



Informe sobre las actividades
de exploración y producción de hidrocarburos

Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

(Información no auditada)

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados en áreas con reservas de hidrocarburos probadas y no probadas, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Millones de euros								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	24.002	359	18.241	1.171	2.149	974	523	585
Costes capitalizados en propiedades con reservas no probadas	1.999	–	169	198	336	1.122	160	14
	26.001	359	18.410	1.369	2.485	2.096	683	599
Equipos e instalaciones auxiliares	2.047	425	356	426	507	79	197	57
Total costes capitalizados	28.048	784	18.766	1.795	2.992	2.175	880	656
Amortización acumulada	(16.699)	(665)	(13.272)	(576)	(1.168)	(4)	(410)	(604)
Importes netos	11.349	119	5.494	1.219	1.824	2.171	470	52
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Millones de euros								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	26.553	383	20.638	1.271	2.227	1.282	704	48
Costes capitalizados en propiedades con reservas no probadas	2.357	10	99	165	300	1.366	410	7
	28.910	394	20.737	1.436	2.527	2.648	1.114	55
Equipos e instalaciones auxiliares	1.941	426	397	544	273	83	217	1
Total costes capitalizados	30.851	819	21.134	1.980	2.800	2.731	1.331	56
Amortización acumulada	(18.509)	(688)	(15.294)	(762)	(1.210)	(45)	(509)	(1)
Importes netos	12.342	131	5.840	1.218	1.590	2.686	822	55
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Millones de euros								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	26.789	338	20.532	1.218	2.516	1.324	807	54
Costes capitalizados en propiedades con reservas no 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
Total costes capitalizados	31.136	489	20.981	2.038	3.293	2.873	1.400	62
Amortización acumulada	(19.401)	(352)	(15.692)	(876)	(1.575)	(355)	(550)	(1)
Importes netos	11.735	137	5.289	1.162	1.718	2.518	850	61

Tanto a 31 de diciembre de 2009, como a 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene registrados 7 millones de euros como inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia 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 áreas con reservas de hidrocarburos y de actividades de exploración y desarrollo.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Millones de euros								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	119	–	–	–	–	119	–	–
Adquisiciones de propiedades con reservas no probadas	175	–	–	–	–	175	–	–
Costes de exploración	750	20	114	4	205	126	247	34
Costes de desarrollo	1.834	43	1.012	210	147	280	110	32
TOTAL	2.878	63	1.126	214	352	700	357	66
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Millones de euros								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	103	–	–	–	1	–	102	–
Adquisiciones de propiedades con reservas no probadas	110	–	–	–	–	–	110	–
Costes de exploración	871	47	128	7	148	205	307	29
Costes de desarrollo	1.782	17	1.266	89	79	273	48	10
TOTAL	2.866	64	1.394	96	228	478	567	39
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Millones de euros								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	6	–	–	–	6	–	–	–
Adquisiciones de propiedades con reservas no 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
TOTAL	2.182	142	819	116	454	346	272	33

En los ejercicios 2009 y 2008 el Grupo ha invertido 10 y 23 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de 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.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia
2007								
INGRESOS Millones de euros								
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.702	–	835	631	1.148	4	2	82
Venta a sociedades del Grupo	4.431	39	3.278	296	241	–	567	10
Otros ingresos	1.091	–	–	–	45	–	1.046	–
TOTAL INGRESOS	8.224	39	4.113	927	1.434	4	1.615	92
Costes de producción (1)	(2.680)	(16)	(1.513)	(333)	(632)	(1)	(138)	(47)
Gastos de exploración	(592)	(18)	(109)	(24)	(121)	(136)	(153)	(31)
Otros gastos	(357)	(7)	(292)	(6)	(50)	(2)	–	–
Amortización	(1.682)	(11)	(1.191)	(141)	(260)	(2)	(65)	(12)
Beneficio antes de impuestos	2.913	(13)	1.008	423	371	(137)	1.259	2
Impuestos sobre beneficios	(1.792)	5	(469)	(238)	(124)	35	(978)	(23)
Resultado de las actividades (2)	1.121	(8)	539	185	247	(102)	281	(21)
2008 Millones de euros								
INGRESOS								
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.648	–	871	800	901	42	34	–
Venta a sociedades del Grupo	4.378	47	2.745	491	384	37	674	–
Otros ingresos	1.225	–	–	–	55	–	1.170	–
TOTAL INGRESOS	8.251	47	3.616	1.291	1.340	79	1.878	–
Costes de producción (1)	(2.941)	(18)	(1.771)	(387)	(582)	(13)	(170)	–
Gastos de exploración	(571)	(33)	(132)	(3)	(116)	(55)	(194)	(38)
Otros gastos	(539)	(6)	(199)	(5)	(46)	–	(283)	–
Amortización y prov. por depreciación de activos	(1.657)	(7)	(1.181)	(148)	(209)	(40)	(72)	–
Beneficio antes de impuestos	2.543	(17)	333	748	387	(29)	1.159	(38)
Impuestos sobre beneficios	(1.623)	5	(153)	(394)	(97)	15	(1.010)	11
Resultado de las actividades (2)	920	(12)	180	354	290	(14)	149	(27)
2009 Millones de euros								
INGRESOS								
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	–
TOTAL INGRESOS	6.295	34	3.494	724	910	447	686	–
Costes de producción (1)	(2.365)	(17)	(1.563)	(295)	(365)	(35)	(90)	–
Gastos de exploración	(466)	(26)	(100)	(4)	(103)	(50)	(154)	(29)
Otros gastos	(230)	–	(187)	(3)	(38)	(1)	(1)	–
Amortización y prov. por depreciación de activos	(1.895)	(10)	(1.143)	(151)	(202)	(323)	(66)	–
Beneficio antes de impuestos	1.339	(19)	501	271	202	38	375	(29)
Impuestos sobre beneficios	(643)	12	(232)	(148)	20	(20)	(284)	9
Resultado de las actividades (2)	696	(7)	269	123	222	18	91	(20)

