

**E) INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 (*Información no auditada*)**

## **INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 (*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 de forma voluntaria y 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 Estados Unidos, 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).

La siguiente información corresponde a 31 de diciembre de 2011. En relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A., iniciado por las autoridades argentinas, véanse los posibles efectos en el factor de riesgo “*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*” incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

## 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	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
<b>Al 31 de diciembre de 2009</b>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	26.789	338	20.532	1.218	2.516	1.324	807	54
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.588	103	81	222	532	1.267	376	7
	29.377	441	20.613	1.440	3.048	2.591	1.183	61
Equipos e instalaciones auxiliares .....	1.759	48	368	598	245	282	217	1
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>31.136</b>	<b>489</b>	<b>20.981</b>	<b>2.038</b>	<b>3.293</b>	<b>2.873</b>	<b>1.400</b>	<b>62</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(19.401)	(352)	(15.692)	(876)	(1.575)	(355)	(550)	(1)
<b>Importes netos (1).....</b>	<b>11.735</b>	<b>137</b>	<b>5.289</b>	<b>1.162</b>	<b>1.718</b>	<b>2.518</b>	<b>850</b>	<b>61</b>

	Millones de euros							
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
<b>Al 31 de diciembre de 2010</b>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	30.847	488	23.164	1.342	2.981	1.886	933	53
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.297	5	116	243	531	1.017	377	8
	33.144	493	23.280	1.585	3.512	2.903	1.310	61
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.093	52	521	697	265	316	242	0
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>35.237</b>	<b>545</b>	<b>23.801</b>	<b>2.282</b>	<b>3.777</b>	<b>3.219</b>	<b>1.552</b>	<b>61</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(22.830)	(367)	(18.171)	(1.094)	(1.670)	(732)	(743)	(53)
<b>Importes netos (1).....</b>	<b>12.407</b>	<b>178</b>	<b>5.630</b>	<b>1.188</b>	<b>2.107</b>	<b>2.487</b>	<b>809</b>	<b>8</b>

	Millones de euros							
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	Africa	Asia
<b>Al 31 de diciembre de 2011</b>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	34.481	504	25.492	1.581	3.599	2.116	1.189	0
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.624	13	158	263	720	1.312	103	55
	37.105	517	25.650	1.844	4.319	3.428	1.292	55
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.401	52	595	818	350	331	255	0
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>39.506</b>	<b>569</b>	<b>26.245</b>	<b>2.662</b>	<b>4.669</b>	<b>3.759</b>	<b>1.547</b>	<b>55</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(1.867)	(1.062)	(722)	0
<b>Importes netos (1).....</b>	<b>14.242</b>	<b>210</b>	<b>6.259</b>	<b>1.394</b>	<b>2.802</b>	<b>2.697</b>	<b>825</b>	<b>55</b>

(1) No incluye costes capitalizados asociados a Activos mantenidos para la venta (por ejemplo, Eurotek).

(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 2011 y 2010, el Grupo tenía registrados 130 y 68 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.

	Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>A131 de diciembre de 2009</b>									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	6	-	-	-	6	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	61	-	-	-	57	4	-	-	-
Costes de exploración .....	875	119	104	4	283	130	208	27	-
Costes de desarrollo .....	1.240	23	715	112	108	212	64	6	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>2.182</b>	<b>142</b>	<b>819</b>	<b>116</b>	<b>454</b>	<b>346</b>	<b>272</b>	<b>33</b>	<b>-</b>

	Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>A131 de diciembre de 2010</b>									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	266	-	-	-	266	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	45	-	-	-	45	-	-	-	-
Costes de exploración .....	818	28	85	9	478	113	80	25	-
Costes de desarrollo .....	1.724	48	1.205	79	278	70	44	-	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>2.853</b>	<b>76</b>	<b>1.290</b>	<b>88</b>	<b>1.067</b>	<b>183</b>	<b>124</b>	<b>25</b>	<b>-</b>

	Millones de euros								
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	(2) Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>A131 de diciembre de 2011</b>									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración .....	1.259	62	268	3	346	386	127	66	1
Costes de desarrollo .....	2.332	44	1.389	276	446	159	18	-	-
<b>TOTAL (1)</b>	<b>3.591</b>	<b>106</b>	<b>1.657</b>	<b>279</b>	<b>792</b>	<b>545</b>	<b>145</b>	<b>66</b>	<b>1</b>

(1) No incluye costes soportados en Activos mantenidos para la venta (por ejemplo, Eurotek).

