



YPF SOCIEDAD ANÓNIMA

(constituída conforme a las leyes de la República Argentina)

Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo

por un monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de US\$ 5.000.000.000

Podremos periódicamente emitir obligaciones negociables en una o más series en el marco de nuestro Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo (el “Programa”). El monto de capital total máximo de todas las obligaciones negociables en cualquier momento en circulación en el marco de este Programa será de US\$ 5.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas).

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada serie de obligaciones negociables en un suplemento de precio. Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa podrán, según lo que se establezca en el correspondiente suplemento de precio, estar denominadas en dólares u otras monedas; tener vencimientos mínimos de siete días a partir de la fecha de emisión; devengar intereses a tasa fija o variable o por referencia a un índice o fórmula o estar emitidas sin devengar intereses; y contemplar un rescate a opción nuestra o a opción del tenedor.

Podremos rescatar la totalidad, pero no sólo una parte, de una serie de obligaciones negociables, a nuestra opción, si ocurrieran ciertos supuestos fiscales en Argentina, a un precio igual al 100% del capital más intereses devengados e impagos.

Salvo que se especifique de otro modo en el suplemento de precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas no convertibles en acciones, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento con igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presentes y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Asimismo, si así lo especificara el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas o subordinadas.

Oferta pública autorizada por Resolución N° 15.896, de fecha 5 de junio de 2008, de la Comisión Nacional de Valores, Resolución N° 16.954, de fecha 25 de octubre de 2012 y Resolución N° 17.076 de fecha 9 de Mayo de 2013 de la Comisión Nacional de Valores Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Se olicitará la admisión de las obligaciones negociables de una clase y/o serie al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y para su listado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “BCBA”) y el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”), según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. El suplemento de precio aplicable a una serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de esa serie serán listadas en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en la BCBA, en el MAE, o en cualquier otra bolsa de valores.

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase el capítulo “Información Clave sobre la emisora - Factores de Riesgo” en el presente prospecto. El respectivo suplemento de precio de cualquier serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

Este Programa cuenta solo con una calificación de riesgo. Con fecha 26 de marzo de 2014, FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (antes denominada Fitch Argentina Calificadora de Riesgo S.A., cuyo cambio de denominación se encuentra en trámite de inscripción ante la Inspección General de Justicia), lo ha calificado “AA (arg)” en escala nacional. En caso de que las series de obligaciones negociables bajo este Programa sean calificadas de diferente manera, nosotros proveeremos las calificaciones y la información relativa a ellas en el

suplemento de precio respectivo. Una calificación no es una recomendación para comprar, vender o tener títulos valores, y puede estar sujeta a la revisión o retiro en cualquier momento por parte de la entidad calificadora designada. Las calificaciones utilizadas por las entidades calificadoras argentinas pueden diferir en aspectos importantes de aquellas utilizadas por las entidades calificadoras en los Estados Unidos u otros países.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831 (la “Ley de Mercado de Capitales”), los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa no han sido ni serán registradas según la Ley de Títulos Valores de 1933 de Estados Unidos y sus modificatorias (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni ninguna ley de títulos valores estadual. Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas únicamente en operaciones exentas del registro exigido por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones. En consecuencia, solamente ofreceremos y venderemos obligaciones negociables registradas en tales términos o en operaciones exentas del registro a “compradores institucionales calificados” (según se define en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o en cumplimiento de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Para una mayor descripción de ciertas restricciones sobre la venta y transferencia de las obligaciones negociables, véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”, en el presente prospecto.

Podremos ofrecer las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa directamente o a través de uno o más colocadores que oportunamente elijamos, quienes podrán comprar nuestras obligaciones negociables, en nombre propio, para su venta a inversores y a otros compradores a diversos precios relacionados con los precios prevalecientes en el mercado, según determine dicho colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Asimismo, podremos acordar con un colocador que podrá emplear sus esfuerzos razonables para colocar nuestras obligaciones negociables en nuestra representación según fuera especificado en el respectivo suplemento de precio. Tales colocadores estarán indicados en el suplemento de precio que se utilice. Nos reservamos el derecho de revocar, cancelar o modificar cualquier oferta de obligaciones negociables contemplada en este prospecto o en cualquier suplemento de precio sin más trámite. Véase “De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución”. Este prospecto solamente podrá ser utilizado a los fines para los que se publica.

La fecha de este prospecto es 27 de marzo de 2014

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	5
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	7
RESUMEN	20
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	28
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA	33
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	57
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	169
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS.....	213
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	223
INFORMACIÓN CONTABLE	227
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN.....	250
INFORMACIÓN DEL MERCADO	299
DIVIDENDOS.....	305
INFORMACIÓN ADICIONAL	306

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina (“Argentina”). En el presente prospecto, las referencias a “YPF”, “la Compañía”, “la Sociedad”, “nosotros” y “nuestro” equivalen a YPF Sociedad Anónima y a sus sociedades controladas, si el contexto lo requiere, sus sociedades antecesoras. “YPF Sociedad Anónima” se refiere únicamente a YPF Sociedad Anónima. “Repsol” se refiere a Repsol S.A., sus sociedades controladas y afiliadas. Llevamos nuestros libros y publicamos nuestros estados contables en pesos argentinos. En el presente prospecto, las referencias a “pesos”, “Ps.” o “\$” lo son a pesos argentinos, y las referencias a “dólares”, “dólares estadounidenses” o “US\$” lo son a dólares de los Estados Unidos.

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este prospecto, el respectivo suplemento de precio u otros suplementos. Ni nosotros ni los colocadores, de existir, hemos autorizado a ninguna persona a suministrar información diferente a la información contenida en este prospecto y cualquier suplemento de precio u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma. La información contenida en este prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha del presente prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni de la venta de las obligaciones negociables.

Al adoptar la decisión de invertir en las obligaciones negociables, los inversores deben basarse en su propio examen acerca de nuestra Compañía y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos que implica realizar la operación. No deben interpretar el contenido de este prospecto como un asesoramiento legal, comercial o impositivo. Deben consultar con sus propios apoderados, asesores comerciales o impositivos.

La distribución de este prospecto o de cualquiera de sus partes, incluido cualquier suplemento de precio, y la oferta, venta y entrega de las obligaciones negociables pueden estar limitadas por ley en ciertas jurisdicciones. Junto a los colocadores requerimos que las personas en cuyo poder se encuentre el presente prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a ninguna persona a quien fuera ilícito realizar la oferta o invitación, ni constituye una invitación ni una recomendación a suscribir o comprar obligaciones negociables por parte de la Compañía ni de los colocadores. Para una mayor descripción de las restricciones sobre las ofertas, ventas y entregas de las obligaciones negociables y la distribución de este prospecto y los documentos de la oferta relacionados con las obligaciones negociables, véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia” y “De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución”.

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de ninguna comisión de títulos valores ni ente regulador federal o de los estados de Estados Unidos. Asimismo, las mencionadas autoridades no han confirmado la exactitud ni determinado la suficiencia de este documento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y el Decreto N° 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa revestirán el carácter de “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” según la Ley N° 23.576 de Argentina y sus modificatorias (la “Ley de Obligaciones Negociables”) y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las obligaciones negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y al texto ordenado de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) (las “Normas de la CNV” y la “CNV”)

La creación de este Programa fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria y extraordinaria celebrada el 8 de enero de 2008 y por resolución del Directorio aprobada el 6 de febrero de 2008. La delegación de facultades en el Directorio de la Sociedad con respecto a la determinación de los términos y condiciones del Programa y su facultad de subdelegar fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de accionistas celebrada el 26 de abril de 2011 Con fecha 13 de septiembre de 2012, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad resolvió (i) ampliar el monto del Programa de US\$

1.000.000.000 o su equivalente a U\$S 3.000.000.000 o su equivalente; (ii) prorrogar el plazo del Programa por 5 años contados a partir del 25 de octubre de 2012, fecha del dictado de la Resolución N° 16.954 por parte del Directorio de la CNV; (iii) ampliar el destino de fondos proveniente de la emisión de nuevas Obligaciones Negociables para incluir todas las alternativas previstas en la Ley de Obligaciones Negociables y (iv) prorrogar por dos años a partir de la fecha de dicha asamblea, la delegación en el Directorio de la determinación de términos y condiciones del Programa y de las nuevas Obligaciones Negociables a ser emitidas, con posibilidad de subdelegar dichas facultades en funcionarios autorizados de la Sociedad. El Directorio de la Sociedad, en su reunión del 18 de octubre de 2012 resolvió implementar lo resuelto en la referida asamblea del 13 de septiembre de 2012. Adicionalmente, con fecha 30 de abril de 2013, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad resolvió ampliar el monto del Programa de U\$S 3.000.000.000 o su equivalente a U\$S 5.000.000.000 o su equivalente.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad, en su reunión del 7 de Marzo de 2014 resolvió actualizar el Programa.

INTRODUCCIÓN

El presente prospecto contiene los términos y condiciones de nuestro Programa, los factores de riesgo relacionados con una inversión en las obligaciones negociables, información sobre nuestro negocio, bienes, resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera, un análisis de la dirección sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, nuestros estados contables consolidados y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con nosotros. Oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un suplemento de precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el suplemento, que se considerará reemplaza a la información de este prospecto.

Antes de invertir en las obligaciones negociables, deberán leer cuidadosamente este prospecto, junto con el respectivo suplemento de precio y cualquier otro suplemento o modificación del presente.

Excepto que se determinara lo contrario en este prospecto, las referencias a “US\$” y “dólares” equivalen a dólares de los Estados Unidos de América y las referencias a “Ps.” y “pesos”, a pesos argentinos.

Información disponible

Integran el presente prospecto los estados contables correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. El presente prospecto podrá contener resúmenes de ciertos acuerdos que podremos celebrar en relación con esta oferta. Las descripciones contenidas en el presente y en tales acuerdos no pretenden ser completas y se encuentran sujetas o condicionadas en su totalidad por referencia a los contratos definitivos. Podrán obtenerse copias de los contratos definitivos solicitándolas sin cargo en la siguiente dirección: Macacha Güemes 515, C1106BKK Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, (5411) 5441-5531.

Presentamos estados contables y demás informes en forma periódica a la CNV, sita en 25 de Mayo 175, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Se podrá consultar los estados contables de la Compañía, el presente prospecto, cualquier suplemento correspondiente y cualquier suplemento de precio relacionado con una serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem “Información Financiera” y el sitio web institucional de la Compañía (www.ypf.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares del presente prospecto y los estados contables que lo integran en la dirección indicada en el párrafo anterior.

Manifestaciones sobre el futuro

El presente prospecto, inclusive cualquier documentación incorporada por referencia al mismo, contiene manifestaciones que creemos constituyen manifestaciones sobre el futuro. Dichas manifestaciones hacia el futuro pueden incluir manifestaciones referidas a nuestra intención, entendimiento o expectativas actuales y a las de nuestra Dirección, e inclusive manifestaciones con respecto a tendencias que afectan la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, reservas, volumen futuro de producción de hidrocarburos y la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus compromisos de venta a partir del futuro suministro de hidrocarburos disponible para la Sociedad, nuestra capacidad para pagar dividendos en el futuro y para cancelar nuestras deudas, fechas y períodos en los cuales la producción se estima podrá extraerse, como también nuestros planes con respecto a nuestros gastos y erogaciones de capital, estrategia de negocio, concentración geográfica, ahorro de costos, inversiones y política sobre dividendos.

Dichas manifestaciones no garantizan el rendimiento futuro y están sujetas a riesgos e incertidumbres significativas, cambios y otros factores que pueden escapar a nuestro control y ser difíciles de predecir. En consecuencia, la situación financiera, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, volumen de producción y reservas, como también nuestros gastos e inversiones de capital, ahorro de costos, inversiones, capacidad para cumplir con nuestros compromisos, pagar dividendos o cancelar nuestras obligaciones de deuda podrían diferir en forma significativa de los indicados en forma expresa o tácita en cualquiera de dichas manifestaciones hacia el futuro. Entre dichos factores se encuentran, pero no se limitan a, eventuales fluctuaciones del tipo de cambio, la inflación, el precio de los productos derivados del petróleo, la capacidad para realizar reducciones de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, el reemplazo de reservas de hidrocarburos, consideraciones ambientales, reglamentarias y legales, incluyendo la imposición de regulaciones gubernamentales a los negocios en los que opera la Compañía, cambios en nuestra estrategia de negocio y operaciones, nuestra capacidad para encontrar socios u obtener financiamiento, la capacidad para mantener nuestras concesiones, y la situación económica y empresaria general en la Argentina, como así también los factores que se describen en este prospecto, en particular bajo los títulos “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”. No nos comprometemos a actualizar o corregir públicamente las manifestaciones sobre el futuro, aun cuando por la experiencia o los cambios futuros se torne claro que los resultados proyectados o la situación que indican en forma expresa o tácita no se realizarán.

Requisitos de calificación y ley argentina

Si una emisora optara por obtener cualquier calificación, o si la CNV considerara necesario obtener una calificación en una determinada circunstancia de la oferta, las Normas de la CNV disponen que podrán obtener la(s) calificación(es) de riesgo del modo que sigue: (a) Respecto del monto máximo autorizado o (b) respecto de cada clase o series, clarándose en todos los casos. Las emisoras que opten por calificar sus obligaciones negociables elegirán uno o dos agentes de calificación de riesgos, según se detalle en el suplemento de precio de cada serie o tramo emitido en el marco del Programa.

La CNV ha dispuesto que las emisoras dentro del ámbito de la oferta pública que decidan solicitar una calificación de riesgo de valores negociables, deberán mantener esta decisión hasta la cancelación total, salvo aprobación unánime de los titulares de los valores negociables.

Una calificación no constituye una recomendación para comprar, mantener o vender obligaciones negociables, en la medida en que dicha calificación no se expresa sobre un precio de mercado o respecto a si es apropiado para inversores particulares. La calificación de un programa trata sobre la probabilidad del pago del capital y los intereses de las obligaciones negociables de conformidad con sus términos. No es posible asegurar que una calificación se mantenga durante un período determinado o que esa calificación no vaya a ser rebajada o retirada por la sociedad calificadora de riesgo si, a su criterio, lo justifican las circunstancias del futuro.

Este Programa cuenta solo con una calificación de riesgo. Con fecha 26 de marzo de 2014, FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (antes denominada Fitch Argentina Calificadora de Riesgo S.A., cuyo cambio de denominación se encuentra en trámite de inscripción ante la Inspección General de Justicia). se encuentra registrada en la CNV bajo el N° 3 y su domicilio se encuentra en Sarmiento 663 Piso 7, (C1041AAM), Ciudad de Buenos Aires, lo ha calificado “AA(arg)” en escala nacional. La categoría de calificación AA nacional implica una muy sólida calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país. El riesgo crediticio inherente a estas obligaciones financieras difiere levemente de los emisores o emisiones mejor calificadas dentro del país.

La Sociedad puede también calificar cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa, según se informe en el suplemento de precio correspondiente.

DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

El 16 de abril de 2012, la Compañía fue notificada mediante acta notarial, del Decreto N°530/12 del Poder Ejecutivo Nacional (el “Decreto 530”), que estableció la intervención temporaria de la Compañía (la “Intervención”) por un período de treinta (30) días, con el objetivo de asegurar la continuidad de la empresa, la preservación de sus activos y de su patrimonio, el abastecimiento de combustibles y garantizar la cobertura de las necesidades del país y garantizar que el objetivo de la Ley de Expropiación sea cumplido. Ver “Información sobre la Emisora –Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino - Ley de Expropiación”.

Conforme al Artículo 3 del Decreto 530, se le asignaron temporalmente al Interventor, Julio M. De Vido (el “Interventor”), las facultades que el Estatuto de YPF confiere al Directorio y/o al Presidente de la Compañía, hasta la Asamblea General de Accionistas llevada a cabo el 4 de junio de 2012, cuando fue designado el nuevo Directorio, véase dentro de este Item “Directorio”.

