

PETROURUGUAY SOCIEDAD ANÓNIMA

**Memoria y Estados Contables
correspondientes al ejercicio económico
terminado el 31 de diciembre de 2010
(presentados en forma comparativa con el ejercicio
económico terminado el 31 de diciembre de 2009)**

MEMORIA

Señores accionistas:

En cumplimiento de disposiciones legales y estatutarias en vigencia, sometemos a vuestra consideración la presente Memoria, Balance General, Estado de Resultados, Estado de Evolución del Patrimonio Neto y Estado de flujo de efectivo, Notas y Anexos, correspondientes al ejercicio económico de la Sociedad, finalizado el 31 de diciembre de 2010.

Petrouruguay S.A. es una empresa concebida con la finalidad de desarrollar actividades del upstream en Argentina, siendo productor de petróleo y gas natural que se comercializa totalmente en el mercado local. Fue inscripta en el Registro Público de Comercio el 10 de julio de 1991 como Sociedad Anónima cerrada. Sus socios fundadores fueron A.N.C.A.P. con el 99% y Corporación Nacional para el Desarrollo con el 1% del capital accionario de la Sociedad. Actualmente la participación societaria es 61,12% A.N.C.A.P., 38,72% ANCSOL S.A. (SAFI) y 0,16% Corporación Nacional para el Desarrollo. El Directorio está integrado por 5 miembros titulares y 3 suplentes y la Comisión Fiscalizadora consta de 3 miembros titulares y 3 suplentes.

En Petrouruguay S.A. se distinguen las siguientes unidades de negocio:

- Exploración y producción de gas y petróleo en Argentina a través de una UTE (Unión Transitoria de Empresas) con Petrobrás Argentina S.A. (área Aguada de la Arena, Provincia de Neuquén); UTE con Tecpetrol S.A. (áreas Tres Nidos – El Caracol Norte, Provincias de Río Negro y Neuquén respectivamente) y UTE con ENARSA, YPF S.A. y Petrobrás Argentina S.A. (bloque E-1, Cuenca Colorado Marina).
- Comercialización de gas y petróleo en el mercado local.

Durante el año 2010, se ha continuado con las actividades de explotación en el área “Aguada de la Arena” y, con la exploración programada en el Bloque E-1. En tanto que Petrouruguay mantuvo su decisión de no participar en las actividades de exploración y explotación que estaba llevando a cabo Tecpetrol en las áreas “Tres Nidos – El Caracol Norte”.

En lo referente al área “Aguada de la Arena” (ADLA), operada por Petrobrás Argentina S.A., la actividad fue normal durante el período, lográndose una mayor producción que la estimada debido a una menor declinación que la pronosticada del yacimiento y una producción diaria más estable en el período que la esperada, finalizando el año con una producción de líquidos asociados a la producción de gas de 33,1 m³/d (11.943 m³ en el año) al 100%, lo que representa un incremento del 3,2% respecto a lo presupuestado, en tanto que, en lo referente a la producción de gas de venta (9300 Kcal/m³), se terminó con un promedio anual real de 617,3 Mm³/día (226,592 MMm³ en el año) para el 100%, lo que corresponde a un incremento del 7,4% sobre la curva prevista.

Las Reservas Probadas Totales del área, al 100%, certificadas por DeGolyer and MacNaughton, se resumen en la siguiente tabla, donde se presentan los Reservas Probadas certificadas al 31 de diciembre de 2010, comparándolas con las reservas certificadas al 31 de diciembre de 2009.



Año 2009		Año 2010	
Probadas desarrolladas		Probadas desarrolladas	
Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)	Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)
919	101.308	782	91.536
Probadas no desarrolladas		Probadas no desarrolladas	
Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)	Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)
189	21.965	238	28.306
Probadas totales		Probadas totales	
Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)	Líquidos (Mbbbl)	Gas (MMcf)
1.108	123.273	1.020	119.842

Con relación a la comercialización de la producción de gas de venta correspondiente a Petrouuguay, cabe señalar que desde mediados del año 2007, como consecuencia de disposiciones gubernamentales y de la decisión final de participar en el “Acuerdo de Productores de Gas 2007-2011”, Petrouuguay dejó de tener la posibilidad de exportar al Uruguay, a través de los gasoductos del Litoral y Cruz del Sur, la totalidad de su porcentaje en la producción de gas, debido a que fue obligada a participar con volúmenes establecidos en el mercado local. A esto se sumó que a partir del 20 de octubre de 2008, como consecuencia que, en la fecha referida, caducó el Permiso de Exportación que tenía Petrouuguay - el cual no fue renovado por las Autoridades Argentinas pese a los esfuerzos realizados en ese sentido - lo que determinó que tampoco se pudiese exportar al Uruguay el reducido remanente de su producción de gas, una vez cumplidos los volúmenes establecidos para el mercado local. La situación descripta permanece sin cambios a la fecha de emisión de la presente memoria.