(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 1.365, 1.477 y 995 millones de euros en 2007, 2008 y 2009, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2007, 2008 y 2009 por importes de 184, 223 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 gasto neto de 16 millones de euros en 2007 y un ingreso neto de 51 y 134 millones de euros en 2008 y 2009, respectivamente.

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 2007, 2008 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 YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas por la propia compañía y por firmas de ingeniería independientes en conformidad con las normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y gas por la Regulación S-X y la Regulación S-K, que incluye la nueva regulación emitida por la "Securities and Exchange Commission" (SEC) americana en relación con la modernización de los desgloses sobre las actividades de Oil and Gas (Modernization of Oil and Gas Reporting) con efecto a partir del 1 de enero de 2010 (Release Nos. 33-8995; 34-59192: FR No. S7-15-08) y los principios contables del "Financial Accounting Standards Board" que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. De acuerdo a 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 cuenta 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.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP:									Miles de barriles
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia	
Reservas al 31 de diciembre de 2006 ⁽¹⁾	1.059.356	3.117	676.356	50.652	149.115	46.473	132.085	1.558	
Revisión de estimaciones anteriores	28.860	486	45.667	2.949	(22.472)	1.445	523	262	
Recuperación Mejorada	7.557	–	7.551	–	6	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	26.696	–	9.550	–	3.068	–	14.078	–	
Compras de reservas	5.283	–	–	–	–	5.283	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(176.174)	(731)	(120.286)	(6.150)	(26.104)	(28)	(21.055)	(1.820)	
Reservas al 31 de diciembre de 2007 ⁽¹⁾	951.577	2.872	618.838	47.451	103.613	53.173	125.631	–	
Revisión de estimaciones anteriores	63.424	(701)	35.395	4.616	12.195	(3.993)	15.912	–	
Recuperación Mejorada	21.398	–	21.398	–	–	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	29.153	–	19.772	–	2.007	–	7.374	–	
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Ventas de reservas	(1.125)	–	–	–	(1.125)	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(162.092)	(653)	(114.577)	(6.470)	(19.153)	(1.109)	(20.130)	–	
Reservas al 31 de diciembre de 2008 ^{(1) (2)}	902.335	1.518	580.826	45.597	97.537	48.071	128.787	–	
Revisión de estimaciones anteriores	96.038	1.578	38.428	569	25.562	20.478	9.423	–	
Recuperación Mejorada	14.651	–	14.651	–	–	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	25.736	3.708	14.591	–	259	7.178	–	–	
Compras de reservas	4.324	–	–	–	4.324	–	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(159.812)	(516)	(110.044)	(6.201)	(19.136)	(9.280)	(14.635)	–	
Reservas al 31 de diciembre de 2009 ^{(1) (2)}	883.272	6.288	538.452	39.965	108.546	66.447	123.575	–	
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP:									Miles de barriles
Al 31 de diciembre de 2006	777.746	3.117	522.899	36.965	109.676	22	103.509	1.558	
Al 31 de diciembre de 2007	667.592	2.663	460.929	35.807	77.404	192	90.597	–	
Al 31 de diciembre de 2008	651.906	1.308	451.586	33.889	78.401	2.785	83.937	–	
Al 31 de diciembre de 2009	656.614	2.259	429.039	32.537	85.943	20.361	77.475	–	

