

Precio medio de las ventas de crudo y gas por área geográfica 2010, 2009 y 2008

€/Boe

	Precio de venta						Asia
	Total	España	Trinidad y Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	
Al cierre del ejercicio 2010							
Precio medio de venta de crudo	54,74	59,36	60,00	50,36	57,22	58,38	–
Precio medio de venta de gas	11,65	42,87	10,72	12,73	38,98	–	–
Al cierre del ejercicio 2009							
Precio medio de venta de crudo	40,69	44,56	44,89	35,96	47,25	40,58	–
Precio medio de venta de gas	9,31	29,74	8,39	10,92	26,15	–	–
Al cierre del ejercicio 2008							
Precio medio de venta de crudo	59,33	68,13	67,30	50,65	73,74	67,66	–
Precio medio de venta de gas	16,08	47,42	17,14	13,55	80,19	–	–



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 Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
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 y provisión 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 y provisión 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
al 31 de diciembre de 2010 Millones de euros								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	30.847	488	23.164	1.342	2.981	1.886	933	53
Costes capitalizados en propiedades con reservas no 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	–
Total costes capitalizados	35.237	545	23.801	2.282	3.777	3.219	1.552	61
Amortización y provisión acumulada	(22.830)	(367)	(18.171)	(1.094)	(1.670)	(732)	(743)	(53)
Importes netos	12.407	178	5.630	1.188	2.107	2.487	809	8

A 31 de diciembre de 2009 y 2010, el Grupo tiene registrados 7 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 áreas con reservas de hidrocarburos y de actividades de exploración y desarrollo.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
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
al 31 de diciembre de 2010 Millones de euros								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	266	–	–	–	266	–	–	–
Adquisiciones de propiedades con reservas no 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	0
total	2.853	76	1.290	88	1.067	183	124	25

En los ejercicios 2009 y 2010 el Grupo ha invertido 10 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 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 Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Millones de euros								
2008								
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)	–
Amortizaciones 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)
Millones de euros								
2009								
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)
Millones de euros								
2010								
ingresos								
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	–
total ingresos	8.250	50	4.370	921	1.247	665	997	–
Costes de producción (1)	(3.104)	(21)	(2.009)	(360)	(530)	(47)	(137)	–
Gastos de exploración	(502)	(30)	(64)	(5)	(249)	(48)	(76)	(30)
Otros gastos	(332)	(4)	(286)	(4)	(35)	(1)	(2)	–
Amortizaciones y prov. por depreciación de activos	(2.066)	(6)	(1.275)	(153)	(209)	(352)	(71)	–
Beneficio antes de impuestos	2.246	(11)	736	399	224	217	711	(30)
Impuestos sobre beneficios	(1.277)	10	(255)	(206)	(245)	(89)	(500)	8
Resultado de las actividades (2)	969	(1)	481	193	(21)	128	211	(22)

(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 1.477, 995 y 1.191 millones de euros en 2008, 2009 y 2010, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2008, 2009 y 2010 por importes de 223, 189 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 ingreso neto de 51 y 134 millones de euros en 2008 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 (ver nota 31 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010).

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 2008, 2009 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 YPF 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 normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y el gas por la "Securities and Exchange Commission" (SEC) americana y los principios contables del "Financial Accounting Standards Board". 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 YPF han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol YPF 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 (el 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 YPF deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol YPF pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existan diferencias superiores al 7%, Repsol YPF reestimaría sus reservas probadas para reducir la diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2010, Gaffney, Cline & Associates, Inc. (GCA) auditó ciertas áreas en el Golfo de México estadounidense y en Sudamérica; DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Argentina; 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 nuestra página web www.repsol.com

reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y glp:							Miles de barriles
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
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	91.775	1.578	38.428	569	25.562	20.478	5.160
Recuperación Mejorada	14.651	–	14.651	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	29.999	3.708	14.591	–	259	7.178	4.263
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
Revisión de estimaciones anteriores	91.667	921	44.814	883	31.732	2.230	11.087
Recuperación Mejorada	31.570	–	31.570	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	31.405	–	22.985	–	6.246	41	2.133
Compras de reservas	38.348	–	–	–	38.348	–	–
Ventas de reservas	(7.800)	–	–	–	(7.800)	–	–
Producción ⁽¹⁾	(160.425)	(636)	(106.681)	(5.698)	(20.474)	(11.145)	(15.791)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 ^{(1) (2)}	908.037	6.573	531.140	35.150	156.598	57.573	121.004
reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y glp:							
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	29.361	77.475
Al 31 de diciembre de 2010	648.726	2.300	404.204	27.769	116.272	20.652	77.530

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 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 98.810, 94.016, 94.432 y 94.753 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 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 16.420, 16.398, y 16.995 miles de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 107.421, 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 2010, 2009 y 2008, respectivamente.

reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:							Millones de pies cúbicos
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
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
Revisión de estimaciones anteriores	730.078	(336)	313.750	78.589	350.692	4.817	(17.434)
Recuperación Mejorada	799	–	799	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	230.365	–	49.885	–	180.465	15	–
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Ventas de reservas	(149.198)	–	–	–	(149.198)	–	–
Producción ⁽¹⁾	(913.397)	(1.581)	(505.257)	(281.486)	(108.262)	(4.479)	(12.332)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 ^{(1) (2)}	6.642.912	952	2.578.145	2.036.440	1.930.194	16.172	81.008
reservas probadas desarrolladas de gas natural:							
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
Al 31 de diciembre de 2010	4.275.507	952	1.993.831	875.254	1.317.414	7.413	80.643

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 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 959.117, 812.010, 699.671 y 731.916 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 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 73.202, 79.794 y 85.152 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 520.978, 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 2010, 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 Sudamérica	Norteamérica	África
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	143.381	1.578	47.889	6.269	66.535	21.401	(291)
Recuperación Mejorada	14.882	–	14.882	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	42.534	3.708	26.763	–	259	7.541	4.263
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
Revisión de estimaciones anteriores	221.689	861	100.691	14.879	94.188	3.087	7.983
Recuperación Mejorada	31.712	–	31.712	–	–	–	–
Extensiones y descubrimientos	72.432	–	31.870	–	38.386	43	2.133
Compras de reservas	38.348	–	–	–	38.348	–	–
Ventas de reservas	(34.371)	–	–	–	(34.371)	–	–
Producción (1)	(323.095)	(917)	(196.665)	(55.829)	(39.755)	(11.942)	(17.987)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1) (2)	2.091.103	6.740	990.292	397.829	500.356	60.454	135.431
reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y glp y gas natural:							
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
Al 31 de diciembre de 2010	1.410.169	2.470	759.294	183.646	350.896	21.972	91.892

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 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 269.624 238.630, 219.039 y 225.103 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 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 29.457, 30.609 y 32.160 miles de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 200.204, 163.439 y 182.319 miles de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2010, 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 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 2010 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 2008, 2009 y 2010. 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 Sudamérica	Norteamérica	África
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	(15.920)	(652)	(8.516)	(2.683)	(2.672)	(366)	(1.031)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(5.981)	(1.163)	(2.446)	(1.524)	(346)	(224)	(278)
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	(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)	9.770	14	5.656	564	1.252	1.222	1.062
Millones de euros							
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)	14.414	99	8.305	716	2.244	1.578	1.472

(1) Incluye 741, 905 y 1.681 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, 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 2008, 2009 y 2010:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Millones de euros							
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 del 2009 (1)	9.770	14	5.656	564	1.252	1.222	1.062
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
Saldo final a 31 de diciembre de 2010 (1)	14.414	99	8.305	716	2.244	1.578	1.472

(1) Incluye 741, 905 y 1.681 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, respectivamente.