



2011

Informe sobre las actividades
de exploración y producción de hidrocarburos

Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

(Información no auditada)

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el grupo Repsol YPF.

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del “Financial Accounting Standards Board” (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la “Securities and Exchange Commission” (SEC) de los Estados Unidos de América, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

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.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
								Millones de euros
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009								
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
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 ⁽¹⁾	11.735	137	5.289	1.162	1.718	2.518	850	61
								Millones de euros
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010								
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	–
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 ⁽¹⁾	12.407	178	5.630	1.188	2.107	2.487	809	8
								Millones de euros
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	34.481	504	25.492	1.581	3.599	2.116	1.189	–
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	–
Total costes capitalizados	39.506	569	26.245	2.662	4.669	3.759	1.547	55
Amortización y provisión acumulada	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(1.867)	(1.062)	(722)	–
Importes netos ⁽¹⁾	14.242	210	6.259	1.394	2.802	2.697	825	55

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

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo tiene 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.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Millones de euros									
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009									
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	–
TOTAL ⁽¹⁾	2.182	142	819	116	454	346	272	33	–
Millones de euros									
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010									
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	–	–
TOTAL ⁽¹⁾	2.853	76	1.290	88	1.067	183	124	25	–
Millones de euros									
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011									
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	–	–
TOTAL ⁽¹⁾	3.591	106	1.657	279	792	545	145	66	1

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

En los ejercicios 2011 y 2010 el Grupo ha invertido 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 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.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
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)	–	–
Amortizaciones	(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	(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)	–
Millones de euros									
2011									
INGRESOS									
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	–	–
TOTAL INGRESOS	7.651	51	4.257	956	1.324	788	275	–	–
Costes de producción ⁽¹⁾	(3.107)	(25)	(2.224)	(334)	(397)	(42)	(85)	–	–
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)	–	–
Beneficio antes de impuestos	1.912	(48)	492	486	638	329	39	(23)	(1)
Impuestos sobre beneficios	(806)	29	(172)	(288)	(148)	(120)	(114)	7	–
Resultado de las actividades ⁽²⁾	1.106	(19)	320	198	490	209	(75)	(16)	(1)

⁽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 (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 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 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 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 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 (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 existieran diferencias superiores al 7%, Repsol YPF 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 nuestra página web www.repsol.com.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Millones de barriles							
RESERVAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 ^{(1) (2)}	903	2	581	46	97	48	129
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)}	883	7	539	40	108	66	123
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)}	908	7	532	35	156	57	121
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)}	978	6	584	32	192	49	115
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP:							
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.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE GAS NATURAL:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Miles de Millones de pies cúbicos							
RESERVAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 ^{(1) (2)}	7.341	5	3.145	2.484	1.530	12	165
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)}	6.744	3	2.719	2.239	1.656	16	111
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)}	6.643	1	2.578	2.036	1.930	17	81
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)}	6.747	–	2.397	1.842	2.329	14	165
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE GAS NATURAL:							
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, 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.

RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo							
RESERVAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 ^{(1) (2)}	2.209	2	1.141	488	370	50	158
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)}	2.084	7	1.023	439	403	69	143
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)}	2.091	7	991	398	500	60	135
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 2011 ^{(1) (2)}	2.179	6	1.011	360	607	51	145
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL:							
Al 31 de diciembre de 2008	1.318	2	855	101	258	3	99
Al 31 de diciembre de 2009	1.461	3	812	221	305	31	89
Al 31 de diciembre de 2010	1.410	2	759	184	351	22	92
Al 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.

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 Financial Accounting Standards Board. 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 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 de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
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
Millones de euros							
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⁾	14.700	157	6.437	846	3.547	1.733	1.980

⁽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.

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:

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Millones de euros							
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

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	286	58	(1.868)	130	1.303	155	508
SALDO FINAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 ⁽¹⁾	14.700	157	6.437	846	3.547	1.733	1.980

⁽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.