



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.