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 2009, 2008, 2007 y 2006 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 94.016, 94.432, 94.753 y 117.075 miles 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 2009, 2008 y 2007 incluye un volumen estimado de aproximadamente 16.398, 16.995 y 18.056 miles de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 86.091 y 92.871 miles de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE GAS NATURAL:									Millones de pies cúbicos
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia	
Reservas al 31 de diciembre de 2006 ⁽¹⁾	8.718.328	–	4.081.202	3.035.361	1.410.712	24.092	166.961	–	
Revisión de estimaciones anteriores	566.784	–	318.273	15.938	279.426	(9.685)	(37.168)	–	
Recuperación Mejorada	47	–	47	–	–	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	9.897	–	9.266	–	631	–	–	–	
Compras de reservas	1.706	–	–	–	–	1.706	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(1.140.605)	–	(655.050)	(267.917)	(195.806)	(523)	(21.309)	–	
Reservas al 31 de diciembre de 2007 ⁽¹⁾	8.156.157	–	3.753.738	2.783.382	1.494.963	15.590	108.484	–	
Revisión de estimaciones anteriores	98.944	5.506	(116.363)	(24.562)	159.219	(2.214)	77.358	–	
Recuperación Mejorada	2.852	–	2.852	–	–	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	129.219	–	128.746	–	–	–	473	–	
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(1.046.081)	(374)	(624.264)	(274.888)	(124.218)	(1.100)	(21.237)	–	
Reservas al 31 de diciembre de 2008 ^{(1) (2)}	7.341.091	5.132	3.144.709	2.483.932	1.529.964	12.276	165.078	–	
Revisión de estimaciones anteriores	289.767	–	53.125	32.005	230.062	5.185	(30.610)	–	
Recuperación Mejorada	1.298	–	1.298	–	–	–	–	–	
Extensiones y descubrimientos	70.387	–	68.346	–	–	2.041	–	–	
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽¹⁾	(958.278)	(2.263)	(548.510)	(276.600)	(103.528)	(3.683)	(23.694)	–	
Reservas al 31 de diciembre de 2009 ^{(1) (2)}	6.744.265	2.869	2.718.968	2.239.337	1.656.498	15.819	110.774	–	
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE GAS NATURAL:									
Al 31 de diciembre de 2006	4.463.161	–	2.620.643	926.308	818.465	3.073	94.672	–	
Al 31 de diciembre de 2007	4.112.160	–	2.468.611	649.601	923.574	2.620	67.754	–	
Al 31 de diciembre de 2008	3.741.552	5.132	2.264.946	374.713	1.007.425	3.269	86.067	–	
Al 31 de diciembre de 2009	4.512.529	2.869	2.149.002	1.057.943	1.228.058	9.101	65.556	–	

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 2009, 2008, 2007 y 2006 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 812.010, 699.671, 731.916 y 767.903 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 2009, 2008 y 2007 incluye un volumen estimado de aproximadamente 79.794, 85.152 y 88.521 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 434.308 y 502.252 millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL:		Miles de barriles equivalentes de petróleo crudo						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2006 (1)	2.612.042	3.117	1.403.195	591.232	400.356	50.764	161.820	1.558
Revisión de estimaciones anteriores	129.801	486	102.350	5.788	27.292	(280)	(6.097)	262
Recuperación Mejorada	7.566	–	7.560	–	6	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	28.458	–	11.200	–	3.180	–	14.078	–
Compras de reservas	5.587	–	–	–	–	5.587	–	–
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–
Producción (1)	(379.310)	(732)	(236.947)	(53.864)	(60.976)	(121)	(24.850)	(1.820)
Reservas al 31 de diciembre de 2007 (1)	2.404.144	2.871	1.287.358	543.156	369.858	55.950	144.951	–
Revisión de estimaciones anteriores	81.045	279	14.671	242	40.551	(4.387)	29.689	–
Recuperación Mejorada	21.906	–	21.906	–	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	52.165	–	42.700	–	2.007	–	7.458	–
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–
Ventas de reservas	(1.125)	–	–	–	(1.125)	–	–	–
Producción (1)	(348.393)	(720)	(225.755)	(55.426)	(41.275)	(1.305)	(23.912)	–
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1) (2)	2.209.742	2.430	1.140.880	487.972	370.016	50.258	158.186	–
Revisión de estimaciones anteriores	147.644	1.578	47.889	6.269	66.535	21.401	3.972	–
Recuperación Mejorada	14.882	–	14.882	–	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	38.271	3.708	26.763	–	259	7.541	–	–
Compras de reservas	4.324	–	–	–	4.324	–	–	–
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–
Producción (1)	(330.476)	(919)	(207.731)	(55.462)	(37.574)	(9.935)	(18.855)	–
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1) (2)	2.084.388	6.797	1.022.684	438.779	403.560	69.265	143.303	–
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL:								
Al 31 de diciembre de 2006	1.572.610	3.117	989.621	201.935	255.440	569	120.370	1.558
Al 31 de diciembre de 2007	1.399.944	2.663	900.574	151.498	241.888	658	102.663	–
Al 31 de diciembre de 2008	1.318.255	2.222	854.960	100.623	257.818	3.367	99.265	–
Al 31 de diciembre de 2009	1.460.269	2.770	811.764	220.950	304.653	30.982	89.150	–

