	-	26	-	-	24

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 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 46, 44, 39 y 109 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 2014, 2013 y 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 4 y 3 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 249 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (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
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	4.198	0	2.400	72	36	1.243	271	11	165	-
Revisión de estimaciones anteriores	109	2	-	(13)	82	-	40	(0)	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	65	-	-	-	-	31	1	33	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2.400)	-	(2.400)	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(82)	(2)	-	(4)	(4)	(39)	(16)	(5)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	1.891	0	-	54	114	1.235	295	40	152	-
Revisión de estimaciones anteriores	246	1	-	13	(21)	238	(6)	13	7	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(94)	(1)	-	(4)	(5)	(40)	(24)	(9)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	2.043	0	-	63	88	1.433	266	44	148	-
Revisión de estimaciones anteriores	(8)	-	-	(56)	-	-	19	53	(24)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	174	-	-	1	-	173	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(121)	-	-	(4)	(6)	(53)	(33)	(14)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	2.088	0	-	4	82	1.553	252	83	113	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	2.550	-	-	1.770	577	-	203	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	108	-	-	93	1	-	14	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	626	-	-	-	452	-	19	-	-	155
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(6)	-	-	(6)	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(309)	-	-	(236)	(44)	-	(30)	-	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	2.969	-	-	1.622	986	-	205	-	-	155
Revisión de estimaciones anteriores	253	-	-	81	136	-	30	-	-	5
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	1.282	-	-	148	1.135	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)
Producción (1)	(330)	-	-	(249)	(42)	-	(31)	-	-	(8)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	4.095	-	-	1.602	2.216	-	204	-	-	73
Revisión de estimaciones anteriores	316	-	-	246	4	-	70	-	-	(4)
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Producción (1)	(333)	-	-	(241)	(43)	-	(35)	-	-	(14)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	4.076	-	-	1.607	2.177	-	237	-	-	55
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	6.164	0	-	1.611	2.259	1.553	489	83	113	55
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2011	3.856	0	1.796	699	305	802	186	8	58	-
Sociedades Consolidadas	2.776	0	1.796	7	36	802	68	8	58	-
Sociedades Participadas	1.079	-	-	692	269	-	118	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2012	2.134	0	-	686	267	764	299	18	46	54
Sociedades Consolidadas	1.036	0	-	7	38	764	164	18	46	-
Sociedades Participadas	1.097	-	-	679	229	-	135	-	-	54
Al 31 de diciembre de 2013	1.998	0	-	651	241	691	329	24	41	22
Sociedades Consolidadas	997	0	-	5	43	691	194	24	41	-
Sociedades Participadas	1.001	-	-	647	198	-	135	-	-	22
Al 31 de diciembre de 2014	2.251	-	-	644	195	926	372	49	65	-
Sociedades Consolidadas	1.262	-	-	2	37	926	216	49	32	-
Sociedades Participadas	989	-	-	642	158	-	156	-	33	-

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 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.144, 1.052, 767 y 1.026 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 32, 40 y 26 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 1.021 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (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.

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
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	1.626	6	1.013	37	6	285	85	50	145	-
Revisión de estimaciones anteriores	58	1	-	(1)	15	-	18	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	22	-	-	-	-	7	-	12	3	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1.023)	-	(1.013)	-	-	-	(10)	-	-	-
Producción (1)	(57)	(1)	-	(4)	(1)	(10)	(11)	(11)	(19)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	627	5	-	32	20	282	82	53	152	-
Revisión de estimaciones anteriores	66	1	-	3	(4)	62	(0)	4	(0)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(53)	(3)	-	(4)	(1)	(11)	(11)	(11)	(13)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	639	4	-	31	16	333	71	45	139	-
Revisión de estimaciones anteriores	19	1	-	(9)	-	-	6	28	(7)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	44	-	-	2	-	42	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(52)	(2)	-	(4)	(1)	(14)	(11)	(13)	(7)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	650	3	-	20	15	361	66	60	125	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	554	-	-	323	153	-	78	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	22	-	-	18	(0)	-	4	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	134	-	-	-	81	-	26	-	-	28
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(1)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(65)	-	-	(43)	(13)	-	(9)	-	-	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	667	-	-	297	221	-	99	-	-	50
Revisión de estimaciones anteriores	58	-	-	15	28	-	8	-	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	238	-	-	28	203	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)
Producción (1)	(73)	-	-	(46)	(12)	-	(10)	-	-	(5)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	876	-	-	294	438	-	104	-	-	39
Revisión de estimaciones anteriores	78	-	-	45	4	-	22	-	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-
Producción (1)	(77)	-	-	(45)	(12)	-	(14)	-	-	(6)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	889	-	-	294	430	-	124	-	-	40
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	1.539	3	-	314	445	361	190	60	125	40
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2011	1.358	2	759	149	89	188	69	22	82	-
Sociedades Consolidadas	1.114	2	759	23	6	188	33	22	82	-
Sociedades Participadas	244	-	-	126	82	-	36	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2012	635	5	-	145	82	178	88	24	88	25
Sociedades Consolidadas	372	5	-	21	7	178	50	24	88	-
Sociedades Participadas	263	-	-	124	76	-	38	-	-	25
Al 31 de diciembre de 2013	594	3	-	137	76	162	99	18	75	22
Sociedades Consolidadas	340	3	-	19	8	162	55	18	75	-
Sociedades Participadas	254	-	-	119	68	-	45	-	-	22
Al 31 de diciembre de 2014	666	3	-	135	66	217	110	33	102	-
Sociedades Consolidadas	405	3	-	18	7	217	56	33	71	-
Sociedades Participadas	261	-	-	117	59	-	54	-	31	-

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 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 250, 231, 176 y 292 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 2014, 2013 y 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 10, 11 y 7 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 431 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (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.

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 2014 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.

Valor actual de los ingresos netos futuros

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A1 31 de diciembre de 2012										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	25.256	449	-	2.013	238	5.087	2.387	3.608	11.474	-
Costes futuros de producción	(6.458)	(139)	-	(1.451)	(109)	(2.637)	(495)	(442)	(1.185)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.078)	(229)	-	(216)	(51)	(233)	(269)	(535)	(545)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(7.835)	15	-	(178)	(14)	(657)	(335)	(481)	(6.185)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.885	96	-	168	64	1.560	1.288	2.150	3.559	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.241)	65	-	(36)	(46)	(723)	(454)	(629)	(1.418)	-
Valor actual	5.644	161	-	132	18	837	834	1.521	2.141	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	18.212	-	-	4.531	6.150	-	6.081	-	-	1.450
Costes futuros de producción	(7.885)	-	-	(1.638)	(2.908)	-	(2.424)	-	-	(915)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.838)	-	-	(1.399)	(627)	-	(637)	-	-	(175)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(2.377)	-	-	(716)	(810)	-	(778)	-	-	(73)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	5.112	-	-	778	1.805	-	2.242	-	-	287
Efecto de actualizar al 10%	(2.226)	-	-	(366)	(981)	-	(740)	-	-	(139)
Valor actual	2.886	-	-	412	824	-	1.502	-	-	148
Valor total 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
A1 31 de diciembre de 2013										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	24.182	304	-	1.695	181	6.714	1.989	3.626	9.673	-
Costes futuros de producción	(7.233)	(146)	-	(1.266)	(69)	(3.678)	(402)	(558)	(1.114)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.040)	(239)	-	(213)	(39)	(322)	(185)	(540)	(502)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.619)	50	-	(126)	(8)	(825)	(262)	(366)	(5.082)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.290	(31)	-	90	65	1.889	1.140	2.162	2.975	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.438)	124	-	(10)	(38)	(1.044)	(348)	(894)	(1.228)	-
Valor actual	4.852	93	-	80	27	845	792	1.268	1.747	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	20.576	-	-	3.515	9.393	-	6.542	-	-	1.126
Costes futuros de producción	(8.375)	-	-	(1.194)	(3.604)	-	(3.055)	-	-	(522)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.798)	-	-	(1.231)	(980)	-	(442)	-	-	(145)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(2.878)	-	-	(419)	(1.622)	-	(735)	-	-	(102)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	6.525	-	-	671	3.187	-	2.310	-	-	357
Efecto de actualizar al 10%	(3.032)	-	-	(288)	(1.953)	-	(630)	-	-	(161)
Valor actual	3.493	-	-	383	1.234	-	1.680	-	-	196
Valor total actual	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A1 31 de diciembre de 2014										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	24.601	265	-	1.652	198	7.437	1.903	3.708	9.438	-
Costes futuros de producción	(7.358)	(127)	-	(1.363)	(75)	(3.769)	(421)	(593)	(1.010)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.706)	(207)	-	(198)	(25)	(973)	(171)	(661)	(471)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.529)	22	-	(32)	(9)	(799)	(236)	(563)	(4.912)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.008	(47)	-	59	89	1.896	1.075	1.891	3.045	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.002)	117	-	29	(42)	(1.123)	(293)	(522)	(1.168)	-
Valor actual	5.006	70	-	88	47	773	782	1.369	1.877	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	24.360	-	-	4.824	10.364	-	7.336	-	-	1.836
Costes futuros de producción	(9.922)	-	-	(1.662)	(3.983)	-	(3.316)	-	-	(961)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(3.732)	-	-	(1.804)	(1.009)	-	(830)	-	-	(89)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.087)	-	-	(480)	(1.750)	-	(681)	-	-	(176)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	7.619	-	-	878	3.622	-	2.509	-	-	610
Efecto de actualizar al 10%	(3.291)	-	-	(271)	(2.147)	-	(594)	-	-	(279)
Valor actual	4.328	-	-	607	1.475	-	1.915	-	-	331
Valor total actual	9.334	70	-	695	1.522	773	2.697	1.369	1.877	331

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:

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja futuros	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Consolidadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	12.216	157	6.437	142	23	945	799	1.733	1.980	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(182)	(3)	-	1	(10)	(228)	35	(40)	63	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(73)	(9)	-	(25)	(14)	59	(35)	(86)	37	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.129)	(56)	-	(83)	(5)	(142)	(209)	(654)	(980)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	278	-	-	-	-	28	2	100	148	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(6.438)	-	(6.312)	-	-	-	(110)	(16)	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.053	6	-	39	21	(98)	146	131	808	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	521	48	-	56	-	69	141	165	42	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	244	11	(125)	11	1	70	57	96	123	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	154	7	-	(9)	2	134	8	92	(80)	-
Variación neta.....	(6.572)	4	(6.437)	(10)	(5)	(108)	35	(212)	161	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	5.644	161	-	132	18	837	834	1.521	2.141	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(48)	(22)	-	(56)	2	272	(60)	35	(219)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(242)	38	-	(12)	(25)	(54)	(32)	(128)	(29)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.327)	(127)	-	(72)	(4)	(230)	(202)	(603)	(1.089)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	155	13	-	31	-	(57)	88	162	(82)	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	416	14	-	18	29	46	103	140	66	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	196	(2)	-	5	4	31	37	42	79	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.058	18	-	34	3	-	24	99	880	-
Variación neta.....	(792)	(68)	-	(52)	9	8	(42)	(253)	(394)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	4.852	93	-	80	27	845	792	1.268	1.747	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(774)	4	-	(118)	(1)	11	(79)	(303)	(288)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(165)	34	-	26	-	(133)	(14)	(8)	(70)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.248)	(77)	-	(83)	(2)	(162)	(273)	(625)	(1.026)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	112	-	-	44	-	65	3	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	857	11	-	4	(4)	(147)	54	682	257	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	490	13	-	31	16	15	80	193	142	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.035	12	-	19	9	175	169	264	387	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	847	(20)	-	85	2	104	50	(102)	728	-
Variación neta.....	154	(23)	-	8	20	(72)	(10)	101	130	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	5.006	70	-	88	47	773	782	1.369	1.877	-

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Participadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	2.484	-	-	704	710	-	1.070	-	-	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(23)	-	-	(100)	114	-	(37)	-	-	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(363)	-	-	(124)	(148)	-	(91)	-	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(883)	-	-	(381)	(256)	-	(246)	-	-	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	875	-	-	-	180	-	615	-	-	80
Cambios netos por compra/venta de activos	65	-	-	(3)	-	-	-	-	-	68
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	(19)	-	-	(1)	(57)	-	39	-	-	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	415	-	-	152	178	-	85	-	-	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	148	-	-	46	57	-	45	-	-	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	187	-	-	119	46	-	22	-	-	-
Variación neta.....	402	-	-	(292)	114	-	432	-	-	148
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	2.886	-	-	412	824	-	1.502	-	-	148
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(203)	-	-	(321)	212	-	(104)	-	-	10
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(129)	-	-	26	(111)	-	-	-	-	(44)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(796)	-	-	(174)	(242)	-	(319)	-	-	(61)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	750	-	-	80	509	-	150	-	-	11
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	414	-	-	51	153	-	150	-	-	60
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	591	-	-	147	183	-	186	-	-	75
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	138	-	-	23	44	-	61	-	-	10
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(153)	-	-	139	(338)	-	54	-	-	(8)
Variación neta.....	607	-	-	(29)	410	-	178	-	-	48
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	3.493	-	-	383	1.234	-	1.680	-	-	196
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(529)	-	-	307	(148)	-	(710)	-	-	22
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(445)	-	-	(228)	(138)	-	(101)	-	-	22
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(1.185)	-	-	(317)	(239)	-	(560)	-	-	(69)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	143	-	-	-	-	-	143	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.091	-	-	112	78	-	823	-	-	78
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	604	-	-	148	265	-	143	-	-	48
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	846	-	-	99	314	-	378	-	-	55
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	314	-	-	103	109	-	123	-	-	(21)
Variación neta.....	835	-	-	224	241	-	235	-	-	135
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	4.328	-	-	607	1.475	-	1.915	-	-	331

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Total Sociedades Consolidadas y Participadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	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 reserva	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 reserva	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
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(1.303)	4	-	189	(149)	11	(789)	(303)	(288)	22
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(610)	34	-	(202)	(138)	(133)	(115)	(8)	(70)	22
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.433)	(77)	-	(400)	(241)	(162)	(833)	(625)	(1.026)	(69)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	255	-	-	44	-	65	146	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.948	11	-	116	74	(147)	877	682	257	78
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.094	13	-	179	281	15	223	193	142	48
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.881	12	-	118	323	175	547	264	387	55
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.161	(20)	-	188	111	104	173	(102)	728	(21)
Variación neta.....	989	(23)	-	232	261	(72)	225	101	130	135
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	9.334	70	-	695	1.522	773	2.697	1.369	1.877	331

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