(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 2011 y 2010, el Grupo invirtió 65 y 64 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	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>2.009</b>									
<b>Ingresos</b>									
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	1.560	-	622	323	545	35	35	-	-
Venta a sociedades del Grupo .....	4.289	34	2.872	401	332	412	238	-	-
Otros ingresos .....	446	-	-	-	33	-	413	-	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>6.295</b>	<b>34</b>	<b>3.494</b>	<b>724</b>	<b>910</b>	<b>447</b>	<b>686</b>	-	-
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(2.365)</b>	<b>(17)</b>	<b>(1.563)</b>	<b>(295)</b>	<b>(365)</b>	<b>(35)</b>	<b>(90)</b>	-	-
Gastos de exploración .....	(466)	(26)	(100)	(4)	(103)	(50)	(154)	(29)	-
Otros gastos .....	(230)	-	(187)	(3)	(38)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones .....	(1.895)	(10)	(1.143)	(151)	(202)	(323)	(66)	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>1.339</b>	<b>(19)</b>	<b>501</b>	<b>271</b>	<b>202</b>	<b>38</b>	<b>375</b>	<b>(29)</b>	-
Impuestos sobre beneficios .....	(643)	12	(232)	(148)	20	(20)	(284)	9	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>696</b>	<b>(7)</b>	<b>269</b>	<b>123</b>	<b>222</b>	<b>18</b>	<b>91</b>	<b>(20)</b>	-

	Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>2.010</b>									
<b>Ingresos</b>									
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	2.022	-	906	222	830	37	27	-	-
Venta a sociedades del Grupo .....	5.584	50	3.464	699	384	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>1.247</b>	<b>665</b>	<b>997</b>	-	-
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(3.104)</b>	<b>(21)</b>	<b>(2.009)</b>	<b>(360)</b>	<b>(530)</b>	<b>(47)</b>	<b>(137)</b>	-	-
Gastos de exploración .....	(502)	(30)	(64)	(5)	(249)	(48)	(76)	(30)	-
Otros gastos .....	(332)	(4)	(286)	(4)	(35)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones .....	(2.066)	(6)	(1.275)	(153)	(209)	(352)	(71)	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>2.246</b>	<b>(11)</b>	<b>736</b>	<b>399</b>	<b>224</b>	<b>217</b>	<b>711</b>	<b>(30)</b>	-
Impuestos sobre beneficios .....	(1.277)	10	(255)	(206)	(245)	(89)	(500)	8	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>969</b>	<b>(1)</b>	<b>481</b>	<b>193</b>	<b>(21)</b>	<b>128</b>	<b>211</b>	<b>(22)</b>	-

	Millones de euros								
	Total	Europa	(4) Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	(4) Norteamérica	Africa	Asia	Australia
<b>2.011</b>									
<b>Ingresos</b>									
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	2.031	-	643	404	911	42	31	-	-
Venta a sociedades del Grupo .....	5.433	51	3.614	552	380	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>1.324</b>	<b>788</b>	<b>275</b>	-	-
<b>Costes de producción (1).....</b>	<b>(3.107)</b>	<b>(25)</b>	<b>(2.224)</b>	<b>(334)</b>	<b>(397)</b>	<b>(42)</b>	<b>(85)</b>	-	-
Gastos de exploración .....	(494)	(64)	(82)	(3)	(67)	(130)	(124)	(23)	(1)
Otros gastos .....	(352)	(6)	(317)	(3)	(24)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones .....	(1.786)	(4)	(1.142)	(130)	(198)	(286)	(26)	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>1.912</b>	<b>(48)</b>	<b>492</b>	<b>486</b>	<b>638</b>	<b>329</b>	<b>39</b>	<b>(23)</b>	<b>(1)</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(806)	29	(172)	(288)	(148)	(120)	(114)	7	-
<b>Resultado de las actividades (2).....</b>	<b>1.106</b>	<b>(19)</b>	<b>320</b>	<b>198</b>	<b>490</b>	<b>209</b>	<b>(75)</b>	<b>(16)</b>	<b>(1)</b>

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares, así como retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina, por importe total de 1.241, 1.191 y 995 millones de euros en 2011, 2010 y 2009, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2011, 2010 y 2009 por importes de 170, 426 y 189 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 ingreso neto de 36 y 134 millones de euros en 2011 y 2009, respectivamente, 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 (véase 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 2011, 2010 y 2009, 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 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 Repsol.

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 *Upstream*, 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 2011, Gaffney, Cline & Associates, Inc., (GCA) auditó ciertas áreas en España y en Sudamérica; DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Argentina y África; Netherland, Sewell & Associates, Inc., auditó ciertas áreas en Sudamérica, y Ryder Scott Company (RSC) auditó ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes están disponibles en la página *web* de Repsol ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), si bien los mismos no forman parte del presente Documento de Registro.

A 31 de diciembre de 2011, YPF disponía de reservas probadas que ascendían a 1.013 millones de barriles de petróleo equivalentes (585 millones de barriles de líquidos y 2.399 miles de millones de pies cúbicos de gas) y que representaban un 46% de las reservas probadas del Grupo consolidado en dicha fecha. Desde la pérdida de control dichos volúmenes no forman parte de las reservas probadas del Grupo Repsol (véase factor de riesgo “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.” incluido en la Sección I del presente Documento de Registro).

Por otro lado, la producción de YPF, alcanzó, en 2011, los 181 millones de barriles de petróleo equivalentes (100 millones de barriles de líquidos y 453 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), que representaron el 62% de la producción total del Grupo en dicho ejercicio.

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

	Millones de barriles						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2) .....	<b>903</b>	<b>2</b>	<b>581</b>	<b>46</b>	<b>97</b>	<b>48</b>	<b>129</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	92	2	38	1	26	20	5
Recuperación Mejorada.....	15	-	15	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	30	4	15	-	-	7	4
Compras de reservas .....	4	-	-	-	4	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(160)	(1)	(110)	(6)	(19)	(9)	(15)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2) .....	<b>883</b>	<b>7</b>	<b>539</b>	<b>40</b>	<b>108</b>	<b>66</b>	<b>123</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	92	1	45	1	32	2	11
Recuperación Mejorada.....	32	-	32	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	31	-	23	-	6	-	2
Compras de reservas .....	38	-	-	-	38	-	-
Ventas de reservas .....	(8)	-	-	-	(8)	-	-
Producción (1) .....	(160)	(1)	(107)	(6)	(20)	(11)	(15)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....	<b>908</b>	<b>7</b>	<b>532</b>	<b>35</b>	<b>156</b>	<b>57</b>	<b>121</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	112	-	91	1	19	1	(1)
Recuperación Mejorada.....	19	-	19	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	80	-	43	-	37	-	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(140)	-	(100)	(5)	(21)	(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>192</b>	<b>49</b>	<b>115</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:</b>							
Al 31 de diciembre de 2008 .....	652	1	452	34	78	3	84
Al 31 de diciembre de 2009 .....	656	2	429	33	86	29	77
Al 31 de diciembre de 2010 .....	649	2	404	28	116	21	78
Al 31 de diciembre de 2011 .....	671	2	438	24	115	21	71