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 2009, 2008, 2007 y 2006 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 238.630, 219.039, 225.103 y 253.834 miles 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 2009, 2008 y 2007 incluye un volumen estimado de aproximadamente 30.609, 32.160 y 33.821 miles de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 163.439 y 182.319 miles de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

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 normas y regulaciones establecidas 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 2009 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 a partir de los costes reales soportados en 2007, 2008 y 2009. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol YPF y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol YPF. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados mediante la aplicación del tipo impositivo nominal aplicable, minorado por los beneficios fiscales disponibles para la sociedad en cada uno de los ejercicios. 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.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África
Millones de euros							
Al 31 de diciembre de 2007							
Flujos de caja futuros	61.575	1.795	26.582	9.331	7.692	3.407	12.768
Costes futuros de producción y abandono	(18.940)	(857)	(8.889)	(3.422)	(3.238)	(526)	(2.008)
Costes futuros de desarrollo	(3.808)	(256)	(1.021)	(1.675)	(322)	(369)	(165)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(15.359)	(260)	(4.849)	(2.091)	(1.243)	(209)	(6.707)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.468	422	11.823	2.143	2.889	2.303	3.888
Efecto de actualizar al 10%	(8.278)	(315)	(4.008)	(753)	(1.017)	(1.020)	(1.164)
Valor actual	15.190	107	7.815	1.390	1.872	1.283	2.724
Millones de euros							
Al 31 de diciembre de 2008							
Flujos de caja futuros	39.382	2.921	18.902	5.856	5.314	1.498	4.891
Costes futuros de producción y abandono	(17.748)	(844)	(10.030)	(2.683)	(2.722)	(383)	(1.086)
Costes futuros de desarrollo	(4.153)	(971)	(932)	(1.524)	(296)	(207)	(223)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(5.207)	(342)	(1.651)	(419)	(645)	(10)	(2.140)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	12.274	764	6.289	1.230	1.651	898	1.442
Efecto de actualizar al 10%	(4.528)	(778)	(1.657)	(603)	(590)	(342)	(558)
Valor actual (1)	7.746	(14)	4.632	627	1.061	556	884
Millones de euros							
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 y abandono	(16.226)	(232)	(9.295)	(2.226)	(2.681)	(594)	(1.198)
Costes futuros de desarrollo	(3.621)	(54)	(1.131)	(1.196)	(621)	(390)	(229)
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)	9.770	14	5.656	564	1.252	1.222	1.062

(1) Incluye 905 y 741 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente.

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 2007, 2008 y 2009:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África
Millones de euros							
Saldo final a 31 de diciembre del 2006	13.541	101	7.471	1.224	1.837	812	2.096
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	7.301	211	1.635	1.442	459	681	2.873
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.477)	(155)	(176)	(798)	(112)	(161)	(75)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.965)	(26)	(2.201)	(336)	(409)	6	(999)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	987	-	171	-	55	-	761
Cambios netos por compra/venta de activos	138	-	-	-	-	138	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	1.159	46	1.165	133	42	(257)	30
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	826	-	381	73	148	161	63
Efecto de la actualización a una fecha diferente	(412)	(4)	(244)	(31)	(69)	4	(68)
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(2.907)	(67)	(387)	(319)	(78)	(100)	(1.956)
Variación neta	1.650	6	344	164	35	471	629
Saldo final a 31 de diciembre del 2007	15.191	107	7.815	1.388	1.872	1.283	2.725
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(13.108)	288	(5.159)	(1.399)	(1.108)	(1.144)	(4.586)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.515)	(434)	(522)	(294)	(30)	(139)	(96)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(5.592)	(40)	(2.340)	(700)	(618)	(79)	(1.815)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	650	-	468	-	62	-	120
Cambios netos por compra/venta de activos	3	-	-	-	3	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	264	81	340	(154)	32	(42)	7
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.159	-	508	144	120	317	70
Efecto de la actualización a una fecha diferente	2.262	14	1.156	201	271	234	386
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	8.433	(30)	2.366	1.441	457	126	4.073
Variación neta	(7.444)	(121)	(3.183)	(761)	(811)	(727)	(1.841)
Saldo final a 31 de diciembre del 2008 (1)	7.746	(14)	4.632	627	1.061	556	884
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
Saldo final a 31 de diciembre de 2009 (1)	9.770	14	5.656	564	1.252	1.222	1.062

(1) Incluye 905 y 741 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente.