



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, 5 de marzo de 2013

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.

*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, reevaluar 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 los ejercicios 2011 y 2010. En el ejercicio 2012 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	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
<b>A131 de diciembre de 2010</b>										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	30.847	488	23.164	1.342	515	458	2.008	1.886	933	53
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas .....	2.297	5	116	243	86	131	314	1.017	377	8
	<b>33.144</b>	<b>493</b>	<b>23.280</b>	<b>1.585</b>	<b>601</b>	<b>589</b>	<b>2.322</b>	<b>2.903</b>	<b>1.310</b>	<b>61</b>
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.093	52	521	697	95	-	170	316	242	-
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>35.237</b>	<b>545</b>	<b>23.801</b>	<b>2.282</b>	<b>696</b>	<b>589</b>	<b>2.492</b>	<b>3.219</b>	<b>1.552</b>	<b>61</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(22.830)	(367)	(18.171)	(1.094)	(188)	(30)	(1.452)	(732)	(743)	(53)
<b>Importes netos (1) .....</b>	<b>12.407</b>	<b>178</b>	<b>5.630</b>	<b>1.188</b>	<b>508</b>	<b>559</b>	<b>1.040</b>	<b>2.487</b>	<b>809</b>	<b>8</b>

	Millones de euros									
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia
<b>A131 de diciembre de 2011</b>										
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
	<b>37.105</b>	<b>517</b>	<b>25.650</b>	<b>1.844</b>	<b>755</b>	<b>729</b>	<b>2.835</b>	<b>3.428</b>	<b>1.292</b>	<b>55</b>
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.401	52	595	818	78	-	272	331	255	-
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>39.506</b>	<b>569</b>	<b>26.245</b>	<b>2.662</b>	<b>833</b>	<b>729</b>	<b>3.107</b>	<b>3.759</b>	<b>1.547</b>	<b>55</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(235)	(48)	(1.584)	(1.062)	(722)	-
<b>Importes netos (1) .....</b>	<b>14.242</b>	<b>210</b>	<b>6.259</b>	<b>1.394</b>	<b>598</b>	<b>681</b>	<b>1.523</b>	<b>2.697</b>	<b>825</b>	<b>55</b>

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
<b>A131 de diciembre de 2012</b>										
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
	<b>12.478</b>	<b>477</b>	<b>-</b>	<b>1.926</b>	<b>780</b>	<b>868</b>	<b>2.920</b>	<b>3.765</b>	<b>1.470</b>	<b>272</b>
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.220	172	-	880	164	-	299	459	246	-
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>14.698</b>	<b>649</b>	<b>-</b>	<b>2.806</b>	<b>944</b>	<b>868</b>	<b>3.219</b>	<b>4.224</b>	<b>1.716</b>	<b>272</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(5.724)	(383)	-	(1.420)	(270)	(66)	(1.595)	(1.186)	(793)	(11)
<b>Importes netos (1) .....</b>	<b>8.974</b>	<b>266</b>	<b>-</b>	<b>1.386</b>	<b>674</b>	<b>802</b>	<b>1.624</b>	<b>3.038</b>	<b>923</b>	<b>261</b>

(1) No incluye costes capitalizados asociados a Activos mantenidos para la venta.

(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 2012 y 2011, el Grupo tiene registrados 169 y 130 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 2010	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	266	-	-	-	-	110	156	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	45	-	-	-	-	45	-	-	-	-	-
Costes de exploración .....	818	28	85	9	25	42	411	113	80	25	-
Costes de desarrollo .....	1.724	48	1.205	79	55	71	152	70	44	-	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>2.853</b>	<b>76</b>	<b>1.290</b>	<b>88</b>	<b>80</b>	<b>268</b>	<b>719</b>	<b>183</b>	<b>124</b>	<b>25</b>	<b>-</b>

Al 31 de diciembre de 2011	Millones de euros										
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	(2) Resto de Sudamérica	(2) 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	-	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>3.591</b>	<b>106</b>	<b>1.657</b>	<b>279</b>	<b>110</b>	<b>44</b>	<b>638</b>	<b>545</b>	<b>145</b>	<b>66</b>	<b>1</b>

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	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>2.771</b>	<b>176</b>	<b>-</b>	<b>186</b>	<b>175</b>	<b>212</b>	<b>553</b>	<b>893</b>	<b>293</b>	<b>283</b>	<b>-</b>

(1) No incluye costes soportados en Activos mantenidos para la venta.

(2) 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.

En los ejercicios 2012 y 2011 el Grupo ha invertido 80 y 65 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	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
<b>2.010</b>											
<b>Ingresos</b>											
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	2.022	-	906	222	352	151	327	37	27	-	-
Venta a sociedades del Grupo .....	5.584	50	3.464	699	3	31	350	628	359	-	-
Otros ingresos (3).....	644	-	-	-	-	-	33	-	611	-	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>8.250</b>	<b>50</b>	<b>4.370</b>	<b>921</b>	<b>355</b>	<b>182</b>	<b>710</b>	<b>665</b>	<b>997</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(3.104)</b>	<b>(21)</b>	<b>(2.009)</b>	<b>(360)</b>	<b>(113)</b>	<b>(117)</b>	<b>(300)</b>	<b>(47)</b>	<b>(137)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Gastos de exploración .....	(502)	(30)	(64)	(5)	-	(11)	(238)	(48)	(76)	(30)	-
Otros gastos.....	(332)	(4)	(286)	(4)	(1)	-	(34)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones .....	(2.066)	(6)	(1.275)	(153)	(47)	(12)	(150)	(352)	(71)	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>2.246</b>	<b>(11)</b>	<b>736</b>	<b>399</b>	<b>194</b>	<b>42</b>	<b>(12)</b>	<b>217</b>	<b>711</b>	<b>(30)</b>	<b>-</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(1.277)	10	(255)	(206)	(193)	(12)	(40)	(89)	(500)	8	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>969</b>	<b>(1)</b>	<b>481</b>	<b>193</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>(52)</b>	<b>128</b>	<b>211</b>	<b>(22)</b>	<b>-</b>

	Millones de euros										
	Total	Europa	(4) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(4) Norteamérica	África	Asia	Australia
<b>2.011</b>											
<b>Ingresos</b>											
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	-	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>7.651</b>	<b>51</b>	<b>4.257</b>	<b>956</b>	<b>432</b>	<b>262</b>	<b>630</b>	<b>788</b>	<b>275</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(3.107)</b>	<b>(25)</b>	<b>(2.224)</b>	<b>(334)</b>	<b>(209)</b>	<b>(111)</b>	<b>(77)</b>	<b>(42)</b>	<b>(85)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Gastos de exploración .....	(494)	(64)	(82)	(3)	-	(19)	(48)	(130)	(124)	(23)	(1)
Otros gastos.....	(352)	(6)	(317)	(3)	(2)	-	(22)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones .....	(1.786)	(4)	(1.142)	(130)	(40)	(17)	(141)	(286)	(26)	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>1.912</b>	<b>(48)</b>	<b>492</b>	<b>486</b>	<b>181</b>	<b>115</b>	<b>342</b>	<b>329</b>	<b>39</b>	<b>(23)</b>	<b>(1)</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(806)	29	(172)	(288)	(5)	(35)	(108)	(120)	(114)	7	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>1.106</b>	<b>(19)</b>	<b>320</b>	<b>198</b>	<b>176</b>	<b>80</b>	<b>234</b>	<b>209</b>	<b>(75)</b>	<b>(16)</b>	<b>(1)</b>

	Millones de euros										
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
<b>2.012</b>											
<b>Ingresos</b>											
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	-	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>5.014</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>924</b>	<b>488</b>	<b>279</b>	<b>765</b>	<b>841</b>	<b>1.597</b>	<b>39</b>	<b>-</b>
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(1.229)</b>	<b>(20)</b>	<b>-</b>	<b>(385)</b>	<b>(255)</b>	<b>(133)</b>	<b>(213)</b>	<b>(7)</b>	<b>(192)</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>
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)	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>2.288</b>	<b>(64)</b>	<b>-</b>	<b>351</b>	<b>188</b>	<b>64</b>	<b>176</b>	<b>377</b>	<b>1.235</b>	<b>(39)</b>	<b>-</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(1.290)	38	-	(192)	(22)	(19)	(78)	(137)	(892)	12	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>998</b>	<b>(26)</b>	<b>-</b>	<b>159</b>	<b>166</b>	<b>45</b>	<b>98</b>	<b>240</b>	<b>343</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 513, 1.241 y 1.191 millones de euros en 2012, 2011 y 2010, respectivamente. En 2011 y 2010 estas cifras también incluyen retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2012, 2011 y 2010 por importes de 356, 170 y 426 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 14 millones de euros en 2012, un ingreso neto de 36 millones de euros en 2011 y a un gasto neto de 163 millones de euros en 2010.
- (3) El resultado no incluye la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo alcanzado sobre los activos de exploración y producción en Brasil, que asciende a 2.847 millones de euros (ver nota 31 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010).
- (4) 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 2012, 2011 y 2010, 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 2012, DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Sudamérica; Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), auditó ciertas áreas en Sudamérica y Norteamérica, y Ryder Scott Company (RSC) auditó ciertas áreas en Sudamérica y Norte de África. Los informes de los ingenieros independientes estarán disponibles en nuestra página web [www.repsol.com](http://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 2009 (1)(2) .....	<b>883</b>	<b>7</b>	<b>539</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>53</b>	<b>66</b>	<b>123</b>	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	92	1	45	1	-	19	13	2	11	-
Recuperación Mejorada.....	32	-	32	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	31	-	23	-	-	5	1	-	2	-
Compras de reservas .....	38	-	-	-	38	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(8)	-	-	-	-	-	(8)	-	-	-
Producción (1) .....	(160)	(1)	(107)	(6)	(5)	(3)	(12)	(11)	(15)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....	<b>908</b>	<b>7</b>	<b>532</b>	<b>35</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>47</b>	<b>57</b>	<b>121</b>	-
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) .....	<b>978</b>	<b>6</b>	<b>584</b>	<b>32</b>	<b>50</b>	<b>63</b>	<b>79</b>	<b>49</b>	<b>115</b>	-
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) .....	<b>429</b>	<b>5</b>	-	<b>30</b>	<b>44</b>	<b>62</b>	<b>92</b>	<b>46</b>	<b>125</b>	<b>23</b>

**Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:**

Al 31 de diciembre de 2009 .....	656	2	429	33	17	24	45	29	77	-
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

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 2012, 2011, 2010 y 2009 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 39, 109, 99 y 94 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 2012, 2011 y 2010 incluye un volumen estimado de aproximadamente 3, 15 y 16 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 2009 (1)(2) .....	<b>6.744</b>	<b>3</b>	<b>2.719</b>	<b>2.239</b>	<b>537</b>	<b>630</b>	<b>489</b>	<b>16</b>	<b>111</b>	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	730	-	313	78	-	386	(35)	5	(17)	-
Recuperación Mejorada .....	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	230	-	50	-	-	121	59	-	-	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(149)	-	-	-	(147)	-	(2)	-	-	-
Producción (1) .....	(913)	(2)	(505)	(281)	(51)	(23)	(34)	(4)	(13)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....	<b>6.643</b>	<b>1</b>	<b>2.578</b>	<b>2.036</b>	<b>339</b>	<b>1.114</b>	<b>477</b>	<b>17</b>	<b>81</b>	-
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) .....	<b>6.747</b>	-	<b>2.397</b>	<b>1.842</b>	<b>613</b>	<b>1.243</b>	<b>473</b>	<b>14</b>	<b>165</b>	-
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) .....	<b>4.860</b>	-	-	<b>1.676</b>	<b>1.100</b>	<b>1.235</b>	<b>500</b>	<b>40</b>	<b>152</b>	<b>155</b>

**Reservas probadas desarrolladas de gas natural:**

Al 31 de diciembre de 2009 .....	4.513	3	2.149	1.058	508	432	288	9	66	-
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

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 2012, 2011, 2010 y 2009 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 767, 1.026, 959 y 812 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 2012, 2011 y 2010 incluye un volumen estimado de aproximadamente 26, 74, y 73 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 2009 (1)(2) .....	<b>2.084</b>	<b>7</b>	<b>1.023</b>	<b>439</b>	<b>116</b>	<b>147</b>	<b>140</b>	<b>69</b>	<b>143</b>	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	222	1	101	15	-	87	7	3	8	-
Recuperación Mejorada .....	32	-	32	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	72	-	32	-	-	27	12	-	2	-
Compras de reservas .....	38	-	-	-	38	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(34)	-	-	-	(26)	-	(8)	-	-	-
Producción (1) .....	(323)	(1)	(197)	(56)	(14)	(7)	(18)	(12)	(18)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....	<b>2.091</b>	<b>7</b>	<b>991</b>	<b>398</b>	<b>114</b>	<b>254</b>	<b>132</b>	<b>60</b>	<b>135</b>	-
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).....	<b>2.179</b>	<b>6</b>	<b>1.011</b>	<b>360</b>	<b>159</b>	<b>285</b>	<b>163</b>	<b>51</b>	<b>145</b>	-
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).....	<b>1.294</b>	<b>6</b>	-	<b>329</b>	<b>240</b>	<b>282</b>	<b>182</b>	<b>53</b>	<b>152</b>	<b>51</b>

**Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:**

Al 31 de diciembre de 2009 .....	1.461	3	812	221	108	101	96	31	89	-
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

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 2012, 2011, 2010 y 2009 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 176, 292, 270 y 239 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 2012, 2011 y 2010 incluye un volumen estimado de aproximadamente 7, 28 y 29 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 2012 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	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	
A1 31 de diciembre de 2010										
Flujos de caja futuros	57.177	360	29.900	5.426	3.338	3.992	3.470	3.227	7.464	-
Costes futuros de producción	(18.593)	(120)	(10.839)	(2.250)	(1.026)	(2.061)	(1.087)	(362)	(848)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(6.827)	(183)	(3.203)	(1.385)	(425)	(235)	(571)	(518)	(307)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.844)	2	(4.423)	(650)	(760)	(458)	(392)	(191)	(3.972)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	20.913	59	11.435	1.141	1.127	1.238	1.420	2.156	2.357	-
Efecto de actualizar al 10%	(6.499)	40	(3.130)	(425)	(445)	(612)	(484)	(578)	(865)	-
Valor actual (1)	<b>14.414</b>	<b>99</b>	<b>8.305</b>	<b>716</b>	<b>682</b>	<b>626</b>	<b>936</b>	<b>1.578</b>	<b>1.472</b>	-

Millones de euros										
Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia	
A1 31 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	-
Costes futuros de producción	(25.993)	(145)	(14.144)	(2.610)	(2.771)	(2.608)	(2.128)	(361)	(1.226)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(9.621)	(215)	(4.687)	(1.506)	(585)	(569)	(944)	(526)	(589)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(13.162)	3	(3.344)	(902)	(678)	(968)	(939)	(621)	(5.713)	-
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	-
Efecto de actualizar al 10%	(8.887)	16	(3.440)	(573)	(532)	(1.088)	(1.136)	(792)	(1.342)	-
Valor actual (1)	<b>14.700</b>	<b>157</b>	<b>6.437</b>	<b>846</b>	<b>733</b>	<b>945</b>	<b>1.869</b>	<b>1.733</b>	<b>1.980</b>	-

Millones de euros										
Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	
A1 31 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	<b>8.530</b>	<b>161</b>	-	<b>544</b>	<b>842</b>	<b>837</b>	<b>2.336</b>	<b>1.521</b>	<b>2.141</b>	<b>148</b>

- (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) 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 2010, 2011 y 2012:

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009 (1)</b>	9.770	14	5.656	564	388	285	579	1.222	1.062	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros .....	5.074	56	2.679	370	111	130	355	501	872	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros .....	(1.218)	14	(747)	(55)	(4)	(88)	(120)	(194)	(24)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.887)	7	(2.021)	(373)	(121)	(56)	(246)	(417)	(660)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejor de la recuperación en las reservas.....	1.718	-	1.388	-	-	217	41	-	72	-
Cambios netos por compra/venta de activos .....	193	-	-	-	283	-	(90)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	2.215	1	1.104	64	(33)	188	292	222	377	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	993	3	389	130	38	24	171	167	71	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.623	3	935	92	67	50	95	203	178	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(2.067)	1	(1.078)	(76)	(47)	(124)	(141)	(126)	(476)	-
Variación neta.....	4.644	85	2.649	152	294	341	357	356	410	-
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010 (1)</b>	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 mejor 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	-
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)</b>	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 mejor 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
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012 (1)</b>	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148

(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.