En lo que se refiere al porcentaje de participación en la producción de petróleo, se continuó con su comercialización en plaza, según las disposiciones respecto al precio vigente en Argentina.

Con respecto a los costos, se ha registrado un incremento del “Lifting Cost” - como consecuencia de los mayores costos de Canon y Servidumbres y de Servicios de Terceros, también afectados por los incrementos salariales del personal bajo convenio - pasando de 3,03 U\$S/BOE en el 2009 a 3,50 U\$S/BOE en el 2010.

Por otra parte la promulgación el 30 de mayo de 2008 del Decreto N° 822/08 de la Provincia de Neuquén, el cual estableció la convocatoria pública de las empresas concesionarias de explotación de áreas hidrocarburíferas otorgadas por el Estado Nacional, que estuviesen interesadas en su inscripción en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación, que implicaba, para quienes se inscribiesen en el mismo, la posibilidad de acceder a la extensión del plazo de la concesión, afectó las áreas ADLA y El Caracol Norte (ECN), en las que tiene participación Petrouuguay, dado que están ubicadas en la Provincia de Neuquén.

Este planteo fue analizado conjuntamente con los Operadores de las áreas, y si bien ambos Operadores manifestaron su intención de participar en el proceso establecido por la Provincia, en la opinión de Petrouuguay, se presentaron dos situaciones totalmente diferentes concluyendo con un acuerdo con la Provincia de Neuquén para la extensión de la concesión de ADLA y la decisión de ceder a Tecpetrol o restituir a la Provincia el área de ECN.

Como resultado del acuerdo por el área ADLA, bajo los términos negociados, que mejoraron notoriamente las expectativas iniciales, el monto total que debió afrontar Petrouuguay por todo concepto, incluyendo su participación en el reclamo por Servidumbres Fiscales, resultó de U\$S 3.425.093, de los cuales se habían cancelado al 31 de diciembre de 2009 US\$ 2.862.879, cancelándose durante los primeros meses de 2010, los U\$S 562.214 restantes.

Como consecuencia de la situación económica y financiera reseñada anteriormente, para afrontar la erogación que representó el acuerdo con la Provincia de Neuquén, se procedió a la capitalización de Petrouuguay por parte de ANCSOL S.A. (SAFI), empresa que suscribió la suma de \$ 13.680.000, integrándose hasta la fecha \$ 8.010.412. Como resultado del aumento del capital societario, la participación de los distintos accionistas es la siguiente: A.N.C.A.P. (61,12%), ANCSOL S.A. (SAFI) (38,72%) y Corporación Nacional para el Desarrollo (0,16%).

Con relación de la extensión de la vigencia de la concesión de ADLA hasta el año 2036, resultante del acuerdo con la Provincia referida, cabe señalar que si bien resultó oneroso, posibilita la evaluación y desarrollo de proyectos en otros niveles además del reservorio convencional actualmente en explotación en la Formación Mulichinco.

En este sentido, el Operador presentó en la reunión del Comité Operativo de diciembre de 2010, los resultados preliminares del estudio encomendado en el Comité Técnico anterior, sobre las posibilidades de la Formación Quintuco como productora de crudo, extrapolándose datos de pozos y otras informaciones de yacimientos aledaños, que habían permitido definir los paquetes de interés prioritario de la Formación Quintuco así como diversas anomalías, detectadas en base a reprocesamientos de la sísmica 3D, que se extienden o desarrollan dentro de límites del área ADLA. El Operador informó que hasta el momento no se dispone de información sísmica 3D de los yacimientos aledaños, que permita extrapolar información sobre si los pozos con mejores características (buena producción diaria e importante acumulada) presentes, por ejemplo en el yacimiento "La Calera", responden o no a anomalías de características sísmicas similares a las detectadas en ADLA.

Este es un aspecto determinante en la evaluación económica del proyecto, pues la información muestra - dentro de los pozos productores de la Formación Quintuco - la existencia de dos "familias" de pozos, la primera de las cuales (la que incluye la mayoría de los pozos, 11 en 15) tiene una acumulada media por pozo del orden de sólo 7.800 m³ y, una segunda familia con una acumulada media por pozo del orden de los 16.000 m³.

Como no se dispone de información sísmica que permita determinar si las anomalías sísmicas detectadas en ADLA, corresponden a los pozos de la segunda familia, se tomó para la evaluación económica una acumulada para cada pozo de sólo 7.800 m³.

En esta hipótesis, el Operador presentó la evaluación económica del "Caso Medio" que resultó negativa. El resultado de la evaluación económica, muestra la importancia de definir cual sería la acumulada de un pozo tipo a la Formación Quintuco, por lo cual, el Operador analizará la viabilidad de gestionar en el futuro un intercambio de información sísmica con los Operadores de áreas aledañas, de forma de interpretar el origen de la anomalía sísmica detectada en ADLA.

Asimismo, el Operador efectuó una reseña de los estudios regionales y semi-regionales que están llevando adelante con relación al potencial de los recursos de gas asociados a proyectos de "tight gas" y "shale gas" en la Cuenca Neuquina y especialmente en ADLA, dado el fuerte desarrollo que han tenido estos recursos que están emergiendo como fuentes de gas de gran escala a nivel mundial.

Con este foco, se comenzó con una revisión semi-regional de la Formación Vaca Muerta, concluyéndose, en forma preliminar, que dicha Formación presenta en la región, condiciones favorables para el desarrollo de yacimientos de "shale gas", dado que presenta valores comparables favorablemente con los del campo Barnett, actualmente principal productor de "shale gas" en USA.

Con la finalidad de dar continuidad a este estudio, se diseñó un "Plan de Trabajo" que contempla continuar con el análisis de prefactibilidad a nivel de Cuenca, avanzando en la caracterización sísmica semi-regional y ampliando los estudios sobre las condiciones de fragilidad y contenido de materia orgánica de la Formación Vaca Muerta así como, tratando de documentar volúmenes de hidrocarburos gaseosos en algún pozo de los yacimientos analizados en el modelo semi-regional, extendiendo los resultados para definir zonas prospectables en ADLA.

En el caso de ECN, operado por Tecpetrol, Petrouuguay entendió que no se justificaba efectuar esfuerzos tendientes a lograr una extensión de la vigencia de la Concesión para un área en la que se han agotado los esfuerzos exploratorios, sin resultados económicamente viables.

Dado que Tecpetrol decidió continuar con el proceso de extensión de la vigencia de la concesión propuesto por la Provincia de Neuquén, se presentó una situación de divergencia entre las Partes. Sin embargo, en el transcurso de las negociaciones entre Tecpetrol y la Provincia, Tecpetrol modificó su posición, coincidiendo con Petrouuguay en la conveniencia de restituir el área, por lo que con fecha 27 de abril de 2010 se presentó Nota a la Subsecretaría Provincial de Hidrocarburos, Energía y Minería, renunciando a la Concesión de Explotación de Hidrocarburos que nos fuera oportunamente otorgada sobre el Área y, revirtiendo la misma a la Provincia.

Este trámite sigue en proceso de concretarse, continuando las negociaciones con la Provincia en este sentido, las cuales se encuentran en sus etapas finales, previéndose la firma del acuerdo con la Provincia a la brevedad.

Por otra parte, Medanito S.A. está interesada en concretar la adquisición del 100% de los derechos sobre la Concesión del área Tres Nidos. Habiendo acordado los términos generales del "Farm-out", se está en las etapas finales de la negociación de los términos del Contrato de Cesión.

En lo que tiene que ver con el Bloque E-1 en la Cuenca del Colorado Marina, operado por YPF S.A., se continuó con los trabajos exploratorios derivados de los Acuerdos vigentes, habiéndose considerado las distintas alternativas en base a los resultados de los estudios estratigráficos para la ubicación definitiva de la perforación y definir el diseño de pozo. A partir de una licitación internacional para la búsqueda de empresas de perforación se analizaron las opciones de costos y disponibilidad para la contratación del equipo de perforación. El presupuesto aproximado para la perforación – hasta alcanzar solamente el objetivo más somero – asciende a US\$ 145.000.000, no existiendo confirmación para la disponibilidad del equipamiento.

Ante esta situación, se entendió que una alternativa para viabilizar la realización del pozo propuesto, consiste en incorporar un mayor volumen de recursos al proyecto, proponiendo para ello investigar toda la columna geológica, avanzando con estudios detallados del objetivo profundo, así como con su evaluación volumétrica, de modo de poder incorporarlo como objetivo.

Para implementar esta alternativa se decidió que YPF, con el aporte de la experiencia adquirida por Petrobras en las costa occidental de África, realicen el estudio sobre el potencial del objetivo profundo.

Los restantes socios afirmaron que no es su voluntad abandonar el Bloque y que están abocados a revisar la economicidad del mismo y que, en la eventualidad de que la misma sea alcanzada, no tienen dificultades en perforar el sondeo.

En este sentido, YPF indicó que a efectos de acortar los plazos, en el cronograma previsto para el año 2011, se incluyó el ejecutar el "Site Survey" y adquirir los "Long Lead Items" así como implementar los estudios de ingeniería requeridos, secuencia de actividades que es imprescindible concretar para poder llevar a cabo la perforación en el año 2012.

También destacaron que dada la poca actividad en el costa afuera en Argentina, la escasa disponibilidad de equipos adecuados para la lámina de agua del prospecto y el tiempo que se necesita para implementar la logística del proyecto, es absolutamente inviable pensar en perforar antes del 2012.

Finalmente se decidió llevar adelante el estudio del objetivo profundo a la brevedad (en marzo de 2011 se realizará un TCM para analizar los resultados), de modo que en mayo de 2011, el Operador esté en condiciones de llamar a una reunión de Comité Operativo para decidir sobre los pasos a seguir respecto a la perforación del sondeo.

Continuando con la política de ampliar el espectro de sus actividades y en consideración a la Res. (D) N° 967/9/2010, A.N.C.A.P. encomendó a Petrouuguay S.A. llevar adelante los aspectos formales exigidos por PERUPETRO S.A., para participar del Proceso de Selección 2010 convocado por dicha empresa.

Asimismo, autorizó a Petrouuguay S.A. a presentar ante PERUPETRO S.A. la capacidad legal, técnica y financiera de A.N.C.A.P. como soporte de Petrouuguay S.A. y a buscar socios de reconocida capacidad operadora para presentar ofertas en forma conjunta en dicho proceso de selección.

Con fecha 5 de octubre de 2010, la Comisión del Proceso de Selección 2010 de PERUPETRO S.A. comunicó vía carta a A.N.C.A.P. que evaluó la documentación presentada y como resultado de ello A.N.C.A.P. – como Empresa Matriz y Petrouuguay como filial - quedaron habilitadas para participar del Proceso de Selección 2010, pudiendo presentar ofertas por hasta 20 lotes, siendo el puntaje empresarial obtenido de 20 puntos, que es el puntaje empresarial máximo.

De conformidad con la habilitación otorgada y con la referida Resolución de A.N.C.A.P., Petrouuguay comenzó a buscar socios de reconocida capacidad operadora en áreas ambientalmente sensibles, para formar Consorcios con la finalidad de presentar ofertas en el marco del Proceso de Selección 2010, convocado por PERUPETRO.

En este sentido, se entablaron conversaciones con YPF y como resultado de dichas conversaciones, se acordó la formación de un Consorcio constituido de la siguiente manera:

YPF S.A.	70% (Operador)
Petrouuguay S.A.	30% (No operador)



Asimismo, YPF propuso la firma de un Acuerdo de Oferta Conjunta - Joint Bidding Agreement (JBA), usado de forma estándar en la industria para este tipo de Acuerdo. Dicho Acuerdo se cerró con fecha 8 de octubre de 2010 en las oficinas de YPF en Buenos Aires, firmándolo el Dr. Juan O'Farrell en calidad de representante legal de Petrouuguay S.A.

Cabe destacar que la garantía de mantenimiento de oferta, de un valor de US\$ 20.000, exigida por PERUPETRO por cada oferta presentada, fue constituida por YPF en su totalidad a nombre del Consorcio YPF-Petrouuguay S.A.

En dicha reunión el 8 de octubre de 2010, en las oficinas de YPF, luego de la firma del JBA se llevó a cabo una reunión técnica cuyo objeto fue la evaluación de los Bloques 173, 181 y 185, los cuales habían sido seleccionados previamente en forma conjunta.

Tomando en cuenta consideraciones de desarrollo y económicas se decidió descartar el Bloque 173. Esto se debe a que en la cuenca de Ucayali, donde se ubica este Bloque, hay muy poca infraestructura instalada para la evacuación de hidrocarburos. Existen ductos para la evacuación de la producción del yacimiento de Camisea, pero dichos ductos no tienen capacidad ociosa, siendo actualmente utilizados al 100%. Esta situación implicaría que en caso de existir un descubrimiento, este debería ser de un tamaño importante, tal que justifique la construcción de un oleoducto o un gasoducto hacia los mercados en la costa. Dado que el prospecto no es muy grande, el modelo económico del proyecto no es lo suficientemente robusto como para soportar la inversión en dicho ducto. Se podría esperar a que hubiera otros descubrimientos de las mismas características en los Bloques aledaños y buscar socios para la construcción del ducto, pero en este caso, el riesgo aumenta considerablemente.

El Bloque 181 se descartó en base a consideraciones geológicas. Dicho bloque presenta situaciones exploratorias menos definidas que las de los Bloques 173 y 185 y, adicionalmente, un pozo no descubridor.

En el Bloque 185 hay prospectos que muestran mayor potencial para petróleos livianos y pesados que para gas natural. El Lote 185 se encuentra en la zona productiva de la Cuenca de Marañón y está rodeado por campos de hidrocarburos livianos o pesados, localizados en el lote 1AB (PLUSPETROL). Por ser una cuenca productiva existe infraestructura desarrollada (oleoductos) con capacidad ociosa a 30 Km del Bloque. Por otra parte, en caso de descubrir petróleos más livianos, sería viable la mezcla con crudos pesados de este Bloque o de Lotes adyacentes, tales como los recientes descubrimientos de REPSOL (Lote 39) hacia el NE, mejorando aún más la economicidad del proyecto.

Finalmente, dentro del Lote ofertado se identificaron 2 zonas de interés (Alfa y Beta) que persiguen los mismos objetivos y conceptos de plays exploratorios que los probados en el Bloque 1AB (PLUSPETROL).

Por lo anteriormente expuesto, se decidió ofertar únicamente por el Bloque 185.

En cuanto a los valores de oferta de trabajo y extra regalía a ofrecer, éstos se seleccionaron con el objetivo de maximizar el puntaje de la oferta pero a su vez respetar la economicidad del proyecto.

El equipo técnico definió que necesitaba como máximo aproximadamente 300 Km de sísmica 2D para definir los prospectos. Tomando en cuenta que el programa de trabajo mínimo exigía 150 Km de sísmica 2D, ofertando 150 Km de sísmica 2D adicional se cumple con el

requerimiento técnico. Se decidió ofertar aproximadamente un 50% más para obtener más puntos en base a la oferta técnica.

Por otra parte, YPF manifestó que preveía que iba a haber poca competencia y que los programas de trabajo que se iban a ofrecer iban a ser muy escasos – lo que posteriormente se confirmó – por lo que se decidió no comprometer 1 pozo en alguno de los 2 primeros períodos exploratorios.

Cabe destacar que el Programa Mínimo de Trabajo y sus adicionales representan el capital de riesgo de la empresa petrolera e impactan fuertemente en el Valor Monetario Esperado por lo que minimizarlo es en sí un objetivo.

Por último, el factor de extra regalía se determinó en base al modelo económico. Nuevamente, se buscó maximizar el puntaje de la oferta pero sin pasar a valores de VME negativos. Este límite se encuentra en aproximadamente 4,00%, por lo que se definió ofertar un valor de 4,14%.

Con fecha 11 de octubre de 2010 se procedió a presentar los sobres N° 1 y N° 2 con la oferta técnica y económica respectivamente, ante la Comisión del Proceso de Selección de Perupetro. De 26 empresas habilitadas, sólo 8 Empresas Petroleras y Consorcios presentaron propuestas.

La sociedad EMERALD ENERGY PERU SAC, subsidiaria de la sociedad china SINOCHEN, presentó oferta por el Bloque 185. El Consorcio YPF S.A. y Petrouuguay S.A. ofertó 219 Km de sísmica 2D, como oferta técnica para el segundo período exploratorio y EMERALD ENERGY PERU SAC no realizó oferta técnica.

Con fecha 14 de octubre de 2010 se procedió a la apertura del sobre N°2 y a la definición de los ganadores de la licitación.

El Consorcio YPF S.A. y Petrouuguay S.A. ofertó 4,14% como extra regalía y EMERALD ENERGY PERU SAC ofertó 12,00% para el mismo factor.

El cálculo del puntaje total de las ofertas arrojó como resultado que la oferta del Consorcio YPF S.A. y Petrouuguay S.A. obtuvo 8,31 puntos y la de EMERALD ENERGY PERU SAC obtuvo 10,80 puntos, siendo esta última la adjudicataria del Bloque 185.

En conclusión, el Consorcio YPF S.A. y Petrouuguay S.A. no resultó adjudicatario de ningún bloque en el marco del Proceso de Selección 2010 convocado por PERUPETRO S.A.

Finalmente, a instancias del Embajador de Uruguay en Perú, Dr. Juan José Arteaga Saenz de Zumarán, el Presidente de A.N.C.A.P. Lic. Raúl Sendic se reunió en la Embajada de Uruguay en Lima con el Presidente de PERUPETRO, Daniel Saba De Andrea. Este último manifestó que PERUPETRO organizará otro proceso de selección con los Bloques que no fueron adjudicados en el Proceso de Selección 2010 y 3 Bloques más en producción. Este nuevo proceso de selección será lanzado en febrero de 2011 y culminará con la apertura de ofertas en mayo de 2011. Considerando que se trata de una nueva oportunidad de interés, Petrouuguay se plantea participar en la misma si los estudios técnicos en curso así lo justifican.

Las situaciones señaladas en esta Memoria se reflejan en los siguientes cuadros de Estructura Patrimonial, de Resultados y de Evolución del Flujo de Efectivo, así como indicadores económicos y financieros calculados a partir de los mismos.



Estructura patrimonial en pesos, comparativa con el ejercicio anterior:

	2010.....	2009.....
Activo corriente	28.278.107	22.078.547
Activo no corriente	60.368.387	70.642.243
Total del Activo	88.646.494	92.720.790
Pasivo corriente	35.799.411	42.907.522
Pasivo no corriente	29.475.444	34.219.437
Subtotal	65.274.855	77.126.959
Patrimonio neto	23.371.639	15.593.831
Total del Pasivo y del Patrimonio Neto	88.646.494	92.720.790

Estructura de resultados en pesos, comparativa con el ejercicio anterior:

	2010.....	2009.....
Ganancia bruta	3.346.296	3.428.696
Gastos de comercialización y administración	(2.482.755)	(2.339.206)
Resultados financieros	(369.384)	(7.483.794)
Otros ingresos y (egresos), netos	8.808.836	(327.357)
Ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias	9.302.993	(6.721.661)
Impuesto a la ganancias – Diferido	(1.525.185)	649.756
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	7.777.808	(6.071.905)

Estructura de la generación o utilización del efectivo en pesos, comparativa con el ejercicio anterior:

	2010.....	2009.....
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades operativas	710.390	(7.702.777)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(303.400)	(1.085.842)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	977.019	7.528.886
Aumento (disminución) neta del efectivo	1.384.009	(1.259.733)

Indicador	2010.....	2009.....
Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,79	0,51
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo Total)	0,36	0,20
Inmovilización de capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,68	0,76
Rentabilidad (Resultado del ejercicio / Patrimonio Neto promedio)	0,40	(0,52)

Las variaciones más significativas de las partidas del Activo y Pasivo son las siguientes:

El Activo de la Sociedad registró una disminución neta de \$4.074.296 derivado principalmente por disminuciones en (i) Caja y bancos de \$192.099; (ii) Otros créditos corrientes y no corrientes netos por \$2.611.032 debido principalmente a la disminución del saldo a favor del impuesto al valor agregado por \$942.981 y a la disminución del activo impositivo diferido neto por \$1.525.185; (iii) Bienes de uso por \$2.413.011, y (iv) Activos intangibles por \$478.936; y por incrementos en Inversiones corrientes de \$1.576.108 debido principalmente a la constitución de un plazo fijo con fondos provenientes del aumento de capital social por parte del accionista ANCSOL S.A. (S.A.F.I.).

El Pasivo de la Sociedad tuvo una disminución neta de \$11.852.104, originado en una disminución del pasivo corriente de \$7.108.111, debido principalmente a la disminución de (i) Deudas comerciales de \$2.123.219, principalmente por la cancelación de las cuotas relacionadas con la extensión de la concesión de la UTE Aguada de la Arena; (ii) Cuentas por pagar de consorcios petroleros de \$1.961.277, (iii) Préstamos de \$3.354.776 debido principalmente a la condonación de deuda e intereses mantenida con la sociedad controlante A.N.C.A.P. y (iv) Otras deudas de \$13.898; neto del incremento de Deudas fiscales de \$345.059, y una disminución del pasivo no corriente de \$4.743.993 originada principalmente por la disminución de Préstamos de \$4.700.831 debido principalmente a la condonación de deuda mantenida con la sociedad controlante A.N.C.A.P.

Las operaciones y saldos con la sociedad controlante y sociedades relacionadas se exponen en la nota 14 a los estados contables adjuntos.

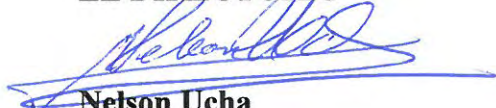
Como consecuencia de las situaciones señaladas en las áreas de producción y exploración, y principalmente por el efecto de la condonación de la deuda mantenida con la sociedad controlante A.N.C.A.P., el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2010 arrojó una ganancia neta de \$7.777.808.

Al 31 de diciembre de 2009, las pérdidas acumuladas habían ocasionado que la Sociedad se encuadre dentro del artículo 206 de la Ley N° 19.550 (reducción obligatoria de capital). Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2010, y como parte del compromiso de A.N.C.A.P. de asistir financieramente a la Sociedad, la sociedad controlante condonó parte de la que Petrouuguay S.A. mantenía con dicha sociedad.

Con relación a las perspectivas del Directorio de la Sociedad para el ejercicio 2011, en las áreas de producción y exploración se espera que la explotación de gas y petróleo del campo Aguada de la Arena mantendrá los actuales niveles de producción, teniendo en cuenta las inversiones implementadas para el mantenimiento de la producción, y las nuevas reservas probadas certificadas. Por otra parte se estarán posponiendo algunas inversiones previstas para trabajos de exploración programadas para 2011 del bloque Colorado Marina, y se continuará trabajando en proyectos exploratorios en el bloque Aguada de la Arena.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 18 de marzo de 2011.

EL DIRECTORIO


Nelson Ucha
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Presidente y Directores de

Petrouruguay S.A.

CUIT N°: 30-64464871-7

Domicilio legal: Avenida del Libertador 498, Piso 12º

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

1. Identificación de los estados contables objeto de la auditoría

Hemos efectuado un examen de los estados contables de Petrouruguay S.A. (en adelante, mencionada indistintamente como “Petrouruguay S.A.” o la “Sociedad”) que incluyen el estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2010, los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico terminado en esa fecha y la información complementaria contenida en sus notas 1 a 17 (la nota 2 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables adjuntos) y sus anexos I a VI.

Los estados contables e información complementaria detallados en el párrafo anterior se presentan en forma comparativa con la información que surge de los estados contables e información complementaria al 31 de diciembre de 2009.

El Directorio y la Gerencia de la Sociedad son responsables por la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las normas contables vigentes en la República Argentina. Esta responsabilidad incluye: (i) diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación razonable de estados contables, de manera que éstos no incluyan distorsiones significativas originadas en errores u omisiones o en irregularidades; (ii) seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas, y (iii) efectuar las estimaciones que resulten razonables en las circunstancias. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados contables basada en nuestro examen efectuado con el alcance mencionado en el capítulo 2 siguiente.

2. Alcance del trabajo

Nuestro examen se practicó de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Estas normas requieren que planifiquemos y desarrollemos la auditoría con el objeto de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados contables no incluyan errores significativos.



Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables originadas en errores u omisiones o en irregularidades. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, pero no efectúa una evaluación del control interno vigente con el propósito de expresar una opinión sobre su efectividad sino con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias.

Asimismo, una auditoría incluye evaluar la apropiada aplicación de las normas contables y la razonabilidad de las estimaciones contables hechas por el Directorio y la Gerencia de la Sociedad, así como la presentación general de los estados contables. Entendemos que los elementos de juicio obtenidos constituyen una base suficiente y apropiada como para respaldar nuestro dictamen de auditoría.

3. Aclaraciones previas

Según se menciona en la nota 2.3.e) a los estados contables, la Sociedad, a través de su participación en las Uniones Transitorias de Empresas (en adelante "UTES"), se encuentra efectuando trabajos de exploración y desarrollo de hidrocarburos en áreas petroleras y ha considerado como límite de activación de los bienes de uso y activos intangibles el valor recuperable calculado en función de reservas probadas estimadas, inversión necesaria estimada, precios de hidrocarburos y otras premisas y/o estimaciones establecidas por el Directorio de la Sociedad y los operadores de las UTES. Las mismas son hipótesis de ocurrencia futura que pueden o no materializarse en el tiempo.

4. Dictamen

En nuestra opinión, sujeto a los ajustes, si los hubiere, que pudieran surgir del cumplimiento de las hipótesis, premisas y/o estimaciones establecidas por el Directorio de la Sociedad para el cálculo de la recuperabilidad de las inversiones realizadas en las áreas petroleras, tal como se indica en el capítulo 3 precedente, los estados contables mencionados en el capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de Petrouuguay S.A. al 31 de diciembre de 2010, los resultados de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico terminado en esa fecha, de acuerdo con normas contables profesionales vigentes en la República Argentina.

Nuestro informe sobre los estados contables del ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2009, cuyas cifras se presentan con fines comparativos, e incluyen ciertas reclasificaciones, tal como se menciona en la nota 2.3.k) a los estados contables adjuntos, fue emitido con fecha 31 de marzo de 2010 con opinión favorable, con una salvedad indeterminada por incertidumbre similar a la enunciada en el primer párrafo de este capítulo.

5. Información requerida por disposiciones vigentes

- a) Las cifras de los estados contables mencionados en el capítulo 1 de este informe surgen de los registros contables auxiliares de la Sociedad, que se encuentran pendientes de transcripción en los libros rubricados.
- b) Según surge de los mencionados registros contables auxiliares de la Sociedad, al 31 de diciembre de 2010 no existe pasivo devengado a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales.
- c) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 18 de marzo de 2011.

DELOITTE S.C.

(Registro de Asoc. de Prof. Universitarios
C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1, F° 2)



SERGIO D. GUTMAN (Socio)

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A.

Tomo 215, Folio 189

PETROURUGUAY S.A.

Domicilio legal: Avenida del Libertador 498, Piso 12º– Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal de la Sociedad: Prospección, exploración, perforación, explotación y exportación de hidrocarburos líquidos y gaseosos y sus derivados

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: 10 de julio de 1991

Fecha de inscripción de la última modificación a los Estatutos Sociales: 2 de junio de 2010

Número de Registro en la Inspección General de Justicia: 4681

Fecha de finalización del contrato social: 9 de julio de 2090

Sociedad art. 33 ley Nº 19.550: Nota 14

**EJERCICIO ECONÓMICO Nº 20
INICIADO EL 1º DE ENERO DE 2010**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(presentados en forma comparativa con el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2009 – en pesos)

COMPOSICIÓN DEL CAPITAL SOCIAL
(nota 15)

	2010.....		2009.....	
	<u>Suscripto</u>	<u>Integrado</u>	<u>Suscripto</u>	<u>Integrado</u>
Acciones ordinarias, nominativas de valor nominal \$1 y con derecho a un voto por acción	<u>37.150.707</u>	<u>31.481.119</u>	<u>37.150.707</u>	<u>30.695.489</u>

El informe de fecha 18 de marzo de 2011
se extiende en documento aparte
DELOITTE S.C.


SERGIO D. GUTMAN (Socio)
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A.
Tomo 215, Folio 189



PETROURUGUAY S.A.

Número de Registro en la Inspección General de Justicia: 4681

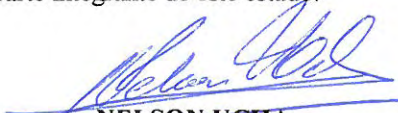
ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

(presentado en forma comparativa con el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2009 – en pesos)

	2010.....	2009
<u>ACTIVO</u>		
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>		
Caja y bancos (nota 4)	2.607.886	2.799.985
Inversiones (nota 5)	4.348.271	2.772.163
Créditos por ventas (nota 6)	5.758.005	5.739.305
Otros créditos (nota 7.a)	13.840.106	9.047.429
Otros créditos de consorcios petroleros	853.039	713.465
Bienes de cambio	870.800	1.006.200
Total del Activo Corriente	28.278.107	22.078.547
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>		
Inversiones	25.864	25.864
Otros créditos (nota 7.b)	10.538.100	17.941.809
Otros créditos de consorcios petroleros	52.800	39.200
Bienes de cambio – materiales	145.600	137.400
Bienes de uso (anexo I)	42.554.620	44.967.631
Activos intangibles (anexo II)	7.051.403	7.530.339
Total del Activo no Corriente	60.368.387	70.642.243
TOTAL DEL ACTIVO	88.646.494	92.720.790
<u>PASIVO</u>		
<u>PASIVO CORRIENTE</u>		
Deudas		
Comerciales (nota 8)	2.080.681	4.203.900
Cuentas por pagar de consorcios petroleros	1.881.983	3.843.260
Préstamos (nota 9.a)	30.475.906	33.830.682
Fiscales (nota 10.a)	702.973	357.914
Otras deudas	657.868	671.766
Total del Pasivo Corriente	35.799.411	42.907.522
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>		
Deudas		
Cuentas por pagar de consorcios petroleros	29.800	45.400
Préstamos (nota 9.b)	29.239.876	33.940.707
Fiscales (nota 10.b)	205.768	233.330
Total del Pasivo no Corriente	29.475.444	34.219.437
TOTAL DEL PASIVO	65.274.855	77.126.959
<u>PATRIMONIO NETO</u>		
(según estado respectivo)	23.371.639	15.593.831
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	88.646.494	92.720.790

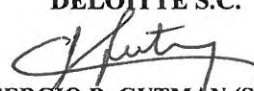
Las notas 1 a 17 y los cuadros anexos I a VI forman parte integrante de este estado.

ARNOLDO GELMAN
Por Comisión Fiscalizadora


NELSON UCHA
Presidente

El informe de fecha 18 de marzo de 2011 se extiende en documento aparte

DELOITTE S.C.


SERGIO D. GUTMAN (Socio)
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A.
Tomo 215, Folio 189