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 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 109, 99, 94 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 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 15, 16, y 16 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 249, 107 y 86 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2) .....	<b>7.341</b>	<b>5</b>	<b>3.145</b>	<b>2.484</b>	<b>1.530</b>	<b>12</b>	<b>165</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	290	-	54	32	230	5	(31)
Recuperación Mejorada .....	1	-	1	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	70	-	68	-	-	2	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(958)	(2)	(549)	(277)	(104)	(3)	(23)
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>1.656</b>	<b>16</b>	<b>111</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	730	-	313	78	351	5	(17)
Recuperación Mejorada .....	1	-	1	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	230	-	50	-	180	-	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(149)	-	-	-	(149)	-	-
Producción (1) .....	(913)	(2)	(505)	(281)	(108)	(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>1.930</b>	<b>17</b>	<b>81</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	164	1	167	55	(50)	2	(11)
Recuperación Mejorada .....	1	-	-	-	1	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	778	-	104	-	568	-	106
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(839)	(1)	(452)	(250)	(120)	(4)	(12)
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3) .....	<b>6.747</b>	<b>-</b>	<b>2.397</b>	<b>1.842</b>	<b>2.329</b>	<b>14</b>	<b>165</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas de gas natural:</b>							
Al 31 de diciembre de 2008 .....	3.741	5	2.265	375	1.007	3	86
Al 31 de diciembre de 2009 .....	4.513	3	2.149	1.058	1.228	9	66
Al 31 de diciembre de 2010 .....	4.275	1	1.994	875	1.317	7	81
Al 31 de diciembre de 2011 .....	3.854	0	1.796	699	1.293	8	58

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 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.026, 959, 812 y 700 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 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 74, 73 y 80 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 1.021, 521 y 434 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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						África
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2)	<b>2.209</b>	<b>2</b>	<b>1.141</b>	<b>488</b>	<b>370</b>	<b>50</b>	<b>158</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	144	2	48	6	67	21	-
Recuperación Mejorada .....	15	-	15	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	43	4	27	-	-	8	4
Compras de reservas .....	4	-	-	-	4	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(331)	(1)	(208)	(55)	(38)	(10)	(19)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2)	<b>2.084</b>	<b>7</b>	<b>1.023</b>	<b>439</b>	<b>403</b>	<b>69</b>	<b>143</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	222	1	101	15	94	3	8
Recuperación Mejorada .....	32	-	32	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	72	-	32	-	38	-	2
Compras de reservas .....	38	-	-	-	38	-	-
Ventas de reservas .....	(34)	-	-	-	(34)	-	-
Producción (1) .....	(323)	(1)	(197)	(56)	(39)	(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>500</b>	<b>60</b>	<b>135</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	141	-	121	11	10	1	(3)
Recuperación Mejorada .....	19	-	19	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	219	-	62	-	138	-	19
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(290)	(1)	(180)	(49)	(43)	(11)	(7)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)(2)(3)	<b>2.179</b>	<b>6</b>	<b>1.011</b>	<b>360</b>	<b>607</b>	<b>51</b>	<b>145</b>

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

A1 31 de diciembre de 2008 .....	1.318	2	855	101	258	3	99
A1 31 de diciembre de 2009 .....	1.461	3	812	221	305	31	89
A1 31 de diciembre de 2010.....	1.410	2	759	184	351	22	92
A1 31 de diciembre de 2011.....	1.358	2	758	149	345	23	82

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 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 292, 270, 239 y 219 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 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 28, 29 y 31 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 431, 200 y 163 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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 SEC americana y los principios del FASB. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2011 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.

En relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A., iniciado por las autoridades argentinas, véanse los posibles efectos en el factor de riesgo “*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*” incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

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	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Al 31 de diciembre de 2009							
Flujos de caja futuros	40.714	260	20.832	4.759	6.168	2.706	5.989
Costes futuros de producción	(14.478)	(107)	(7.901)	(2.154)	(2.599)	(571)	(1.146)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(5.369)	(179)	(2.525)	(1.268)	(703)	(413)	(281)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.595)	-	(2.561)	(473)	(717)	(9)	(2.835)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	14.272	(26)	7.845	864	2.149	1.713	1.727
Efecto de actualizar al 10%	(4.502)	40	(2.189)	(300)	(897)	(491)	(665)
Valor actual (1)	<b>9.770</b>	<b>14</b>	<b>5.656</b>	<b>564</b>	<b>1.252</b>	<b>1.222</b>	<b>1.062</b>

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Al 31 de diciembre de 2010							
Flujos de caja futuros	57.177	360	29.900	5.426	10.800	3.227	7.464
Costes futuros de producción	(18.593)	(120)	(10.839)	(2.250)	(4.174)	(362)	(848)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(6.827)	(183)	(3.203)	(1.385)	(1.231)	(518)	(307)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.844)	2	(4.423)	(650)	(1.610)	(191)	(3.972)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	20.913	59	11.435	1.141	3.785	2.156	2.337
Efecto de actualizar al 10%	(6.499)	40	(3.130)	(425)	(1.541)	(578)	(865)
Valor actual (1)	<b>14.414</b>	<b>99</b>	<b>8.305</b>	<b>716</b>	<b>2.244</b>	<b>1.578</b>	<b>1.472</b>

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Al 31 de diciembre de 2011							
Flujos de caja futuros	72.363	498	32.052	6.437	18.493	4.033	10.850
Costes futuros de producción	(25.993)	(145)	(14.144)	(2.610)	(7.507)	(361)	(1.226)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(9.621)	(215)	(4.687)	(1.506)	(2.098)	(526)	(589)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(13.162)	3	(3.344)	(902)	(2.585)	(621)	(5.713)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.587	141	9.877	1.419	6.303	2.525	3.322
Efecto de actualizar al 10%	(8.887)	16	(3.440)	(573)	(2.756)	(792)	(1.342)
Valor actual (1)(2)	<b>14.700</b>	<b>157</b>	<b>6.437</b>	<b>846</b>	<b>3.547</b>	<b>1.733</b>	<b>1.980</b>

(1) Incluye 2.747, 1.681 y 905 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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 2009, 2010 y 2011:

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2008 (1)</b>	<b>7.746</b>	<b>(14)</b>	<b>4.632</b>	<b>627</b>	<b>1.061</b>	<b>556</b>	<b>884</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros.....	3.327	5	2.091	(319)	529	267	754
Cambios en los costes de desarrollo futuros .....	(476)	53	(445)	463	(330)	(182)	(35)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.063)	(23)	(1.776)	(367)	(315)	(111)	(471)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	782	39	502	-	7	134	100
Cambios netos por compra/venta de activos.....	19	(21)	-	-	40	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas.....	1.302	(20)	643	28	169	372	110
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	900	3	384	221	78	147	67
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	343	(5)	190	29	48	39	42
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(1.110)	(3)	(565)	(118)	(35)	-	(389)
Variación neta.....	2.024	28	1.024	(63)	191	666	178
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009 (1)</b>	<b>9.770</b>	<b>14</b>	<b>5.656</b>	<b>564</b>	<b>1.252</b>	<b>1.222</b>	<b>1.062</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros .....	5.074	56	2.679	370	596	501	872
Cambios en los costes de desarrollo futuros .....	(1.218)	14	(747)	(55)	(212)	(194)	(24)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.887)	7	(2.021)	(373)	(423)	(417)	(660)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	1.718	-	1.388	-	258	-	72
Cambios netos por compra/venta de activos .....	193	-	-	-	193	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas.....	2.215	1	1.104	64	447	222	377
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	993	3	389	130	233	167	71
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.623	3	935	92	212	203	178
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(2.067)	1	(1.078)	(76)	(312)	(126)	(476)
Variación neta.....	4.644	85	2.649	152	992	356	410
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010 (1)</b>	<b>14.414</b>	<b>99</b>	<b>8.305</b>	<b>716</b>	<b>2.244</b>	<b>1.578</b>	<b>1.472</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros .....	(497)	90	(4.420)	508	915	930	1.480
Cambios en los costes de desarrollo futuros .....	(2.222)	(44)	(1.566)	(134)	(313)	(147)	(18)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(4.958)	(43)	(2.407)	(472)	(697)	(476)	(863)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas.....	2.704	-	1.525	-	1.152	-	27
Cambios netos por compra/venta de activos .....	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas.....	2.153	10	1.934	59	10	(285)	425
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.499	33	627	173	390	203	73
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.763	12	1.011	84	291	191	174
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(156)	-	1.428	(88)	(445)	(261)	(790)
Variación neta (2).....	286	58	(1.868)	130	1.303	155	508
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)</b>	<b>14.700</b>	<b>157</b>	<b>6.437</b>	<b>846</b>	<b>3.547</b>	<b>1.733</b>	<b>1.980</b>

(1) Incluye 2.747, 1.681 y 905 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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.