La Ley de Expropiación, que fue aprobada por el Congreso el 3 de mayo de 2012 declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. La Ley de Expropiación establece que YPF continuará sus operaciones como una “sociedad anónima abierta” y la gestión de las acciones sujetas a expropiación se llevará a cabo de acuerdo a los siguientes principios: (i) contribución estratégica de la compañía según los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (ii) la gestión de la compañía de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y el gobierno corporativo, preservando los intereses de los accionistas y creándoles valor; y (iii) la gestión profesional de la compañía.

El 7 de mayo de 2012, mediante Decreto N°676/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, el Sr. Miguel Matías Galuccio fue designado Gerente General de la Compañía durante la Intervención. Adicionalmente, el 4 de junio de 2012 se resolvió por Asamblea General Ordinaria los nuevos miembros del Directorio de la Compañía, concluyendo así la intervención de la misma.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley de Expropiación, la CNV convocó a una Asamblea General de Accionistas, celebrada el 4 de junio de 2012. Se aprobó la remoción de todos los miembros titulares y suplentes de nuestro Directorio y Comisión Fiscalizadora. Además, dicha Asamblea General de Accionistas fijó el número de miembros titulares y suplentes de nuestro Directorio y Comisión Fiscalizadora y nombró a sus nuevos miembros titulares y suplentes. Véase "Factores de Riesgos relacionados con Argentina-, el gobierno federal argentino ha tomado el control sobre la sociedad y lo operará de acuerdo con las políticas energéticas nacionales, de conformidad con la Ley de Expropiación "e" Información sobre la Emisora-Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno argentino, la Ley de Expropiación ".

La Reunión General Ordinaria y Extraordinaria celebrada el 30 de Abril de 2013 y su continuación de mayo, 30 de 2013, designó a los nuevos miembros del Directorio de la Compañía y de la Comisión Fiscalizadora.

La información proporcionada a continuación describe la composición y responsabilidades de nuestro Directorio y de los comités a la fecha de este Prospecto.

Directorio

Composición de nuestro Directorio.

Nuestras operaciones son conducidas por el Directorio, de acuerdo con nuestro estatuto social y con la Ley de Sociedades Comerciales de la República Argentina N°19.550 (la “Ley de Sociedades Comerciales”). Nuestro estatuto social prevé la existencia de un Directorio integrado por un número de miembros que oscila entre once

(11) y veintiuno (21), según lo determine la asamblea de accionistas, y hasta un número equivalente de miembros suplentes. Los miembros suplentes son elegidos por los accionistas con el fin de reemplazar a los directores titulares que estuvieran ausentes en las reuniones o que no pudieran ejercer sus funciones, cuando y por el plazo que sean designados por el Directorio para cumplir con tal fin. Los miembros suplentes tendrán las mismas responsabilidades, deberes y facultades que los directores titulares en la medida en que sean convocados para asistir a las reuniones del Directorio y siempre que asuman dicho cargo.

Los directores se mantendrán en su cargo por un período de uno a tres ejercicios, según lo determinen las asambleas de accionistas. En virtud de lo resuelto en la Asamblea de Accionistas del 30 de Abril de 2013 y su continuación de mayo, 30 de 2013, nuestro Directorio se compone actualmente de 17 directores titulares y 12 directores suplentes.

De acuerdo con nuestro estatuto social, el Estado Nacional, único tenedor de acciones Clase A, tiene derecho a elegir un director titular y un director suplente por dichas acciones. Bajo las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, la mayoría de nuestros directores deben ser residentes en la Argentina. La totalidad de los directores deben constituir domicilio legal en la Argentina para el diligenciamiento de notificaciones con relación a sus funciones.

Nuestro estatuto social requiere que el Directorio se reúna al menos una vez por trimestre, ya sea en forma personal o a través de video o tele conferencia, con un quórum de mayoría absoluta de los miembros que lo integren. Si no se obtuviera el quórum requerido una hora después de la hora de inicio fijada para la celebración de la reunión, el Presidente o su sustituto, podrá invitar al o los suplentes de las clases correspondientes a los directores ausentes para asistir a la reunión, o convocar a una reunión para otra fecha. Las resoluciones deberán ser adoptadas por la mayoría de los directores presentes y a distancia, y el Presidente o su sustituto tendrá doble voto en caso de empate.

A continuación se indican los miembros de nuestro Directorio, sus cargos ejecutivos, en su caso, sus respectivas edades, el año en que fueron designados originalmente y el año de vencimiento de su mandato:

Nombre	Cargo	Edad	Director desde	Plazo vence en
Miguel Matías Galuccio (4)	Presidente del Directorio, Gerente General y Vicepresidente Ejecutivo (CEO)	45	2013	2014
Jorge Marcelo Soloaga (4)	Director	56	2013	2014
Gustavo Alejandro Nagel (4)	Director	46	2013	2014
Oscar Alfredo Cretini	Director	56	2013	2014
Roberto Ariel Iovich	Director	40	2013	2014
Omar Chafí Félix (1)		53		
Armando Isasmendi (h) (2)	Director	38	2013	2014
Héctor Walter Valle	Director	78	2013	2014
	Director	61	2013	2014
	Director	41	2013	2014
Rodrigo Cuesta	Director Titular y Vice-Presidente Corporativo de Servicios Jurídicos	39	2013	2014
José Iván Brizuela	Director	40	2013	2014
Sebastián Uchitel	Director	42	2013	2014
Nicolás Marcelo Arceo(4)	Director de Administración y Finanzas	40	2013	2014
Fernando Dasso (4)	Director Titular y Vicepresidente Recursos Humanos	48	2013	2014
Luis García del Río (4)	Director Titular	47	2013	2014
Carlos María Tombeur	Director	58	2013	2014
Nicolás Eduardo Piacentino	Director	47	2013	2014
Axel Kicillof (3)	Director Titular	42	2013	2014
Patricia María Charvay (3)	Directora Suplente	31	2013	2014
Sergio Affronti (4)	Director Suplente y Director de Servicios Compartidos	43	2013	2014

Carlos Héctor Lambré	Director Suplente	64	2013	2014
Francisco Ernesto García Ibañez	Director Suplente	48	2013	2014
José Carlos Blassiotto	Director Suplente	34	2013	2014
Cristian Alexis Girard	Director Suplente	32	2013	2014
Javier Leonel Rodríguez	Director Suplente	42	2013	2014
Jesús Guillermo Grande	Director Suplente y Vicepresidente Ejecutivo de Upstream	45	2013	2014
Carlos Agustín Colo (4)	Director Suplente y Director Ejecutivo de Exploración	56	2013	2014
Almudena Larrañaga Ysasi-Ysasmendi	Director Suplente	41	2013	2014

(1) Designado por la Comisión Fiscalizadora y asumió como Director en la reunión de Directorio celebrada en enero, 23, 2014, en reemplazo del Sr. Rodolfo Manuel Lafalla, que había asumido como Director en el Directorio celebrado el 23 de septiembre de 2013, en reemplazo del Sr. Walter Fernando Vázquez.

(2) Asume como Director en la reunión de Directorio celebrada en diciembre, 9, 2013, en reemplazo del Sr. Raúl Eduardo Ortiz, quien presentó su renuncia y fue aceptada por el Directorio. En representación de las acciones Clase A.

(3) En representación de las acciones de Clase A.

(4) Al 28 de Febrero de 2014, la persona posee menos del uno por ciento de las acciones Clase D.

El Presidente del Directorio, quien de acuerdo a los Estatutos debe ser un director Clase D, fue elegido por el Directorio en su reunión del 4 de junio de 2012. Los directores que no son miembros del Directorio, es decir, los gerentes o directores de primera línea, pueden ocupar sus cargos a discreción del Directorio y pueden terminar su período en cualquier momento sin previo aviso.

A continuación se detalla un resumen de la experiencia profesional de los miembros del Directorio designados:

Miguel Galuccio

Sr. Galuccio, DNI N° 20.096.341, CUIL N° 20-20096341-6, es ingeniero en petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Hasta el 16 de abril de 2012, Galuccio formó parte del equipo de dirección de Schlumberger en Londres. Tiene más de 20 años de experiencia internacional en la industria de gas y petróleo. Durante su carrera en Schlumberger, tuvo cargos de Gerente de Yacimientos en tiempo real, México, y Gerente General en América Central, Presidente de la Dirección del Proyecto Integrado –IPM y Presidente de la Dirección de Producción. En 2011, creó la estratégica división “Dirección de Producción Schlumberger”, con sede en Londres, que él dirigió hasta su nombramiento en YPF. A lo largo de su carrera en Schlumberger, Galuccio condujo compañías y equipos de trabajo en los Estados Unidos, Medio Oriente, Asia, Europa, América Latina, Rusia y China. Previo a Schlumberger, trabajó en YPF, donde participó del proceso de internacionalización de la Compañía como gerente de Maxus Energy. Durante su carrera en YPF, ocupó entre otras posiciones la de Gerente de Desarrollo – División Sud YPF, Asesor de Gerentes de Activos en Maxus – YPF Internacional y Gerente de Unidad de negocios en Maxus – YPF International. El 7 de Mayo de 2012, mediante el Decreto N°676/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, Miguel Matías Galuccio fue nombrado Gerente General de la Compañía durante el período de la Intervención y fue nombrado Presidente de la Compañía por la asamblea general de accionistas celebrada en 4 de junio 2012 y fue nombrado CEO de la Compañía por reunión de Directorio celebrada en la misma fecha. Actualmente es Presidente de la Sociedad nombrado por la asamblea general de accionistas celebrada en el 30 de abril de 2013 y su continuación del 30 de mayo de 2013, y director ejecutivo nombrado por reunión de Directorio celebrada el 31 de mayo de 2013. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Axel Kicillof

Sr.Kicillof, DNI N° 22.293.909, CUIL N° 20-22293909-8, obtuvo el título de Licenciado en Economía con orientación en el Sector Público en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, y Doctorado en Economía, en la Universidad de Buenos Aires. Con una basta experiencia docente de grado y posgrado, se desempeñó como Investigador titular del Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad de Buenos Aires, Investigador del Conicet, Director del Proyecto de Investigación UBACYT E017 “Argentina después del colapso de la convertibilidad. Continuidades y rupturas. ¿Un nuevo patrón de crecimiento?”, Subdirector del Centro de Estudios para la Planificación del Desarrollo (CEPLAD) del IIE,

UBA, e Investigador del Centro de Estudios para el Desarrollo Argentino (CENDA). En Diciembre de 2011 fue designado oficialmente Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo en el Ministerio Nacional de Economía y Finanzas de Argentina y desde noviembre de 2013 es Ministro de Economía y Finanzas Públicas. Sr. Kicillof fue elegido como representante de las acciones Clase A en poder del Gobierno federal argentino. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Jorge Marcelo Soloaga

Sr. Soloaga, DNI N° 12.246.706, CUIL N° 20-12246706-7, se graduó en la Escuela Industrial de Caleta Olivia como técnico químico. En la actualidad es un empleado de la Compañía y ha sido Presidente de la Comisión para el Desarrollo de Cañadón Seco desde 2009. Desde 1993, se ha desempeñado como Secretario General de la Unión de aceites e hidrocarburos (Sindicato Unido Petroleros e hidrocarburíferos o SUPeH), en Santa Cruz. Entre otros cargos, se desempeñó como miembro del congreso en la cámara baja de la Provincia de Santa Cruz para el período comprendido entre 1985 y 1989. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gustavo Alejandro Nagel

Sr. Nagel, DNI N° 20.009.066, CUIL N° 20-20009066-8, obtuvo el título de Ingeniero Industrial con Orientación Mecánica en la Universidad Nacional del Comahue en Neuquén, y realizó un Master en Dirección de Empresas en la Escuela Internacional de Negocios. Entre otros cargos, se desempeñó como Jefe de Equipos y Mantenimiento Filial Sud Oeste, Team Leader Servicios y Operaciones Petroleras en Venezuela, Gerente de Área de Negocios (Neuquén- Mendoza-Rosario), Gerente de Oil and Gas Argentina y Bolivia y Gerente General Andina en Gas y Petróleo del Neuquén S.A. Fue Subsecretario de Planificación y Servicios Públicos de la Provincia del Neuquén, y actualmente se desempeña como Director Representante por la Provincia del Neuquén en Hidroeléctrica Piedra del Águila y Director de Exploración y Producción en Gas y Petróleo del Neuquén S.A. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oscar Alfredo Cretini

Sr. Cretini, DNI N° 12.987.172, CUIL N° 20-12987172-6, obtuvo el título de Licenciado en Ciencias Geológicas en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales en la Universidad de Buenos Aires, y un Master en Administración de Empresas, Orientación Empresa y Medio Ambiente en la Escuela de Negocios Internacionales de la Universidad de Belgrano. Entre otros cargos se desempeñó como Chief Geologist en exploración de Uranio/Thorio en las Cuencas de San Jorge, Provincia del Chubut, Cuencas Tronco Amblayo, Salta, Cuenca Paraná en Paraguay y Cuenca jurásica en Colombia y como Asesor Senior en el Honorable Senado de la Nación en materia de Energía Combustible y Minería. Se desempeñó también como consultor profesional para el programa “Informe de Impacto Ambiental del Pozo Exploratorio y los Yacimientos Petrolíferos de Explotación de YPF, Cuenca Golfo San Jorge”, y una filial local del grupo GEA, provincias de Chubut y Santa Cruz. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Roberto Ariel Iovovich

Sr. Iovovich, DNI N° 23.655.311, CUIL N° 20-23655311-7, obtuvo el título de Contador Público Nacional en la Universidad Nacional de Córdoba. Se ha desempeñado como auditor de proyectos de inversión del Consejo Federal de Inversiones y como asesor contable de la Municipalidad de El Calafate, Santa Cruz, en el sector de recaudaciones. Actualmente es el representante designado por la Provincia de Santa Cruz ante la Comisión Federal de Responsabilidad Fiscal. Además, es miembro de la Comisión Federal de Impuestos y jefe de Gabinete del Gobierno de la Provincia de Santa Cruz. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Omar Chafi Félix

Sr. Félix, DNI N° 13.880.900 , CUIL N° 20-13880900-6, ha desempeñado como Secretario del Ministerio de Obras Públicas de la Provincia de Mendoza. También ha servido como concejal de la ciudad de la ciudad de San Rafael, Mendoza desde 1995 a 1999, como alcalde de la ciudad de San Rafael, Mendoza desde 2003 hasta el año 2009 y Legislador Nacional representando de la Provincia de Mendoza desde 2009 hasta 2013. Actualmente es Presidente de Telcom Argentina SA, una empresa orientada a la explotación minera y de los movimientos del suelo, y es también un productor de valores. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Armando Isasmendi (h)

Sr. Isasmendi, DNI N° 24.875.256, CUIL N° 20-24875256-5 se graduó en la Universidad Católica Argentina, con el título de abogado. Actualmente es el Presidente de Recursos Energéticos y Mineros de Salta SA Ha actuado como Presidente de la Entidad de Regulación de Servicios Públicos de la Provincia de Salta, y como asesor en el Ministerio de Desarrollo Económico de la Provincia de Salta. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Héctor Walter Valle

Sr. Valle, DNI N° 4.159.860, CUIL N° 20-4159860-4 se graduó con una licenciatura en Economía Política de la Universidad de Buenos Aires. Él se especializó en la planificación económica y social en el Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social y tiene una especialización en "Problemas de Desarrollo Económico y Comercio Exterior " de la Universidad de Grenoble. Entre otros cargos, ha sido asistente vice - presidente de la Asociación Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad de Buenos Aires, el presidente de la Comisión Económica de la Asociación Profesional de Ciencias Económicas de la Capital Federal y miembro del consejo de la Ciencia Económica Graduados Asociación de la Capital Federal. Ha sido el presidente de la Fundación de Investigación para el Desarrollo desde 1991, y desde enero 2005 hasta junio 2012, él era el presidente del Fondo Nacional de las Artes de Argentina. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Rodrigo Cuesta

Sr. Cuesta, DNI N° 23.898.741, CUIL N° 20-23898741-6 obtuvo una licenciatura en Derecho de la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires y el grado de maestría en derecho administrativo de la Universidad Austral. Entre otros cargos, fue asesor legal de la Oficina Nacional de Asuntos Jurídicos de la Oficina del Fiscal de la Tesorería de la Argentina, Secretario General del Grupo Aerolíneas Argentinas y Subcontralor General de Argentina. Actualmente, él es nuestro Vicepresidente Corporativo de Asuntos Jurídicos. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

José Iván Brizuela

Sr. Brizuela, DNI N° 23.278.938, CUIL N° 20-23278938-8 se graduó de la Universidad de Buenos Aires con una licenciatura en administración con énfasis en finanzas y un grado en sociología con un enfoque en la sociología y la cultura. Ha sido, entre otros, consultor senior del sistema financiero en Alpha Estudio de Economía, y director de la Agencia de Desarrollo e Inversiones del Ministerio de la Nación Argentina de Economía, coordinador general del Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas, representante de la Secretaría de Energía a Nucleoeléctrica Argentina SA , y representante de la Oficina de la Secretaría de la Industria. En 2004, fundó la Sociedad Brisa de Argentina SA, donde actualmente es director. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sebastián Uchitel

Sr. Uchitel, DNI N° 22.362.493, CUIL N° 20-22362493-7 obtuvo el título en Analista Universitario en Computación en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la Universidad de Buenos Aires, Licenciado en Ciencias de la Computación, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, y PhD en Computación, Facultad de Ingeniería, Imperial College, London, Reino Unido. Entre otros cargos, se desempeñó como Profesor Adjunto Regular dedicación exclusiva, del Departamento de Computación, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires; Investigador Adjunto, CONICET; Profesor Adjunto del Departamento de Computación, Imperial College London, Reino Unido; Investigador Asociado, Departamento de Computación, Imperial College, London, Reino Unido; Socio Fundador y Director de Lemma Informática S.R.L.. Asimismo, se desempeñó como Profesor Asociado, dedicación simple del Departamento de Computación, Imperial College London, Reino Unido y como Investigador Independiente del CONICET. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Nicolas Marcelo Arceo

Sr. Arceo, DNI N° 23.276.893, CUIL N° 20-23276893-3 obtuvo su título en Economía en la Universidad de Buenos Aires. Tiene un doctorado en Ciencias Sociales y una Maestría en Economía Política de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Sr. Arceo es nuestro Vicepresidente de Administración y Finanzas. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Fernando Dasso

Sr. Dasso, DNI N° 17.725.270, CUIL N° 20-17725270-1 obtuvo su título en relaciones laborales en la Universidad de Buenos Aires. En el año 1993, se unió a nuestra Compañía y ha ocupado varios cargos dentro de la Sociedad desde esa fecha. En el año 2006, fue designado Director de Recursos Humanos en la unidad de negocios de Exploración y Explotación para la Argentina, Bolivia y Brasil. Actualmente el Sr. Dasso es nuestro Vicepresidente de Recursos Humanos. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Luis García del Río

Sr. Luis García del Río, DNI Español N° 08.824.538J, CUIL N° 20-60424872-9, obtuvo el título de Licenciado en Derecho por la Universidad de Sevilla (España) 1989, fue Abogado del Estado (España) 1993-1999, Asesor del Gabinete de la Ministra de Medio Ambiente (España) 1999-2000, Abogado del Estado en el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias (España) 2000-2001, Responsable de asuntos contenciosos Repsol Butano, S.A. 2001-2004, Responsable Asuntos Jurídicos GLP y Secretario del Consejo de Repsol Butano (Grupo Repsol) 2004-2005, Responsable Asuntos Jurídicos Upstream y GNL (Grupo Repsol) 2005-2008. Es Abogado independiente y socio del despacho profesional García del Río & Larragaña Abogados desde el 1 de mayo de 2008, situación en la que permanece en la actualidad. Su domicilio especial es Av. Madero 942, piso 13, Torre Madero, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos María Tombeur

Sr. Tombeur, DNI N° 11.477.960, CUIL N° 20-11477960-2, se graduó de la Universidad de Buenos Aires, Facultad de Derecho y Ciencias Sociales, con el título de abogado en 1976. Anteriormente, fue profesor de Derecho Económico de la Facultad de Ciencias Económicas y de Derecho Comercial en la Facultad de Derecho y en la Universidad de Buenos Aires. Sr. Tombeur fue también profesor de Derecho Económico en el programa de la Maestría en Políticas Públicas en la Universidad Di Tella. De 1999 a 2005 se desempeñó como miembro del Directorio de YPF SA El Sr. Tombeur fue nombrado controlador de Seguro de Depósitos SA (SEDESA) (Seguro de Depósitos Sociedad) por el Banco Central para el período 1997-2001. También se desempeñó como subsecretario legal del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de 1992 hasta 1996 y fue miembro del Directorio del Banco Central de la República Argentina en el período 1991-1992. Sr. Tombeur fue socio de la firma Caride Fite y Tombeur desde 1977 hasta 1991. Sr. Tombeur es actualmente socio de la firma Severgnini Robiola Grinberg y Tombeur. Él es también un miembro del Colegio de Abogados de la Ciudad de

Buenos Aires y la Asociación Internacional de Abogados. Su domicilio especial es Reconquista 336, piso 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Nicolás Eduardo Piacentino

Sr. Piacentino, DNI N° 17.796.334, CUIL N° 20-17796334-9, se graduó en la Universidad Católica Argentina, con un título en Ingeniería. En la actualidad presta servicios de consultoría en la producción comercial, logística y para diferentes empresas de minería, granos y energía. También trabajó en la actividad de comercialización de varias empresas, como Glencore Ltd y Repsol - YPF Trading y Transporte S.A. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sergio P. Affronti

Sr. Affronti, DNI N° 20.748.794, CUIL N° 20-20748794-6, obtuvo el título de Contador Público Nacional por la Universidad Católica Argentina, es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina, y O&G Management and Engineering Program, por la University of Texas of Austin, TX, USA. Entre otros Cargos se desempeñó como Gerente de Planificación y Administración de Regional Argentina Sur de YPF Upstream, Comodoro Rivadavia (1998-2001); Coordinador de Abastecimiento Estratégico Upstream de Repsol-YPF Upstream, Buenos Aires (2001-2002), Gerente de Planificación Estratégica Upstream LATAM de Repsol-YPF Upstream, Buenos Aires (2002-2004), Director de Compras y Contrataciones de Upstream, Repsol-YPF Upstream, Buenos Aires (2004-2006), Director de Planificación y Control de la regional Europa, Asia y África y del Proyecto Gassi Touil, de Repsol-YPF Upstream, Madrid, España y Arel -HM-GT, Argelia (2006-2008), Country Manager Ecuador y Director de UN de Upstream de Repsol-YPF Upstream, Quito, Ecuador (2008-2010) y Director de Desarrollo Corporativo de Upstream Repsol-YPF Corporación, Madrid España (2011-mayo 2012). Actualmente se desempeña como Vicepresidente de Servicios Compartidos. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Héctor Lambré

Sr. Lambré, DNI N° 7.615.094, CUIL N° 20-07615094-0 obtuvo el título de Ingeniero en Petróleo en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Entre otros cargos, se desempeñó como Gerente de la Unidad del Golfo San Jorge para Pan American Energy; Gerente General de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (Termap S.A.); Team Consultant y Director del “Programa de Mejoramiento continuo y participación del Personal” y Superintendente Divisional de Producción en Amoco Argentina OLI CO. Dentro de la misma Compañía también se desempeñó en el Departamento de Ingeniería y de Seguridad. Asimismo, se desempeñó en el Sector Público, entre otros cargos, fue Director General de Control Fiscal y Estadísticas de la Secretaría de Hidrocarburos y Minería de Chubut, Asesor de la Dirección General de Rentas de la Provincia de Chubut y Asesor de Petrominera Chubut S.E. Actualmente se desempeña como subsecretario del Ministerio de Hidrocarburos de la Provincia de Chubut y como secretario ejecutivo de la OFEPLI. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Francisco E. García Ibáñez

Sr. García Ibáñez, DNI N° 16.868.285, CUIL N° 23-16868285-9, obtuvo el título de Abogado en la Universidad Nacional del Litoral. Entre otros cargos se desempeñó como Jefe de Gabinete del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte; Consejero representante de la Provincia de Mendoza en el Consejo Federal de Energía Eléctrica; Asesor de Gabinete del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte; Presidente de la Junta de Disciplina del Ministerio de Economía y Finanzas; Asesor Letrado en el Departamento Jurídico del Ministerio de Hacienda e Inspector Delegado en la Dirección de Compras y Suministros del Ministerio de Hacienda. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

José Carlos Blassiotta

Sr. Blassiotta, DNI N° 27.574.819, CUIL N° 20-27574819-7, se graduó de la Universidad de Belgrano, con el título de abogado. Actualmente es el Ministro de Economía y Obras Públicas de la Provincia de Santa Cruz , así como también representante de la Provincia de Santa Cruz, en la Comisión Argentina de Arbitraje, la Comisión para la Responsabilidad Fiscal y la Comisión Federal de Impuestos. Él es también profesor de Derecho Procesal Civil y Comercial en el Departamento de Ciencias Penales en el Instituto Universitario de la Policía Federal Argentina. También actuó como Secretario Legal y Técnico del Ministerio de Economía y Obras Públicas en Santa Cruz, como Director de Fiscales Fiscales del Tribunal en Santa Cruz, como asesor legal de la Cámara Baja en la provincia de Santa Cruz, y como Miembro Regular en el Comité de Contratos en el Departamento de la Lotería Nacional de Asuntos Jurídicos. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Cristian Alexis Girard

Sr. Girard, DNI N° 29.013.449, CUIL N° 20-29013449-9 se graduó de la Universidad de Buenos Aires, con un título en Economía. Actualmente está recibiendo un doctorado en Ciencias Económicas en la Universidad de Buenos Aires, y es profesor en el Departamento de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, y en la Universidad Popular de Madres de Plaza de Mayo. También se desempeña como director de la Dirección Nacional de Empresas con Participación de los gobiernos , y actualmente es director en representación del Gobierno Argentino en varias empresas, como SIDERAR SAIC, YPF GAS SA, Metrogas SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA y Gas Natural Fenosa SA. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Javier Leonel Rodríguez

Sr. Rodríguez, DNI N° 22.381.027, CUIL N° 20-22381027-7 se graduó de la Universidad de Buenos Aires, con un título en Economía. También ha presentado su tesis para obtener un doctorado de dicha Universidad, que está siendo evaluado. Actualmente se desempeña como Sub- Secretario de Planificación Económica de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo en el Ministerio Nacional de Economía y Finanzas Públicas. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Jesús Guillermo Grande

Sr. Grande, DNI N° 20.218.371, CUIL N° 23-20218371-9, se graduó de la Universidad Nacional de Tucumán , con un título en ingeniería. Desde 1993, ha ocupado diversos cargos en Schlumberger, en calidad de Director de Recursos Humanos y Presidente de una de sus líneas de servicio y jefe de Implementación de Estrategia Corporativa. También se ha desempeñado en cargos ejecutivos y operativos en Kuwait, Argentina, Brasil, Angola y Estados Unidos. Su especialidad es la optimización de la gestión y las operaciones. Sr. Grande es nuestro Vicepresidente Ejecutivo Upstream. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Agustín Colo

Sr. Colo, DNI N° 13.542.026, CUIL N° 20-13542026-4, obtuvo una licenciatura geología de la Universidad Nacional San Juan Bosco de la Patagonia. Entre otros cargos , se desempeñó anteriormente como jefe de distrito de la cuenca Golfo San Jorge, director de la Oficina Técnica de Upstream , director de la Unidad Económica compuesta por Las Heras y Santa Cruz de YPF y country manager de Repsol Colombia. Actualmente se desempeña como nuestro Gerente de Exploración Ejecutivo.

Almudena Larrañaga Ysasi – Ysasmendi

Sra. Almudena Larrañaga Ysasi – Ysasmendi, DNI Español N° 2.904.897C, ha sido abogada colegiada desde 1999. Se graduó de la Universidad Complutense de Madrid en 1996, con el título de abogado. Ella ha servido en varias empresas de Dragados (TECSA) Grupo, así como la plaza, Sanders & Dempsey, y Gómez

Acebo & Pombo. En 1999 se incorporó al Departamento de Asuntos Jurídicos de REPSOL BUTANO SA. En 2006 fue nombrado Ysasi-Ysasmendi director de Asuntos Jurídicos (Upstream) para Europa y África del Norte en el Grupo Repsol. En 2007 fue nombrado director de Asuntos Jurídicos (Upstream y GNL) para Europa y África del Norte. Desde el 1 de mayo de 2008, ha trabajado como abogado independiente y actualmente es socio de García del Río y Larrañaga Abogados. Su domicilio especial es Av. Madero 942, Piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Patricia María Charvay

Sra. Charvay, DNI N° 29.906.466, CUIL N° 27-29906466-8, obtuvo un título en economía y un doctorado en Economía de la Universidad de Buenos Aires. Entre otros cargos, se desempeñó anteriormente como consultor para el Consejo de Coordinación de Políticas Sociales. Actualmente ella representa al Gobierno federal argentino sirviendo como director de varias empresas, entre otros Edenor SA y Endesa Costanera SA, y ella es secretaria de Política Económica y Planificación del Desarrollo para el Ministerio Nacional de Economía y Finanzas de Argentina. Sra. Charvay fue elegido como Director Suplente representante de las acciones clase A, por el Gobierno Argentino. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Prácticas del Directorio

Prácticas de nuestro Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscrita en la IGJ.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que se encuentran en competencia con nuestras actividades. Se autorizan las transacciones o los contratos celebrados entre directores e YPF, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Las transacciones que no cumplan con los requerimientos antes mencionados deberán contar con la aprobación previa del Directorio o de la Comisión Fiscalizadora si no existiese quórum del Directorio. Asimismo, estas transacciones deberán ser posteriormente aprobadas por los accionistas reunidos en una asamblea general. Si nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los nuestros con relación a cualquier materia deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director será responsable hacia nosotros.

Un director no será responsable si, sin perjuicio de su presencia en la reunión en la cual se adoptó una resolución o aún teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables.

Primera Línea Gerencial

Nuestra primera línea gerencial a la fecha de este Prospecto esta compuesto por:

Nombre	Cargo
Miguel Galuccio.....	Presidente del Directorio, Gerente General y Vicepresidente Ejecutivo (CEO)
Daniel González.....	CFO
Rodrigo Cuesta.....	Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos
Jesús Grande.....	Vicepresidente Ejecutivo Upstream
Carlos Alfonsi.....	Vicepresidente Ejecutivo Downstream
Fernando Giliberti.....	Vicepresidente de Planeamiento Estratégico y Desarrollo de Negocios
Nicolás Arceo.....	Vicepresidente de Administración y Finanzas
Doris Capurro.....	Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales
Fernando Dasso.....	Vicepresidente Recursos Humanos
Sergio Affronti.....	Vicepresidente de Servicios Compartidos

Daniel González

Sr. González, DNI N° 21.178.432, CUIL N° 20-21178432-7, es el Presidente del Comité de Transparencia. Daniel Gonzalez es Licenciado en Administración de Empresas de la Universidad Católica Argentina. Se desempeñó durante 14 años en el banco de inversión Merrill Lynch & Co en Buenos Aires y Nueva York ocupando los cargos de Jefe de Fusiones y Adquisiciones para América Latina y Presidente para el Cono Sur (Argentina, Chile, Perú y Uruguay), entre otros. Durante su desempeño en Merrill Lynch, el Sr. González jugó un papel destacado en varias de las transacciones más importantes de banca de inversión en la región. Permaneció como consultor de Bank of America Merrill Lynch luego de su salida del banco. Anteriormente fue Jefe de Planeamiento Financiero y Relaciones con Inversores en Transportadora de Gas del Sur SA. Actualmente también es miembro del Directorio de Hidroneuquén SA y de Hidroeléctrica Piedra del Águila SA. A la fecha de emisión de este prospecto, el Sr. González es nuestro CFO. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. González forma parte de la Compañía hace 1 año y siete meses.

Fernando Giliberti

Sr. Giliberti, DNI N° 17.902.911, CUIL N° 20-17902911-2 obtuvo el Título de Contador Público, en la Universidad Católica Argentina, Magister en Administración de Empresas en la UADE, Postgraduate Diploma in Management and Economics of Natural Gas, College of Petroleum Studies, Oxford University, Reino Unido, y Master in Science of Management, Sloan Program, GSB Standford USA. Entre otros cargos se desempeñó en YPF como Jefe de Contabilidad y Finanzas de UN Mendoza, Gerente de Apoyo a los Negocios División Sur, Gerente Operaciones Unidad Económica Piloto El Guadal-Lomas del Cuyo, Gerente de Desarrollo de Negocios y Director de Desarrollo de Negocios de Exploración y Producción. En San Antonio (Pride International), se desempeñó como Gerente de Apoyo a los Negocios División Sur, y VP de Unidad de Negocios Latinoamérica y Pioneer Natural Resources de Argentina, VP de Desarrollo de Negocios. En 2006, fundó Oper-Pro Services S.A. Actualmente es nuestro Vicepresidente de Planeamiento Estratégico y Desarrollo de Negocios. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Giliberti forma parte de la Compañía hace un año y diez meses.

Carlos Alfonsi

Sr. Alfonsi, DNI N° 13.842.218, CUIL N° 20-13842218-7 obtuvo el título de químico en la Universidad Tecnológica de Mendoza, Argentina, el título de “IMD Managing Corporate Resources” de Lausanne University y estudió en el Massachussets Institute of Technology. En 1987 se incorporó a nuestra Compañía ocupando diversos cargos. Los cargos ocupados incluyen los cargos de Gerente de operaciones, director de la refinería La Plata, así como director de planeamiento operativo, Director de Comercio y Transporte para América Latina, Director de Refino y Marketing en Perú, Gerente de país para Perú, y R&M para Perú, Chile, Ecuador y Brasil. Actualmente el Sr. Alfonsi es nuestro Vicepresidente Ejecutivo Downstream. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Alfonsi forma parte de la Compañía hace 27 años y tres meses.

Doris Capurro

Sra. Capurro, DNI N° 10.554.101, CUIL N° 27-10554101-0 es Licenciada en Sociología. Durante su carrera la Sra. Capurro se especializó en relaciones públicas, medios de comunicación, publicidad, gestión

política, marketing e investigación de mercado. La Sra. Capurro es presidente de dos consultoras líderes en la Argentina CAPComunications S.A. e Ibarometro S.A. Adicionalmente, la Sra. Capurro fundó y dirigió una agencia líder de servicios de publicidad y comunicación (Capurro y Asociados), durante 20 años, hasta que fue adquirida en 1999 por el grupo francés Publicis. Recibió varios premios nacionales e internacionales para la creatividad publicitaria, estrategia y gestión. La Sra. Capurro es la organizadora de las Jornadas Internacionales de Gerenciamiento Político en Buenos Aires, patrocinado por la Escuela de Postgrado de Gerencia Política de la Universidad George Washington y Torcuato Di Tella. Es profesora en el Máster de Comunicación Política de la Universidad Pontificia de Salamanca, España, y en la Universidad FLACSO en Buenos Aires. A la fecha de emisión de este prospecto, la Sra. Capurro es nuestra Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La Sra. Capurro forma parte de la Compañía desde el 1 año y cinco meses.

La Comisión Fiscalizadora

La Comisión Fiscalizadora es responsable de supervisar el cumplimiento por parte del Directorio y funcionarios de la Ley de Sociedades, los estatutos, las regulaciones aplicables (si las hubiera) y las resoluciones de la asamblea de accionistas. Las funciones de la Comisión Fiscalizadora también incluyen, entre otras, asistir a todas las reuniones de Directorio, preparar un informe sobre los estados contables para nuestros accionistas, asistir a las asambleas de accionistas y proveer de información cuando los accionistas que representen al menos el 2% de nuestro capital así lo solicitaran.

Nuestro estatuto social dispone la creación de una Comisión Fiscalizadora formada por tres a cinco miembros titulares y tres a cinco miembros suplentes según lo determine la asamblea de accionistas, elegidos por el período de un ejercicio. Los accionistas Clase A tienen derecho a elegir un miembro titular y un miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora mientras exista al menos una acción Clase A. Los tenedores de acciones Clase D eligen hasta cuatro miembros titulares y cuatro miembros suplentes de dicha comisión, de acuerdo con lo que determine la asamblea de accionistas. De conformidad con nuestro estatuto social, cualquier miembro podrá convocar a una reunión de la Comisión Fiscalizadora. La reunión exige la presencia de todos los miembros, y se adoptan las resoluciones por mayoría. Los miembros titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora no son miembros del Directorio. La función de nuestra Comisión Fiscalizadora difiere de la del Comité de Auditoría. Véase "Comité de Auditoría". Para el período concluido el 31 de diciembre de 2013, la remuneración total pagada a los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue de Ps. 1,7 millones.

A continuación aparece un detalle con los nombres de los miembros actuales de la Comisión Fiscalizadora, el año de su designación original y el año en el cual vencen sus mandatos actuales:

Nombre	Clase de acciones representadas	Cargo	Edad	Miembro desde	Cargo vence en
Gustavo Adolfo Mazzoni	A	Síndico titular	62	2013	2014(*)
María de las Mercedes Archimbal	D	Síndico titular	31	2013	2014(*)
Enrique Alfredo Fila.....	D	Síndico titular	54	2013	2014(*)
Raquel Inés Orozco (suplente)	A	Síndico suplente	58	2013	2014(*)
Guillermo Leandro Cadirola (suplente).....	D	Síndico suplente	38	2013	2014(*)
Cecilia Leonor Carabelli (suplente).....	D	Síndico suplente	43	2013	2014(*)

(*) Los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora son designados en relación con el año fiscal. Nuestros accionistas, en la asamblea general ordinaria de accionistas celebrada el 30 de abril de 2013 y continuada el 30 de Mayo de 2013, designaron a los miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio fiscal 2013.

Gustavo Adolfo Mazzoni

El Sr. Mazzoni es Contador Público por la Universidad Nacional de Buenos Aires, Psicólogo Social por la Escuela de Psicología Pichon Riviere y especialista en Administración Financiera por la Universidad Nacional de Buenos Aires. Entre los años 1976 y 1980 se desempeñó en el Estudio de Auditoría Price Waterhouse & Co, como auditor senior, a partir del año 1980 y hasta 1993 en la Sindicatura General de Empresas Públicas, realizando tareas como Jefe de equipos de auditoría, Jefe del departamento de auditoría y síndico en diversas empresas del Estado Nacional. A partir del año 1993 se desempeñó en la Sindicatura General de la Nación como síndico y Gerente de Supervisión Institucional y Social teniendo a su cargo la supervisión de equipos

propios de auditoría y las unidades de auditoría interna de los Ministerios de Educación, Desarrollo Social, Salud, Trabajo, Interior, Justicia, la Jefatura de Gabinete de Ministros y las Universidades Nacionales. Actualmente se desempeña como síndico titular en Aerolíneas Argentinas S.A., Austral S.A., Optar S.A., ARSAT, EBISA, CEATSA, Gas Natural BAN y como director en Radio Televisión Argentina. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

María de las Mercedes Archimbal

Sra. Archimbal obtuvo el título de abogada por la Universidad Católica Argentina, Especialista en Relaciones y Negociaciones Internacionales por la Universidad de San Andrés y la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Magister en Relaciones y Negociaciones Internacionales por la Universidad de San Andrés, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) y la Universidad de Barcelona. Entre los años 2006 y 2012 se desempeñó como asesora legal en diversas áreas del sector público. Entre otros cargos fue coordinadora legal de la Subsecretaría de Promoción al Financiamiento de la Pequeña y Mediana Empresa de la Secretaría de la Pequeña y Mediana Empresa y Desarrollo Regional del Ministerio de Industria e integró el Grupo Ad- Hoc y la Comisión Asesora para el Fondo de Garantías de MERCOSUR para Micro, Pequeñas y Medianas Empresas. Actualmente, se desempeña como Síndico en la Gerencia de Fiscalización de Sociedad, Empresas y Entidades Financieras de la Sindicatura General de la Nación. Es síndico titular en Nación Fideicomisos S.A. y síndico suplente en Radio y Televisión Argentina S.E., Euromayor S.A. Inversiones y Pampa Energía S.A. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Enrique Alfredo Fila

Sr. Fila obtuvo el título de Contador Público en la Universidad Nacional de La Plata. Se desempeñó durante más de veinte años en la actividad privada como administrador en las áreas de gestión de los recursos humanos, administración, e implementación de sistemas de calidad, desde estudios consultores, empresas comerciales y organizaciones industriales. Durante diez años se desempeñó en la actividad pública, entre otros cargos como Concejal en la ciudad de La Plata, Vicepresidente II del Cuerpo y asesor del Intendente durante el período 2006-2007 en las materias de su incumbencia profesional y fue consultor en el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación dentro del Proyecto P.N.U.D Arg 08/002. Actualmente se desempeña como Síndico en la Gerencia de Fiscalización de Empresas, Sociedades y Entidades Financieras en la Sindicatura General de la Nación. Es Síndico Titular designado en Tandanor S.A.I.C. y N., Aeropuertos Argentina 2000 S.A., RTA S.E., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., YPF Gas S.A. y Síndico Suplente de Nación A.F.J.P. S.A., Servicios de Radio y Televisión de la Universidad Nacional de Córdoba – SRT S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica Por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. –Transba S.A., Compañía de Transporte de Energía Eléctrica- Transener, Veng S.A. Compañía Inversora de Trasmisión Eléctrica- Citelec S.A., y Sociedad del Estado Casa de Moneda. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Raquel Inés Orozco

Sra. Orozco actualmente desempeña funciones como Síndico Societario Titular en las siguientes sociedades: CENTRAL TÉRMICA GUEMES S.A. desde el 26 de mayo de 2010, TELAM S.E. desde el 8 de noviembre de 2007; UBATEC S.A. desde el 14 de diciembre de 2010; INDER S.E. (e.l.) desde el 23 de noviembre de 2006; FONCAP S.A. desde el 31 de octubre de 2010 y en LT10 RADIO UNIVERSIDAD DEL LITORAL S.A. desde el 08 de septiembre 2006; como Sindico Societario Suplente en LOTERIA NACIONAL S.E. desde el 4 de agosto de 2011. La Sra. Orozco es Abogada graduada en la Universidad de Buenos Aires, con diversos cursos de actualización acordes con la función de Síndico Societario. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Cadirola

Sr. Cadirola obtuvo su título de Contador Público, graduándose con honores, en la Universidad de Buenos Aires, complementando su perfil académico con la realización de una Maestría en Economía y Dirección de Empresas (MBA) en el IESE Business School de Barcelona, España. Actualmente, es miembro de la Sindicatura General de la Nación (SIGEN), ejerciendo funciones de síndico en AGP S.E., ALL Central S.A. y ALL

Mesopotámica S.A. Cuenta con amplia experiencia en la gestión de diversas empresas multinacionales en áreas de Operaciones, Compras y Finanzas. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Cecilia Leonor Carabelli

Sra. Carabelli obtuvo el título de Abogada por la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires. Realizó cursos de actualización en Derecho Notarial y Registral en la Universidad Católica Argentina y en Derecho Societario en la Universidad de Buenos Aires. En su experiencia profesional, entre otros cargos, trabajó en estudios jurídicos. Asimismo, se desempeñó en el sector público en la gerencia de asuntos jurídicos de la ANSeS, en la Secretaría de Desarrollo Social –Subsecretaría de Políticas Sociales-, en el Honorable Senado de la Nación como Sub directora de despacho, en la Legislatura de la Ciudad de Buenos Aires como jefa de despacho, en la Obra Social de la Ciudad de Buenos Aires como asesora legal del Directorio, integrante del Comité de Administración del Fondo Fiduciario de Deudores Hipotecarios en representación del Ministerio de Economía y Producción, en la Dirección de Asuntos Legales y Administrativos de la Administración Federal de Ingresos Públicos. Actualmente es Síndico de la Sindicatura General de la Nación. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asesores legales

Ciertas cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán determinadas por el Estudio O'Farrell, nuestros asesores legales en Argentina, y por Tanoira Cassagne Abogados u otros asesores legales que se especifiquen en el suplemento de precio aplicable como asesores legales en Argentina de los colocadores correspondientes. El Estudio O'Farrell tiene su domicilio en Av. De Mayo 645/651, (C1084AAB) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mientras que Tanoira Cassagne Abogados tiene su domicilio en Juana Manso 205, 7mo. Piso, Puerto Madero (C1107CBE), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y financieros.

Auditores

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales fueron los siguientes:

Balance al:	Firmado por:	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31 de diciembre de 2013	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2012	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2011	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.R.L.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

Diego O. De Vivo, DNI N° 21.552.635, CUIT N° 20-21552635-7 y Guillermo D. Cohen, DNI N° 20.200.181, CUIT N° 20-20200181-6, socios de la firma auditora, se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La asamblea de accionistas celebrada el 30 de abril de 2013 aprobó la designación de Deloitte & Co. S.A. (antes Deloitte & Co. S.R.L.) como auditores externos de nuestros estados contables por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. También la citada asamblea resolvió designar a los señores Guillermo D. Cohen y Fernando G. del Pozo (matriculado en el C.P.C.E.C.A.B.A., Tomo 254, Folio 138), indistintamente, como contadores certificantes por Deloitte & Co. S.A.

Adicionalmente, el Comité de Auditoría de la Sociedad en su reunión de marzo de 2014 no tuvo objeciones en la designación de Deloitte & Co. S.A. como auditores externos de nuestros estados contables al 31 de diciembre de 2014, lo cual será considerado por la próxima Asamblea de Accionistas de la Sociedad.

RESUMEN

Panorama general

Somos la principal compañía de energía de la Argentina, y operamos una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* y *downstream* del país. Nuestras operaciones de *upstream* consisten en la exploración, explotación y producción de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo (“GLP”). Nuestras operaciones de *downstream* incluyen la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural. En 2013, nuestras ventas netas consolidadas fueron de Ps. 90.113 millones y nuestra utilidad neta fue de Ps. 5.079 millones.

Hasta noviembre de 1992, la mayoría de nuestras predecesoras eran empresas de propiedad del Estado cuyas operaciones se remontan a la década de 1920. En noviembre de 1992, el gobierno argentino sancionó la Ley N° 24.145 (la “Ley de Privatización”), que estableció los procedimientos mediante los cuales nuestra compañía se privatizaría. En julio de 1993, conforme a la Ley de Privatización, completamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, que anteriormente fueran de propiedad del Estado nacional. Como resultado de esa oferta y de otras transacciones, hacia fines de 1993, el porcentaje de nuestro capital accionario de propiedad del gobierno argentino se redujo del 100% a aproximadamente el 20%.

Desde 1999, y hasta la aprobación de la sanción de Ley de Expropiación, éramos una sociedad controlada por Repsol YPF, una compañía integrada de petróleo y gas con sede central en España y operaciones en gran parte del mundo. Repsol YPF fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía adquirió en diferentes momentos acciones que representan el 15,46% de nuestro capital social. Asimismo, Repsol YPF había otorgado opciones a favor de ciertas afiliadas de Petersen Energía para adquirir hasta un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, la cual fue ejercida en mayo de 2011.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso de la Nación (el “Congreso”) sancionó la Ley de Expropiación. Entre otros asuntos, la Ley de Expropiación declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones Clase D, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. La mencionada Ley también dispone que a fin de garantizar la continuidad en las actividades de exploración, producción, industrialización y refinación de hidrocarburos a cargo de YPF Sociedad Anónima, así como su transporte, comercialización y distribución y el incremento del flujo inversor, para el adecuado abastecimiento de los combustibles necesarios para el funcionamiento de la economía nacional, el Poder Ejecutivo Nacional, a través de las personas u organismos que designe, desde la entrada en vigencia de la ley ejercerá todos los derechos que las acciones a expropiar confieren en los términos de los artículos 57 y 59 de la Ley N° 21.499. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la norma citada establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Véase “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - El Estado nacional ejerce los derechos sobre las acciones sujetas a expropiación bajo la Ley 26.741 y se espera que la Sociedad sea operada conforme a la política energética de acuerdo con la mencionada ley”, “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación” y “Accionistas Mayoritarios y Transacciones con Partes Relacionadas”.

Además de las actividades mencionadas, el 12 de Marzo de 2014 YPF S.A. (“YPF”) y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (“Apache”) para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades extranjeras controlantes de sociedades argentinas titulares de activos localizados en la República Argentina (28 concesiones (23 operadas y 5 no operadas) en la Cuenca Neuquina; 7 concesiones en Tierra del Fuego; importante base de recursos convencionales, entre otros). De esta manera, YPF será la controlante de las participaciones societarias del grupo Apache en la Argentina. El precio pagado por la transacción incluyó 786 millones de dólares, más la asunción de la deuda bancaria de 31 millones de dólares correspondiente a las empresas adquiridas. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una

infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorga, a cambio de 217 millones de dólares, una participación en ciertos activos correspondientes con los adquiridos a Apache ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorga, a cambio de 217 millones de dólares, una participación en ciertos activos correspondientes con los adquiridos a Apache ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

La información contenida dentro de este prospecto para el ejercicio 2013 y sus correspondientes comparativos, fue obtenida de nuestros Estados Contables Consolidados Auditados y Memoria aprobados por el Directorio con fecha 7 de marzo de 2014.

Upstream

- Al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a información interna de la Compañía, teníamos participación en más de 90 yacimientos de petróleo y gas en Argentina. De acuerdo a la Secretaría de Energía de Argentina, estos activos representan aproximadamente el 44% de la producción total de petróleo crudo del país, excluyendo líquidos de gas natural (“LGN”), y aproximadamente el 36% de su producción total de gas, incluyendo LGN, en 2013, de acuerdo con la información suministrada por la Secretaría de Energía de la República Argentina (“Secretaría de Energía”).
- De acuerdo a información y estimaciones internas de la Sociedad, tenemos reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2013, de aproximadamente 628 mmbbl de petróleo y de aproximadamente 2.558 bcf de gas, lo cual representa de acuerdo a nuestros cálculos un total de reservas de aproximadamente 1.083 mmbpe en comparación con aproximadamente 590 mmbbl de petróleo, incluyendo condensados y líquidos de gas natural, y aproximadamente 2.186 millones de pies cúbicos de gas, que representan las reservas totales de aproximadamente 979 mmbpe al 31 de diciembre de 2012.
- Durante el ejercicio 2013, de acuerdo a información interna de la Compañía, produjimos aproximadamente 101 mmbbl de petróleo (aproximadamente 279 mbbbl/d) y aproximadamente 437 bcf de gas (aproximadamente 1.197 mmcf/d), representando una producción total de aproximadamente 180 mmbpe (aproximadamente 493 mbbpe/d), en comparación con aproximadamente 101 mmbbl de aceite (275 mbbbl/d), incluyendo condensados y líquidos de gas natural, y aproximadamente 432 millones de pies cúbicos de gas (1.179 mmcf/d) en 2012.

Downstream

- Somos el principal refinador de la Argentina con operaciones en tres refinerías de nuestra exclusiva propiedad con una capacidad de refinación anual combinada de aproximadamente 116 mmbbl (319,5 mbbbl/d) (Ver adicionalmente “—Downstream- División Refino”). También tenemos una participación del 50% en Refinería del Norte S.A. (“Refinor”), una sociedad controlada conjuntamente con y operada por Petrobrás Energía S.A. (“Petrobras”), que cuenta con una capacidad de refinación de 26,1 mbbbl/d.
- Al 31 de diciembre de 2013, nuestra red de distribución minorista de combustibles comprendía 1.542 con la marca YPF, de las cuales 111 somos propietarios directamente o a través de nuestra sociedad 100% controlada Operadora de Estaciones de Servicio S.A. (“OPESSA”), y estimamos que contábamos con cerca del 34,1% de todas las estaciones de servicio de Argentina.
- Somos uno de los más importantes productores petroquímicos en Argentina y el Cono Sur de América Latina, con operaciones llevadas a cabo en nuestras plantas de Ensenada y Plaza Huincul. Además, Profertil S.A. (“Profertil”), una sociedad controlada conjuntamente con Agrium Holdco Spain S.L. (“Agrium”), es productora líder de urea en el Cono Sur.

El mercado argentino

Argentina es el segundo productor de gas natural y el cuarto productor de petróleo crudo en América del Sur y América Central sobre la base de la producción de 2012, según el estudio de estadísticas de BP (*BP Statistical Review of World Energy*) de 2013, publicado en junio de 2013 .

En respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 el gobierno argentino, de conformidad con la Ley de Emergencia Pública y Reforma al Régimen Cambiario N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), estableció retenciones a las exportaciones sobre ciertos productos hidrocarbúricos. En los años posteriores, a fin de satisfacer la demanda local creciente y reducir la presión inflacionaria, esa política se complementó con limitaciones a los precios locales, restricciones temporarias a las exportaciones y subsidios a las importaciones de gas natural y gasoil. Por consiguiente, hasta 2008, los precios locales de los productos del petróleo y gas natural permanecieron considerablemente más bajos que los precios en los países limítrofes y en las transacciones internacionales de *commodities*, aumentando la demanda local de esos productos.

Luego de la crisis económica de 2001 y 2002, el Producto Bruto Interno (“PBI”) de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5% aproximadamente desde el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis del mercado financiero internacional. En el año 2010 y 2011, el PBI de Argentina creció a una tasa real anual del 9.0% aproximadamente. En 2012 y 2013, el PBI de Argentina ha experimentado una desaceleración, con un crecimiento a una tasa promedio anual de aproximadamente 1,9% en 2012 y 5% en 2013, de acuerdo a información preliminar oficial. Impulsada por la expansión económica y por los precios locales bajos, la demanda de energía en la Argentina ha aumentado significativamente durante ese mismo período, sobrepasando el suministro de energía (que disminuyó en el caso del petróleo). El consumo de gas natural creció a una tasa promedio anual de aproximadamente 5% durante el período 2003-2011 según el *BP Statistical Review of World Energy* y la Secretaría de Energía. Como resultado de ese crecimiento acumulado de la demanda y de las medidas tomadas por las autoridades regulatorias de Argentina destinadas a respaldar el suministro local, los volúmenes exportados de productos hidrocarbúricos, especialmente de gas natural, gasoil y naftas disminuyeron a un ritmo constante durante ese período. Al mismo tiempo, Argentina ha incrementado las importaciones de hidrocarburos, convirtiéndose en un importador neto de ciertos productos como el gasoil, a la vez que aumentaron las importaciones de gas natural (incluyendo GNL). En el año 2003, las exportaciones de gasoil en la Argentina, netas de las importaciones del mismo producto, ascendieron a aproximadamente 1.349 mcm, mientras que en 2013 las importaciones netas ascendieron a aproximadamente 2.427 mcm, según información de la Secretaría de Energía. Se están efectuando inversiones significativas en el sector de energía, y se espera que sean requeridas inversiones adicionales a fin de respaldar el crecimiento económico continuo.

La demanda de gasoil en Argentina excede la producción local. Además, los precios correspondientes a la importación de productos refinados han sido generalmente superiores a los precios promedio de venta locales de dichos productos, haciendo no rentables la importación y la reventa de los mismos. En consecuencia, en algunas ocasiones, las estaciones de servicio experimentan faltas temporales de producto haciendo por consiguiente necesario suspender o restringir las ventas de gasoil.

El 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso. La Ley de Expropiación declaró el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Además, declara como objetivo garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias argentinas y regiones. Véase “Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación”

Fortalezas competitivas

Mayor productor, refinador y comercializador de crudo, gas natural y productos refinados de la Argentina

Luego del esfuerzo inicial productivo de 2012, YPF logró finalmente revertir la tasa de declinación de la producción de petróleo y gas durante 2013, lo cual no había sucedido en los últimos 10 años. En este período, la producción de crudo en barriles por día creció 2,2% en comparación con el año anterior, mientras que la producción de gas natural subió un 1,4% medida en barriles de petróleo equivalente por día. Adicionalmente, si se considera específicamente la producción operada por la Sociedad, los valores antes mencionados ascienden a 2,81% y 4,4% para petróleo y gas, respectivamente, lo que demuestra el esfuerzo y recursos destinados por la Sociedad al logro del objetivo aumentar los niveles de producción e incrementar el valor de la compañía. En 2013 ha habido un aumento significativo en el número de equipos de perforación en actividad hasta alcanzar un total de 65 equipos, 41% más que en 2012, 150% más que en 2011, y tuvo un aumento en la perforación de pozos de más del 52% (243 pozos). Del total de los pozos en extracción, más de 150 resultan productores de petróleo y gas no convencional. Estos pozos producen aproximadamente 17,3 boe/d de petróleo y 2,37 Mm3/d de gas al final de 2013, lo que confirma el fuerte compromiso de la empresa con el desarrollo de estos recursos de enorme potencial. En términos de esfuerzos exploratorios, en 2013 ha aumentado en 14% basado en el número de pozos perforados. En conjunto con las operaciones de desarrollo, YPF logró reemplazar

aproximadamente el 158% de su producción durante 2013, otro hito que no tiene precedentes en los últimos 14 años de la compañía.

Nuestras operaciones de refinación y marketing llevan a cabo la refinación y distribución de más productos refinados que cualquier otra compañía en Argentina. Aún cuando sufrimos un incidente en nuestro complejo de La Plata (todo lo cual cuenta con la cobertura de seguro contratada por la Sociedad), en 2013, tuvimos más del 50% de la capacidad de refinación del país y distribuimos más gasoil, nafta, lubricantes, asfalto y gas natural comprimido que cualquier otro distribuidor. Al 31 de diciembre de 2013, teníamos 1.542 estaciones de servicio con la marca YPF (incluyendo las estaciones de servicio de nuestra propiedad y las estaciones de servicio con franquicia), contábamos con aproximadamente el 34% de las estaciones de servicio de combustibles líquidos del país y poseíamos una participación en el mercado de naftas y gasoil de 54,6% y 57,7% respectivamente de acuerdo al análisis que efectuamos de la información provista por la Secretaría de Energía. Somos uno de los más importantes productores petroquímicos en el mercado local, ofreciendo una amplia gama de productos, incluyendo aromáticos y fertilizantes, LAB, LAS, anhídrido maléico, polibutenos, metanol y solventes.

Fuertemente posicionados como actor integrado a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo y del gas natural

Participamos en la exploración, producción, refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos, obteniendo márgenes en todos los niveles, lo que nos brinda una flexibilidad única en el manejo de nuestro portafolio en relación a nuestros mercados objetivo. Nuestra producción de petróleo es destinada prácticamente en su totalidad a nuestras refinerías. Nuestra producción de gas abastece no solamente a los sectores residenciales del país sino también al consumo de nuestras refinerías y complejos químicos propios, ciertas necesidades de gas de nuestras empresas participadas tales como Compañía Mega S.A. (separadora y fraccionadora de líquidos de gas natural), Profertil S.A. (productora y comercializadora de fertilizantes) y Refinor S.A. (refinería ubicada en el Noroeste del país) y ciertas demandas de los sectores de generación eléctrica, industrial y GNC. Los combustibles vendidos en nuestras estaciones de servicio provienen en su gran mayoría de nuestras refinerías y son complementados por combustibles importados por nuestra sociedad cuando las oportunidades de mercado lo justifican y tal que la satisfacción de nuestros clientes sea superior a la que experimentan con nuestros competidores. Este esfuerzo por satisfacer la demanda actual nos asegura una cartera de clientes robusta en el largo plazo, reforzando las oportunidades de rentabilidad en el mismo a través de la cadena de valor integrada.

Importante cartera de concesiones de petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2013, teníamos participación en 142 concesiones de explotación y permisos de exploración en Argentina, con una participación del 100% en 55 de ellas. Muchas de nuestras concesiones de explotación se encuentran entre las más productivas de Argentina, e incluyen concesiones en las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge que, en su conjunto, representaron en 2013 alrededor del 84% y el 92% de nuestras reservas de petróleo y gas, respectivamente. Si bien originalmente nuestras concesiones no expiran hasta el año 2017 en varios casos ya hemos negociado la extensión del plazo de vigencia hasta el año 2026 y 2027 (Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino – Acuerdos de Extensión de Concesiones con la Provincia de Neuquén, Mendoza, Tierra del Fuego y Chubut”) mientras que en otros tantos ya hemos extendido los plazos hasta el año 2042 (Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino – Acuerdos de Extensión de Concesiones con la Provincia de Santa Cruz”). Sólo 20,4 millones de boe al 31 de diciembre de 2013 estaban vinculados a concesiones aún no extendidas). El proceso de obtención de la extensión de las concesiones continúa su marcha conforme a la estrategia de valorización de los activos diseñada, la cual determina la oportunidad y alcance de cada caso. Tenemos una cartera de yacimientos maduros que incluyen reservorios bajo procesos de recuperación secundaria y reservorios de gas de baja permeabilidad (“tight gas”) con características geológicas similares en muchos aspectos a aquellas que en otras regiones (por ejemplo Estados Unidos) han sido exitosamente rejuvenecidos mediante el uso de tecnologías de recuperación de petróleo de avanzada para aumentar los factores de recuperación de reservas y/o para favorecer la permeabilidad mediante mecanismos de estimulación de los reservorios

La mayoría de nuestros yacimientos han estado en funcionamiento durante varios años y, como consecuencia, aproximadamente el 76% de nuestras reservas comprobadas totales de 1.083 mmbpe se clasificaron como desarrolladas al 31 de diciembre de 2013. Adicionalmente, ver información vinculada a la compra de Apache y de la participación adicional en Puesto Hernandez, en este mismo documento.

Importantes activos de refinación y logística

Tenemos importantes activos de refinación con capacidad de procesamiento de alrededor de 319,5 mil barriles diarios que, estimamos, representan más del 50% de la capacidad total de refinación del país, y que operan con altas tasas de utilización (ver adicionalmente información sobre el siniestro sufrido por nuestra refinación en la Plata en “—Downstream- División Refino”). Nuestro sistema de refinación cuenta con una alta complejidad, lo cual nos otorga la flexibilidad necesaria para transferir parte de nuestros recursos de producción hacia productos con mayor valor agregado. Nuestros activos de refino también se benefician de la producción a gran escala (nuestra refinación de La Plata es la más grande de Argentina y cuenta con una capacidad de 189 mbb/d), de una ubicación conveniente y están entre los mejores del mundo en términos de disponibilidad y mantenimiento (ver adicionalmente información sobre el siniestro sufrido por nuestra refinación en la Plata en “—Downstream- División Refino”).

Durante el año 2013 hemos operado nuestros complejos industriales de refinación al 86,9% de su capacidad. Ver adicionalmente información sobre el siniestro sufrido por nuestra refinación en la Plata en “—Downstream- División Refino”, lo cual afectó temporariamente su capacidad de refinación.

En Argentina, también operamos una red de poliductos para el transporte de productos refinados con una longitud total de 1.801 km. Además, poseemos 17 plantas para almacenaje y distribución de productos refinados y 7 plantas de GLP con una capacidad total aproximada de 1.620.000 m³. Tres de nuestras plantas para almacenaje y distribución se encuentran anexadas a las refinaciones de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul. Diez de nuestras plantas para almacenaje y distribución tienen conexiones marítimas o fluviales. Operamos 53 aeroplantas (40 de ellas son propiedad de YPF en su totalidad) con una capacidad de 25.500 m³; poseemos 28 camiones, 123 surtidores y 17 expendedoras automáticas. Esas instalaciones ofrecen un sistema de distribución flexible en todo el país y nos permiten facilitar las exportaciones a mercados extranjeros, en la medida permitida conforme a las reglamentaciones gubernamentales. Los productos se despachan en camión, buque o barcaza fluvial.

Todas nuestras refinaciones están conectadas a oleoductos de nuestra propiedad o en los cuales tenemos una participación significativa. El petróleo se bombea a nuestra refinación de Luján de Cuyo desde Puerto Hernández por un oleoducto de 528 km y a nuestra refinación de La Plata desde Puerto Rosales por otro oleoducto de 585 km. También tenemos una participación del 37% en Oleoductos del Valle S.A. (la compañía que opera el oleoducto desde la cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales).

Fuerte posicionamiento de marca

Nuestra marca, “YPF”, es ampliamente reconocida por los consumidores argentinos. Nuestras más de 1.500 estaciones de servicios con la marca YPF están ubicadas en todas las áreas urbanas, suburbanas y rurales de Argentina, con la mayor cobertura de mercado del país; bajo nuestros programas de fidelización se encuentran activas más de 500 mil de tarjetas que ofrecen distintos servicios y beneficios a nuestros clientes. También potenciamos nuestro poder de marca para vender productos industriales, tales como los lubricantes, con una participación en el mercado argentino de aproximadamente 39.2% al 31 de diciembre de 2013 según datos SE.

Experimentado equipo directivo fortalecido con ejecutivos de amplia trayectoria en la industria a nivel internacional

Nuestra sociedad está dirigida por un equipo de profesionales experimentados y de gran reputación. Ciertos miembros claves del equipo ejecutivo de primer nivel (rango) forman parte de nuestra compañía desde hace mucho tiempo y poseen una vasta experiencia en el sector energético argentino. Durante el 2012 el equipo de gestión de la compañía fue fortalecido con la incorporación de un nuevo Gerente General y otros ejecutivos con amplia experiencia internacional en compañías de primer nivel mundial.

Estrategia de negocios

El 30 de Agosto de 2012, la Compañía ha aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para el desarrollo de la misma en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de YPF, buscando un crecimiento sostenido y rentable que genere valor para los accionistas, con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.—Véase -Información sobre la Emisora - Historia de YPF—.

Nuestra estrategia de negocios se desarrolla a partir de una nueva visión de YPF como líder del cambio de paradigma energético de la Argentina, combinando nuestro fuerte sentido de pertenencia a Argentina con profesionalismo, competitividad y eficiencia. YPF jugará un rol clave para que Argentina deje de ser importador neto de energía y pueda ser capaz de explotar sus recursos hidrocarbúricos y convertirse en exportador y líder en el rejuvenecimiento de yacimientos maduros y en la explotación de recursos no convencionales.

Como la compañía integrada de petróleo y gas más importante de Argentina seremos una empresa comprometida con el crecimiento del país y la generación de valor para todos nuestros accionistas. Buscaremos mejorar nuestros márgenes operativos y alcanzar una rentabilidad sobre el capital invertido acorde con la de otros operadores del sector en el mercado mundial. Invertiremos para aumentar el tamaño de nuestro portafolio en forma balanceada e integrada, focalizándonos en explotar, en forma rentable y eficiente a nivel integrado, la mayor cantidad de oportunidades disponibles en cada momento.

Los pilares de nuestra estrategia son las siguientes:

Upstream

Impulsar el rejuvenecimiento de nuestros yacimientos maduros con el objetivo de extender sus límites y vida útil mediante la mejora del factor de recobro. Buscaremos la expansión de los límites actuales de los yacimientos y la aplicación sistemática de técnicas tales como la perforación de tipo infill (búsqueda de petróleo remanente en el reservorio a través de nuevas perforaciones entre pozos existentes) y la inyección de agua, geles y polímeros para recuperación secundaria y terciaria. Muchas de estas técnicas han sido empleadas con éxito en otras cuencas maduras comparables, cuyos factores de recobro están alrededor del 35%. La diferencia entre este benchmark y el factor de recobro combinado de nuestros yacimientos, de alrededor de 20%, ofrece una idea de la magnitud del potencial de crecimiento. Sin embargo, como todos los proyectos petroleros su naturaleza es incierta y los resultados finales dependerán no sólo de la inversión y la aplicación eficaz de las técnicas referidas sino, en gran medida, del comportamiento y naturaleza geológica y petrofísica de los reservorios afectados.

Lanzar el desarrollo intensivo de nuestros recursos no convencionales. Hemos diseñado y nos encontramos implementando un piloto para aplicar el modo factoría de perforación, accediendo a la última tecnología disponible en materia de perforación y estimulación de pozos, palanca fundamental para el éxito del desarrollo del potencial de nuestro petróleo y gas no convencional. Los recursos no convencionales existen en acumulaciones de hidrocarburos que resultan generalmente muy extensas y que típicamente se encuentran en la roca generadora de los mismos. Por tanto, el modo factoría se caracteriza por la aplicación intensiva de técnicas especializadas de extracción sobre un área generalmente extensa, requiriendo elevados montos de inversión. Durante el piloto se prueban distintos diseños de pozo y espaciamiento entre los mismos que optimicen el desarrollo sostenido sobre una superficie más extensa. Otras características intrínsecas en la economía de los proyectos de tipo factoría son que la performance de los pozos mejora con el conocimiento de los reservorios y que los costos disminuyen sustancialmente con el aumento del tamaño o escala de la factoría. La historia del desarrollo de “plays” no convencionales como Eagle Ford, Hanesvielle o Bakken en Estados Unidos – contra los cuales Vaca Muerta se compara más que favorablemente en términos geológicos y otros - demuestran la evolución referida.

Optimizar el valor de nuestra cartera de activos. Estamos tratando de optimizar nuestra cartera de activos de exploración y producción a través de la gestión activa de varios yacimientos secundarios, incluso mediante asociaciones potenciales con operadores más pequeños en algunos yacimientos con el fin de mejorar su eficiencia operativa. Asimismo, la optimización del portafolio también alcanza a los activos con potencial no convencional, tal el caso del reciente farmout con la compañía Plupetrol tras la adquisición de los activos del grupo de compañías que conforman Apache Argentina, según se menciona seguidamente, y el farmout que la Sociedad celebró con Petrolera Pampa en el área Rincón del Mangrullo durante 2013.

Adicionalmente, y dentro de nuestra estrategia de continuar con inversiones que nos permitan incrementar el valor de nuestros activos, y contribuir al desarrollo energético del país a partir de la focalización en la mejora de producción, finalizamos recientemente ciertos acuerdos en relación con la adquisición de propiedades que forman parte de nuestro negocio principal:

- En tal sentido, se informa que, el 31 de Enero de 2014, adquirimos de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30/6/2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en

su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad medianito). La transacción se realizó por un monto de 40,7 millones de dólares. Al pasar a ser el operador del Área, podremos acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027.

- El 12 de Marzo de 2014 YPF S.A. ("YPF") y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. ("Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades extranjeras controlantes de sociedades argentinas titulares de activos localizados en la República Argentina (28 concesiones (23 operadas y 5 no operadas) en la Cuenca Neuquina; 7 concesiones en Tierra del Fuego; importante base de recursos convencionales, entre otros). De esta manera, YPF será la controlante de las participaciones societarias del grupo Apache en la Argentina. El precio pagado por la transacción incluyó 786 millones de dólares, más la asunción de la deuda bancaria de 31 millones de dólares correspondiente a las empresas adquiridas. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de 217 millones de dólares, una participación en ciertos activos correspondientes con los adquiridos a Apache ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones. La Sociedad estima que el monto pagado por la combinación de negocios será principalmente imputado como bienes de uso.

Finalmente, y dentro de las acciones para optimizar el portafolio, también hemos consolidado posiciones en activos no convencionales como son los casos de Pampa de la Yeguas, Aguada de Castro y Cerro las Minas y el caso de La Amarga Chica.

Mejorar la eficiencia operativa de nuestra exploración y explotación. Nuestras unidades de negocios de exploración, explotación y servicios upstream están llevando a cabo una mejora operativa integral y un programa de reducción de costos que esperamos tengan un impacto positivo sobre nuestro negocio. Ellas comprenden iniciativas para mejorar la productividad de los pozos a través de una mejor gestión de la inyección, mejorar el mantenimiento de las instalaciones, optimizar el proceso de estimulación, reducir los costos de la energía y alianzas y contratos integrables para el abastecimiento de insumos críticos entre otras.

Invertir en la exploración onshore y offshore. Hemos relanzado nuestra actividad exploratoria orientada tanto a recursos convencionales como a no convencionales en tierra ("onshore"). En cuencas productivas argentinas, estamos desarrollando actividades exploratorias sobre activos ya operados y hemos impulsado el posicionamiento de YPF en nuevo dominio onshore poco explorado, para lo cual agregamos equipos de perforación y contratamos personal técnico adicional. Asimismo, para cuencas no productivas o de frontera, ampliamos nuestra investigación y, eventualmente ampliaremos nuestro portafolio, sobre áreas relativamente inexploradas que ofrecen potencial según la visión actual de nuestro Plan de Exploración Argentina. También estamos apalancando nuestro expertise exploratorio en países donde ya estamos presentes como Chile y Uruguay, e investigando oportunidades en Bolivia y Ecuador, revisando continuamente nuestro posicionamiento a la luz de la composición total o integral de nuestro portafolio de oportunidades exploratorias.

Asimismo, continuaremos la exploración de yacimientos potencialmente productivos de la cuenca marítima argentina ("offshore"). La superficie offshore de Argentina, en su mayoría, aún no ha sido explorada y constituye el área más grande para el desarrollo de zonas no explotadas del país en la cual pretendemos participar activamente mediante la incorporación de nuevas áreas. También hemos incorporado superficie de

exploración offshore en la plataforma marítima de Uruguay, siguiendo un patrón de investigación definido por nuestros expertos en geociencias. A su vez, tenemos asociaciones con compañías con expertise específico en cada uno de los proyectos exploratorios relevantes, de forma de diversificar el alto riesgo de esta actividad y aumentar, al mismo tiempo, el número de proyectos investigados, palancas que típicamente determinan el grado de éxito de una cartera de proyectos exploratorios.

Downstream

Continuar mejorando la eficiencia de producción y de costos en los negocios de downstream. Buscamos optimizar nuestro proceso productivo a fin de aumentar la utilización de la capacidad de refino existente así como incrementar la capacidad de procesamiento de nuestras plantas a través de la eliminación de “cuellos de botella” y la reforma de equipos. Asimismo intentamos mejorar la flexibilidad de nuestras instalaciones para transferir capacidad entre algunas categorías de productos, adaptar nuestras refinerías para sostener el actual liderazgo en la competencia en calidad de producto y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para acomodarnos al crecimiento esperado de la demanda. Además, continuamos en el proceso de implementar varios programas de reducción de costos en todos nuestros activos de refinación y logística (incluyendo la reducción del consumo interno de energía y la optimización del abastecimiento), en la red de comercialización (incluyendo la centralización de las tareas de administración, la reducción del costo de los programas de fidelización) y en la división química (incluyendo la reducción de paradas de planta para mantenimiento).

Durante 2010, YPF inició la instalación de una Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) en el Complejo Industrial Ensenada. La inversión total fue superior a los US\$ 450 millones. El inicio de operaciones fue el tercer trimestre de 2013. La nueva producción de esta unidad está logrando satisfacer los incrementos de la demanda de naftas de alto octanaje en el mercado doméstico, así como también el CCR está logrando proveer hidrógeno a la nueva Unidad de Hidrotratamiento en nuestra refinería de La Plata.

Asimismo, y adicionalmente a lo mencionado en el párrafo precedente, iniciamos las inversiones en unidades de hidrotratamiento y desulfuración que implicarán destinar aproximadamente US\$ 650 millones para mejorar aún más la calidad de las naftas y gasoil que producen nuestras refinerías en La Plata y en Luján de Cuyo, provincia de Mendoza, aprovechando el hidrógeno generado por el CCR. También se destinará parte de esta inversión a optimizar el uso de la energía y el aumento de la confiabilidad y capacidad eléctrica de las plantas. Estimamos que dicho proyecto esté terminado durante los próximos tres años. La obra correspondiente a la unidad de hidrotratamiento de Gas Oil en refinería La Plata finalizó en noviembre 2012 y demandó una inversión de 278 MUSD.

Por último, avanza la construcción de la nueva unidad de Coque “A”, que reemplazará la que fuera afectada por el incidente sufrido por nuestra refinería de La Plata en abril de 2013 y cuyo reemplazo estaba originalmente previsto en el plan estratégico de YPF. Esta nueva unidad aumentará la capacidad de producción actual de la unidad en un 70%, equivalente a un incremento de aproximadamente 196.000 m3 anuales de nafta súper y 400.000 m3 anuales de gasoil. Se estima que esta nueva unidad implicará una inversión de más de US\$ 790 millones y que podría comenzar a operar durante 2015.

Aumentar la creación de valor de los productos petroquímicos. Nuestra unidad de negocios de química llevará a cabo una actualización significativa de su planta de aromáticos mediante la migración hacia la última tecnología de punta según se menciona precedentemente. Creemos que nuestras inversiones facilitarán la integración con nuestra unidad de negocios de refino y marketing a través de un importante aumento en la producción de aromáticos, mucho de lo cual será empleado por nuestra unidad de negocios de refino y marketing para sustituir aromáticos importados, incrementar los niveles de octanaje de la gasolina y para producir hidrógeno a fin de mejorar la productividad de la planta de refino.

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Macacha Güemes 515, (C1106BKK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina; nuestro número de teléfono general es (5411) 5441-2000; nuestro número de fax es el (5411) 5441-0232 y nuestra dirección de correo electrónico es inversoresypf@ypf.com. Nuestro sitio web es www.ypf.com. La información que contiene dicho sitio web no se encuentra incluida como referencia en el presente Prospecto y no se la considerará parte de él.

DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

Este resumen detalla información importante sobre este Programa. Se recomienda leer este prospecto en su totalidad. Para mayor información sobre la serie en particular de obligaciones negociables que se propone comprar, el inversor también debe revisar el suplemento de precio aplicable. Los términos del respectivo suplemento de precio para una serie de obligaciones negociables podrán reemplazar la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente, únicamente en beneficio de los inversores.

Las referencias en el presente prospecto a “obligaciones negociables” equivalen a obligaciones negociables que podemos emitir en el marco de este Programa, salvo que el contexto indique lo contrario.

Emisora	YPF Sociedad Anónima.
Colocadores.....	Los eventuales colocadores respecto de cada serie de obligaciones negociables se designarán en el respectivo suplemento de precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables.
Monto del Programa.....	Podremos emitir obligaciones negociables por un monto de capital total máximo en circulación en cualquier momento de US\$ 5.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podemos modificar el Programa para aumentar el valor nominal total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables.
Duración del Programa	El plazo original del Programa era de cinco años a partir de la autorización del Programa por parte de la CNV. En virtud de lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad del 13 de septiembre de 2012, dicho plazo fue prorrogado por cinco años a partir del 25 de octubre de 2012, fecha de la nueva autorización de oferta pública otorgada por el Directorio de la CNV.
Emisión en Clases y/o Series	Dentro de cada clase, podremos emitir series de obligaciones negociables, sujeto a términos idénticos a los de los demás series de dicha clase, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Estableceremos los términos específicos de cada clase en un suplemento de precio de este prospecto.
Rango	Las obligaciones negociables emitidas en este Programa calificarán como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la ley argentina y serán emitidas con ajuste a todos los requerimientos de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables y cumplirán todos sus términos. Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo suplemento de precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento tendrán igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si así lo especificara el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán privilegio, con el alcance de la garantía, sobre todo su otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si lo especificara el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento en inferior prioridad de pago al de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho).

Precio de Emisión	Podremos emitir obligaciones negociables a su valor nominal o a descuento o prima de su valor nominal, según detalle el respectivo suplemento de precio. El Precio de emisión de las obligaciones negociables será concertado por nosotros y el(los) colocador(es) relevante(s) al momento de la emisión, tal como como se establecerá en el suplemento de precio respectivo.
Monedas.....	Podremos emitir obligaciones negociables en cualquier moneda según especifique el respectivo suplemento de precio. También podremos emitir obligaciones negociables con capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.
Vencimientos	Podremos emitir obligaciones negociables con vencimientos en la fecha especificada en el suplemento de precio respectivo, la cual deberá ser de no menos de siete días desde la fecha de emisión o el período mínimo establecido bajo la regulación de la CNV.
Intereses	Las obligaciones negociables podrán devengar intereses a una tasa fija o con un margen por sobre o debajo de una tasa variable en base a la tasa LIBOR, las tasas del Tesoro estadounidense o cualquier otra tasa base, o por referencia a un índice o fórmula según se indique en el respectivo suplemento de precio. También podremos emitir obligaciones negociables que no devenguen intereses, según pudiera especificar el respectivo suplemento de precio.
Rescate	El respectivo suplemento de precio podrá disponer que las obligaciones negociables de una serie podrán ser rescatadas a opción nuestra y/o a opción de los tenedores, en su totalidad o en parte, al precio o a los precios especificados en el suplemento de precio aplicable. El rescate parcial se realizará proporcionalmente.
Rescate por Cuestiones Impositivas	Las obligaciones negociables podrán ser rescatadas por nosotros en su totalidad, no en forma parcial, a un precio igual al 100% del monto de capital más intereses devengados e impagos en caso de ocurrir ciertos supuestos fiscales en Argentina. Véase “De la Oferta y la Negociación—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Recompra—Rescate por Cuestiones Impositivas”.
Rescate ante un Supuesto de Nacionalización.....	Ante un Supuesto de Nacionalización especificado, deberán ser rescatadas todas las obligaciones negociables de la serie en un plazo de 30 a 60 días desde la recepción de la notificación del Fiduciario, si lo hubiera, o de tenedores del 25%

o más del monto de capital total de las obligaciones negociables de la respectiva serie. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate y Recompra – Rescate debido a un Evento de Nacionalización”.

- Oferta de Recompra El suplemento de precio correspondiente podría disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descritos, se nos exija que realicemos una oferta para recomprar obligaciones negociables de la respectiva serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del suplemento de precio respectivo.
- Compromisos El presente prospecto contiene ciertos compromisos que, sujeto a importantes excepciones y salvo que se dispusiera de otro modo en el suplemento de precio relativo a una serie de obligaciones negociables, limitan nuestra capacidad de incurrir en ciertos gravámenes o de celebrar ciertas operaciones de venta con alquiler recíproco y, salvo que cumplamos con ciertos requisitos, limitan nuestra capacidad de fusionarnos, consolidarnos o transferir la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros activos. Véase “De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Compromisos”.
- Destino de los Fondos Emplearemos el producido neto proveniente de la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras regulaciones aplicables, según lo especificado en el suplemento de precio correspondiente, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) inversiones en activos físicos y capital de trabajo dentro de la Argentina; ii) a partir del 25 de octubre de 2012, a la refinanciación de pasivos; y/o (iii) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados, en el país. Véase “Información Clave sobre la Emisora — Razones de la Oferta y Destino de los Fondos”.
- Retenciones Fiscales; Montos Adicionales Realizaremos los pagos respecto de las obligaciones negociables sin retención o deducción de impuestos u otras cargas públicas fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política o autoridad fiscal de dicho país. En caso de que la ley exija practicar tales retenciones o deducciones, sujeto a ciertas excepciones, pagaremos los Montos Adicionales (según se define en el presente) necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido con respecto a los pagos sobre las obligaciones negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones. Véase “De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”.
- Denominaciones..... Emitiremos obligaciones negociables, en las denominaciones especificadas en el respectivo suplemento de precio, sujeto a las leyes aplicables y Normas de la CNV.
- Forma..... Salvo que se especifique de modo distinto en el suplemento de precio correspondiente, las obligaciones negociables ofrecidas en Estados Unidos a compradores institucionales calificados en base a la Norma 144 A según la Ley de Títulos Valores Estadounidense estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Norma 144 A y las obligaciones negociables ofrecidas en base a la Regulación S estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Regulación S.

Restricciones a la Transferencia.....	No hemos registrado las obligaciones negociables en los términos de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, por lo que no podrán ser transferidas salvo en cumplimiento de las restricciones sobre transferencias detalladas en el título “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.
Derechos de Registro	<p>De así especificarlo el respectivo suplemento de precio, podremos otorgar derechos de registro a los tenedores de una serie de obligaciones negociables.</p> <p>Según cualquier Contrato de Derechos de Registro, si hubiera, podremos acordar presentar ante la <i>U.S. Securities and Exchange Commission</i> (“SEC”) y emplearemos los esfuerzos comercialmente razonables para obtener la aprobación de una solicitud de autorización de oferta de canje de las respectivas obligaciones negociables (las “Obligaciones Negociables de Canje”), sustancialmente con iguales términos (pero sin restricciones sobre transferencias y ciertos otros términos sobre aumento de intereses, según se describe más adelante). Al aprobarse una solicitud de autorización de oferta de canje, ofreceríamos a los tenedores de tales obligaciones negociables que puedan efectuar ciertas declaraciones la oportunidad de canjear sus obligaciones negociables por un monto de capital igual de Obligaciones Negociables de Canje. En ciertas circunstancias, podremos estar obligados en cambio a presentar una solicitud de autorización de oferta para cubrir ventas de obligaciones negociables por parte de los tenedores. De no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta de canje o llevarse a cabo la oferta de canje o, de ser requerido, de no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta pública, dentro de los plazos especificados en el respectivo suplemento de precio, ello originará un aumento de la tasa de interés pagada por las respectivas obligaciones negociables. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Derechos de Registro”.</p>
Negociación	Se solicitará la autorización para la negociación de obligaciones negociables de una serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo a través de su negociación en el mercado Euro MTF y para la negociación en la BCBA y el MAE o cualquier otro mercado de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podemos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. Podrán emitirse obligaciones negociables en el marco de este Programa que no coticen en bolsa, y el respectivo suplemento de precio relacionado con una serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de dicha serie han sido admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en la BCBA, el MAE o en cualquier otra bolsa de valores.
Ley Aplicable.....	La Ley de Obligaciones Negociables establece los requisitos para que las obligaciones negociables revistan tal carácter y las leyes y reglamentaciones argentinas regirán nuestra capacidad y autoridad societaria para crear este Programa y ofrecer las obligaciones negociables en Argentina como así también otorgar las obligaciones negociables y ciertas cuestiones en relación con la asamblea de tenedores, incluyendo quórum, mayoría y requisitos para su convocatoria. Todas las demás cuestiones respecto de las obligaciones negociables se regirán y serán interpretadas de acuerdo con las leyes que oportunamente se establezcan en el respectivo suplemento de precio.
Colocación de las Obligaciones Negociables en	Las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa podrán ser ofrecidas al público en Argentina de acuerdo con la Ley de Mercado

- Argentina..... de Capitales y las Normas de la CNV. Este prospecto estará disponible al público en general en Argentina. La colocación de obligaciones negociables por oferta pública en Argentina tendrá lugar de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, a través de los siguientes actos, entre otros: (i) la publicación de un resumen de los términos y condiciones de este prospecto y el suplemento de precio aplicable en el Boletín de la BCBA y, de considerarlo necesario, en un diario de amplia circulación en Argentina; (ii) la distribución de este prospecto y el suplemento de precio aplicable al público en Argentina; (iii) presentaciones a eventuales inversores (*road shows*) en Argentina; y (iv) conferencias telefónicas con potenciales inversores en Argentina. Los suplementos de precio detallarán los esfuerzos de colocación que se realizarán en virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.
- Calificaciones de Riesgo Este Programa cuenta solo con una calificación de riesgo. Con fecha 7 de mayo de 2013, Fitch Argentina Calificadora de Riesgo S.A. lo ha calificado “AA (arg)” en escala nacional. En caso de que cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables bajo este Programa sean calificadas de diferente manera, nosotros proveeremos las calificaciones y la información relativa a ellas en el suplemento de precio respectivo. Una calificación no es una recomendación para comprar, vender o tener títulos valores, y puede estar sujeta a la revisión o retiro en cualquier momento por parte de la entidad calificadora designada. Las calificaciones utilizadas por las entidades calificadoras argentinas pueden diferir en aspectos importantes de aquellas utilizadas por las entidades calificadoras en los Estado Unidos u otros países.
- La Sociedad puede también calificar cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa, según se informe en el suplemento de precio correspondiente.
- Factores de Riesgo Véase “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo” en este Prospecto y el suplemento de precio aplicable para obtener una descripción de los principales riesgos que implica realizar una inversión en las obligaciones negociables.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

Resumen de información contable y operativa seleccionada

Los siguientes cuadros presentan nuestra información contable y financiera seleccionada. Dicha información debe leerse junto con los Estados Contables Consolidados Auditados y sus notas relacionadas, según se los define en el párrafo siguiente, y con la información que contienen las secciones “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información contable y operativa seleccionada” y “Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”, en otra parte del presente Prospecto.

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 y por los ejercicios finalizados en dichas fechas, surge de nuestros estados contables consolidados auditados (los “Estados Contables Consolidados Auditados”), incorporados al presente Prospecto. Nuestros Estados Contables Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). Con respecto a los mismos corresponde realizar la siguiente aclaración:

Con fecha 20 de marzo de 2009, la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) aprobó la Resolución Técnica N° 26 “Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”)” del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), posteriormente modificada por la Resolución Técnica N° 29 de fecha 3 de septiembre de 2010. Dicha resolución ha sido aprobada por la CNV a través de la Resolución General N° 562/09 del 29 de diciembre de 2009, modificada esta última por la Resolución General N° 576/10 del 1 de julio de 2010, para ciertas entidades incluidas en la Ley de Mercado de Capitales. La aplicación de tales normas resulta obligatoria para nosotros a partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2012, con fecha de transición 1 de enero de 2011. En la Nota 1 a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados se incluye un detalle de los criterios adoptados en la transición a NIIF.

Algunas de las cifras contenidas en este Prospecto han sido objeto de ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras indicadas como totales pueden no coincidir debido a dicho redondeo.

Por el ejercicio finalizado el 31 de
diciembre de

2013 2012 2011

En millones de Pesos

Síntesis de resultados (1)

Información de los Estados de Resultados Consolidados(1):

Ingresos ordinarios (2).....	90.113	67.174	56.211
Utilidad bruta.....	21.542	16.907	15.068
Gastos de comercialización	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de administración	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de exploración.....	(829)	(582)	(574)
Otros egresos, netos.....	704	(528)	(46)
Utilidad operativa	11.160	7.903	7.188
Resultados de inversiones en sociedades	353	114	685
Resultados financieros, netos.....	2.835	548	(287)
Utilidad neta antes del impuesto a las ganancias.....	14.348	8.565	7.586
Impuesto a las ganancias	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto diferido.....	(6.425)	(1.943)	(646)
Utilidad neta del ejercicio.....	5.079	3.902	4.445
Otros resultados integrales del ejercicio	12.031	4.241	1.852
Resultado integral total del ejercicio	17.110	8.143	6.297

<i>Otros indicadores</i>			
EBITDA (7).....	22.946	16.298	14.372
Margen de EBITDA (8)	25%	24%	26%

	Al 31 de Diciembre de 2013	Al 31 de Diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
En millones de Pesos			
Datos de los Balances Consolidados (1):			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713	4.747	1.112
Capital de trabajo (3)	1.706	(2.582)	(7.750)
Total del Activo.....	135.595	79.949	60.990
Préstamos corrientes y no corrientes (4)	(31.890)	(17.104)	(12.198)
Total del Pasivo	(87.355)	(48.689)	(37.570)
Total de Aportes de los Propietarios (5)	10.600	10.674	10.674
Total de Reservas (6).....	14.173	7.758	3.064
Total de Resultados no Asignados	5.131	6.741	7.818
Total Otros Resultados Integrales	18.112	6.087	1.864
Patrimonio neto	48.240	31.260	23.420
Otros datos de los balances consolidados			
Depreciación activos fijos y amortización de activos intangibles	11.433	8.281	6.499
Efectivo utilizado en la adquisición de activos fijos	27.639	16.403	12.156
Indicadores			
Liquidez corriente (9)	1,05	0,88	0,63
Solvencia (10).....	0,55	0,64	0,62
Inmovilización del Capital (11)	0,75	0,77	0,78
Rentabilidad (12).....	0,11	0,14	0,19
DF/EBITDA (13).....	1,39	1,049	0,849
DFN/EBITDA (14).....	0,92	0,758	0,771
EBITDA/Intereses Netos (15).....	7,88	11,993	16,165

- (1) Los estados contables reflejan el efecto de la aplicación del concepto de moneda funcional y moneda de presentación. Véase Nota 1.b.1) de los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (2) Los ingresos ordinarios se exponen netos del pago del impuesto a la transferencia de combustibles y el impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen como gastos de comercialización en la línea “Impuestos, tasas y contribuciones” tal como se detalla en la Nota 2.k) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos. Véase la Nota 1.b.16) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (3) El Capital de Trabajo corresponde al total del Activo Corriente neto del total del Pasivo Corriente al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2011.
- (4) Los préstamos incluyen montos no corrientes por Ps. 23.076 millones al 31 de diciembre de 2013, Ps. 12.100 millones al 31 de diciembre de 2012 y Ps 4.435 millones al 31 de diciembre de 2011 y deuda a corto plazo por Ps. 8.814 millones, Ps. 5.004 millones y Ps.7.763 millones al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente. Véase “Gestión de Riesgos Financieros-Riesgo de Liquidez” en la Nota 1.d) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (5) Nuestro capital suscrito al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 está representado por 393.312.793 acciones ordinarias y dividido en cuatro clases de acciones, con un valor nominal de Ps. 10 y un voto por acción. Dichas acciones están totalmente suscriptas, integradas y autorizadas para su cotización en bolsa. Al 31 de diciembre de 2013, total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.924 millones de Capital suscrito, Ps.6.087 millones de Ajuste del capital, Ps. 9 millones de Acciones Propias en Cartera, Ps. 14 millones de Ajuste de acciones propias en cartera, Ps. 40 de Planes de Beneficios en Acciones, Ps. (110) de Costo de Costo de Adquisición de Acciones Propias, Ps. (4) millones de Prima de Negociación de Acciones y Ps. 640 millones de Primas de emisión. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.933 millones de Capital suscrito, Ps.6.101 millones de Ajuste del capital Ps. 640 millones de Primas de emisión. Véase adicionalmente la Nota 1.b.10.iii) a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados en relación a las acciones compradas por YPF y asignadas como resultado de los planes de compensación de nuestros empleados.
- (6) Al 31 de Diciembre de 2013 se conformaba por Ps.2.007 de Reserva legal, Ps. 4 millones de Reserva para Futuros Dividendos y Ps 8.394 de Reserva para Inversiones, Ps. 120 de Reserva para Compra de Acciones Propias y Ps. 3.648 de Reserva Especial Ajuste Inicial NIFF. Al 31 de diciembre de 2012 se conformaba por Ps.2.007 de Reserva legal, y Ps 5.751 millones de Reserva para inversiones, siendo las mismas de Ps. 2.007 millones de Reserva legal, y Ps. 1.057 millones de Reserva para futuros dividendos en 2011.
- (7) El EBITDA se calcula excluyendo de la utilidad neta los intereses generados por activos y pasivos, la diferencia de cambio neta, el impuesto a las ganancias e impuesto diferido y la depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles. Para conocer sobre la conciliación del EBITDA con la utilidad neta, véase “-Conciliación de EBITDA”.
- (8) El margen de EBITDA se calcula dividiendo el EBITDA por nuestros ingresos ordinarios.
- (9) Liquidez corriente es calculada como el cociente entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente.
- (10) Solvencia es calculada como el cociente entre el Patrimonio Neto y el Pasivo Total.
- (11) Inmovilización del Capital es calculado como el cociente entre el Activo No Corriente y el Activo Total.
- (12) Rentabilidad es calculada como el cociente entre la Utilidad Neta y Patrimonio Neto promedio.
- (13) Deuda Financiera/EBITDA se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo) y el EBITDA.
- (14) Deuda Financiera Neta/EBITDA se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo), deducida la posición de caja y equivalentes de efectivo, y el EBITDA.
- (15) EBITDA/Intereses Netos se calcula como el cociente entre el EBITDA y la suma de intereses generados por activos y pasivos.

Conciliación de EBITDA

El EBITDA se calcula excluyendo de nuestra utilidad neta los intereses generados por activos y pasivos, la diferencia de cambio neta, el impuesto a las ganancias y diferido, la depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles. Nuestra Dirección considera que el EBITDA es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas similares en la industria del petróleo y gas,

excluyendo el efecto sobre la comparabilidad de las variaciones en la depreciación y amortización que resulta de las diferencias en el agotamiento de sus campos de petróleo y gas. Asimismo, el EBITDA es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria del petróleo y gas. El EBITDA no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA no debe considerarse como una alternativa a la utilidad operativa, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los ejercicios indicados, nuestro EBITDA conciliado con la utilidad neta:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	En millones de Pesos		
Utilidad neta	5.079	3.902	4.445
Intereses generados por activos	(924)	(198)	(180)
Intereses generados por pasivos	3.833	1.557	1.045
Diferencia de cambio (neta)	(5.744)	(1.907)	(578)
Depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles	11.433	8.281	6.499
Impuesto a las ganancias	2.844	2.720	2.495
Impuesto diferido	6.425	1.943	646
EBITDA	22.946	16.298	14.372

Reservas comprobadas, producción y otra información operativa

El siguiente cuadro presenta información sobre nuestras reservas, producción y otra información operativa para los ejercicios indicados, la cual está basada en cálculos e información interna de la Sociedad.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
Revisiones, extensiones, descubrimientos y mejoras en la recuperación, compras y ventas de reservas comprobadas al cierre del ejercicio (1)			
Petróleo (mmbbl)(2)	140	106	153
Gas (bcf)	808	255	270
Total (mmbpe)	284	152	201
Reservas comprobadas al final del ejercicio			
Petróleo (mmbbl)(2)	628	590	585
Gas (bcf)	2.558	2.186	2.361
Total (mmbpe)	1.083	979	1.005
Reservas comprobadas desarrolladas al cierre del ejercicio			
Petróleo (mmbbl) (2)	477	453	437
Gas (bcf)	1.938	1.807	1.760
Total (mmbpe)	822	775	751
Producción promedio diaria del ejercicio			
Petróleo (mmbbl) (2)	279	275	274
Gas (mmcf)	1.197	1.179	1.208
Total (mmbpe)(3)	493	485	488
Capacidad de refinación(3)			
Capacidad (mmbbl/d)	320	320	320
Distribución minorista al cierre del ejercicio.....			
Estaciones de servicio (3)	1.542	1.535	1.557

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio neto y capitalización total al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Este cuadro debe leerse junto con la información que aparece bajo el título “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información Contable y Operativa Seleccionada”, “Análisis y Explicaciones de la Dirección sobre la Situación Financiera y los Resultados de las Operaciones” y nuestros estados contables y las notas a los mismos incluidas en el presente Prospecto.

	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
	(en millones de pesos)	(en millones de pesos)	(en millones de pesos)
Préstamos corrientes	8.814	5.004	7.763
Con Garantía	154	-	-
Sin Garantía	8.660	-	-
Préstamos no corrientes	23.076	12.100	4.435
Con Garantía	1.020	-	-
Sin Garantía	22.056	-	-
Total patrimonio neto	48.240	31.260	23.420
Total capitalización	80.130	48.364	35.618

Razones de la oferta y destino de los fondos

Emplearemos el producido neto proveniente de las obligaciones negociables en el marco de este Programa para uno o cualquiera de los siguientes objetos, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y su reglamentación, según lo especificado en el suplemento de precio correspondiente:

- Inversiones en activos físicos en el país;
- Capital de trabajo dentro de la República Argentina;
- A partir del 25 de octubre de 2012, a la refinanciación de pasivos; y/o
- Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados, en el país.

Estando pendiente su aplicación, los eventuales fondos podrán ser invertidos en títulos del gobierno y en inversiones de corto plazo, o según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Factores de riesgo

Invertir en las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo suplemento de precio, si hubiera. Nuestra actividad, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seria y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa podría caer debido a cualquiera de estos riesgos, perdiendo los inversores todo o parte de su inversión. Los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo suplemento de precio, si hubiera, son riesgos de los que nosotros actualmente tenemos conocimiento y consideramos que nos pueden afectar sustancialmente o a quienes inviertan en las obligaciones negociables del Programa. También podrán existir otros riesgos que actualmente no consideramos sustanciales pero que podrían afectar a su actividad en el futuro.

Las operaciones e ingresos de YPF están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos.

Riesgos relacionados con la oferta

Las obligaciones negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo suplemento de precio, las obligaciones negociables tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada, salvo aquellas obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales. Salvo que se especifique de modo distinto en el suplemento de precio pertinente, el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, no prohibirá que incurramos en endeudamiento adicional y contendrá excepciones significativas a la restricción sobre nuestra posibilidad de incurrir en deuda garantizada. Si nos declaráramos en quiebra o fuéramos liquidados, los prestamistas garantizados tendrán prioridad sobre los reclamos de pago de las obligaciones negociables en la medida de los activos que constituyan su garantía. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las obligaciones negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de obligaciones negociables.

De así especificarlo el respectivo suplemento de precio, también podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos precedentes, las obligaciones negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada por nosotros, según describa el respectivo suplemento de precio.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables en el marco de este Programa constituyen títulos nuevos por los que actualmente no existe un mercado de negociación activo. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF y en la BCBA y el MAE o cualquier otro mercado de valores; no obstante, no podemos garantizar que se aceptarán estas solicitudes. Si las obligaciones negociables fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés

prevalecientes, el mercado de títulos similares, las condiciones económicas generales y su comportamiento financiero.

No podemos garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables de una serie, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las obligaciones negociables, el precio de mercado y liquidez de las obligaciones negociables podrán verse seriamente afectados.

Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Como resultado, las obligaciones negociables podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de vender las obligaciones negociables adquiridas. Véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.

Podremos rescatar las obligaciones negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión.

Todas las obligaciones negociables podrán ser rescatadas (i) en caso ocurrir ciertas modificaciones del régimen impositivo argentino, o (ii) a nuestra opción por cualquier otra razón, si así lo especificara el respectivo suplemento de precio. Podremos optar por rescatar tales obligaciones negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en títulos similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las obligaciones negociables.

Véase adicionalmente “Riesgos relacionados con la Argentina- *Una parte de nuestra deuda financiera contiene cláusulas que hacen referencia a un cambio en el control de la Sociedad o una nacionalización y por las cuales podríamos ser requeridos a reembolsar parte o la totalidad de nuestra deuda.*”

El precio al que los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores.

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. En cambio, una disminución en el nivel de la misma podría causar un aumento en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados. Si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse modificado.

Los tenedores de Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de nuestra Compañía o nuestros directores, funcionarios y personas controlantes.

Nuestra Compañía está constituida bajo las leyes de Argentina, y nuestro domicilio social está ubicado en la ciudad de Buenos Aires, Argentina. Nuestros directores, funcionarios y personas controlantes tienen su domicilio real en la Argentina y, fundamentalmente fuera de Estados Unidos. Asimismo, una parte significativa de nuestros activos y sus activos están ubicados en la Argentina. Por ende, podría ser dificultoso

para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales en jurisdicciones distintas a la Argentina a dichas personas o hacer valer sentencias contra ellas, inclusive en acciones fundadas en responsabilidad civil bajo las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores. Asimismo, bajo la ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es reconocida siempre que se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código de Procedimiento en lo Civil y Comercial de la Nación, entre ellos el requisito de que la sentencia no debe violar principios de orden público de la ley argentina, conforme lo determine el tribunal argentino. No podemos asegurar que un tribunal argentino no habría de considerar que la ejecución de una sentencia extranjera que nos obligue a realizar un pago bajo obligaciones negociables en moneda extranjera fuera de Argentina resulta contraria a las normas de orden público de Argentina, si en ese momento existieran restricciones legales que prohíben a los deudores argentinos transferir divisas fuera de Argentina con el fin de cancelar deudas. En base a la opinión de nuestros asesores legales argentinos, existen dudas acerca de la exigibilidad contra nuestros directores, funcionarios y personas controlantes en Argentina, por responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores ya sea en acciones originales o en acciones de ejecución de sentencias de tribunales de otros países, siempre cuando dichas acciones sean contrarias a las normas de orden público de Argentina. Nuestros asesores legales argentinos también nos han informado que la ejecución ante un tribunal argentino de sentencias emanadas de tribunales de otras jurisdicciones, como ser Estados Unidos, respecto de tal responsabilidad estará sujeta al cumplimiento de los requisitos del Código de Procedimiento en lo Civil y Comercial antes descriptos.

Es posible que algunos de nuestros bienes no puedan ser ejecutados.

En Argentina, los activos que son esenciales para la prestación de un servicio público no pueden ser objeto de un embargo, tanto preventivo como ejecutivo. En consecuencia, los tribunales argentinos podrían no ordenar la ejecución de sentencias contra los activos de YPF que sean determinados por un tribunal como esenciales para la prestación de un servicio público.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las obligaciones negociables que se emitan bajo el Prospecto no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables emitidas bajo el Prospecto podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las obligaciones negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación. No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no sea disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la sociedad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de las obligaciones negociables.

Los pagos de sentencias contra nuestra Compañía en relación con las obligaciones negociables emitidas bajo el Prospecto y en moneda distinta al Peso podrían ser realizados en Pesos

En caso de iniciarse procedimientos contra nuestra Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia o como resultado de una acción original iniciada en Argentina, podríamos no estar obligados a satisfacer dichas obligaciones en una moneda distinta del peso o la moneda argentina vigente en ese momento. En consecuencia, los inversores podrían sufrir una diferencia en menos de dólares estadounidenses (o la moneda de emisión de las obligaciones negociables) si obtienen una sentencia o distribución de activos por quiebra en Argentina si los inversores no pudieran adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares estadounidenses equivalentes al tipo de cambio vigente. Bajo las regulaciones cambiarias existentes los inversores extranjeros pueden adquirir dólares estadounidenses en el mercado de cambios oficial con los fondos recibidos por el cobro de pesos (ya sea del deudor o a través de la ejecución de créditos contra los activos del deudor) por el pago de intereses del capital de deuda, en cumplimiento de ciertos requisitos, entre ellos que los fondos derivados de la toma de préstamos sean liquidados en el mercado de cambios oficial de

Argentina. Sin embargo, estas reglamentaciones cambiaras podrían ser eliminadas, suspendidas o modificadas sustancialmente.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2013 una parte significativa de nuestra deuda financiera es sensible a las variaciones en la tasa de interés local (Ver adicionalmente Liquidez y recursos de capital”). Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en nuestros gastos por interés y como tal afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera.

Adicionalmente, y para las emisiones en moneda distinta al Peso, los intereses y montos de capital que deben abonarse serán pagaderos en dólares estadounidenses, y las variaciones en el tipo de cambio de la moneda argentina versus el dólar estadounidense podrían dar lugar a un aumento significativo en el monto de intereses y pagos de capital.

Podríamos vernos imposibilitados de recomprar las obligaciones negociables ante un cambio de control.

Ante el acaecimiento de un cambio de control de la Sociedad, y según se defina en cada serie de obligaciones negociables que se emitan, de corresponder, , podríamos estar obligados a ofrecer la recompra de todas las obligaciones negociables a un precio establecido respecto de su valor nominal más los intereses devengados e impagos. Nuestra fuente de fondos para dicha compra de obligaciones negociables serían los fondos disponibles, los fondos generados por nuestra subsidiarias u otras fuentes, entre ellas financiaciones, ventas de activos o ventas de acciones. Las fuentes de fondos podrían no ser adecuadas para permitirnos recomprar las obligaciones negociables ante un cambio de control. Si no ofreciéramos recomprar las obligaciones negociables o no recompráramos las obligaciones negociables ofrecidas luego de un cambio de control, y según apliquen dichas cláusulas, podríamos incurrir en un incumplimiento y dar lugar a un supuesto de incumplimiento bajo los contratos que rigen nuestras otras deudas.

Riesgos relacionados con la Argentina

El Estado nacional ejercerá el control de la Sociedad conforme a la política energética nacional de acuerdo con la Ley 26.741 (“Ley de Expropiación”).

El estado nacional controla la Sociedad. En consecuencia, el estado nacional será capaz de determinar de manera sustancial todos los asuntos que requieran la aprobación por la mayoría de nuestros accionistas, incluyendo la elección de la mayoría de nuestros directores, y será capaz de dirigir nuestras operaciones. La Ley de Expropiación declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Adicionalmente, en caso que Argentina no pueda satisfacer sus necesidades en materia energética, podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y un impacto negativo en nuestros resultados operativos. No podemos garantizar que las decisiones tomadas por nuestros accionistas controlantes, con el propósito de alcanzar los objetivos fijados por la Ley de Expropiación, puedan no diferir con vuestros intereses como tenedores de obligaciones negociables de la Sociedad.

Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina

Sustancialmente todas nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina, y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en este país antes de hacer una inversión en nosotros

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación. Desde la última crisis de 2001 y 2002, la economía argentina ha crecido a un ritmo elevado, habiendo aumentado el PBI real a un promedio acumulado anual de 8,5% entre 2003 y 2008. Como resultado de la crisis en la economía mundial, la tasa de crecimiento del PBI de Argentina se redujo a aproximadamente 0,9% en 2009, pero se recuperó en 2010 y 2011, creciendo a una tasa real anual de aproximadamente 9%, según estimaciones preliminares. En 2012 y 2013, la economía argentina experimentó una disminución en su tasa de crecimiento, siendo la tasa estimada preliminar de crecimiento del PBI para dichos años de aproximadamente 1,9% y 5%, respectivamente, sobre bases anualizadas comparadas con el año anterior. No podemos asegurar que los niveles de crecimiento de los años recientes continuarán en años posteriores o que la economía no se contraerá. Además, el peso argentino ha sido objeto recientemente de una devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluyendo (pero no limitado a) los siguientes:

- La demanda internacional para los principales productos de exportación de la Argentina;
- Los precios internacionales para los principales commodities de exportación de la Argentina;
- La estabilidad y competitividad del peso con relación a otras monedas;
- El nivel de consumo interno y de inversión y financiamiento interno y externo;
- La tasa de inflación

Recientemente el peso argentino ha sido sujeto a la devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). El Gobierno Argentino está analizando ciertas medidas en respuesta a tal devaluación y al impacto en el resto de la economía, incluyendo inflación. Además, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el Instituto Nacional de Estadística (Instituto Nacional de Estadística y Censos, INDEC), de 2008 a 2013, el índice de precios al consumidor argentino ("IPC") se incrementó un 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8 % and 10,9% respectivamente, mientras que el índice de precios al por mayor aumentó un 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7% respectivamente. Sin embargo, algunos analistas del sector privado generalmente citados por la oposición al Gobierno, y en base a metodologías cuestionadas por el Gobierno Argentino por carecer de soporte técnico, creen que la inflación real fue significativamente mayor que la que se refleja en los informes del INDEC de acuerdo con la metodología vigente para este tipo de índices hasta diciembre de 2013. En 2014 el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor ("IPCNU") que refleja una medición más amplia sobre los precios al consumidor, considerando información de precios de las 24 provincias del país, dividido en seis regiones. De acuerdo con el IPCNU, la inflación de enero y febrero de 2014 fue de 3,7% y 3,4%, respectivamente. El aumento de las tasas de inflación en la Argentina podría aumentar nuestros costos de operación, y puede influir negativamente en nuestros resultados de operación y situación financiera. No podemos garantizar que la tasa de inflación no aumentará en el futuro.

Adicionalmente, la economía Argentina es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto material adverso la balanza comercial y afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina, y por lo tanto podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. Por otra parte, una significativa depreciación de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de la Argentina y por lo tanto afectar negativamente su economía y nuestra condición financiera y resultados de operación.

Asimismo, en el 2005, la República de Argentina estructuró una parte sustancial de su deuda de bonos y canceló la totalidad de su deuda con el FMI. En Junio de 2010, la República de Argentina completó la renegociación de aproximadamente el 67% de los bonos en default que no fueron canjeados en el 2005. Como resultado de los canjes de 2005 y 2010, aproximadamente el 91% de la deuda de bonos del país que la República de Argentina dejó de pagar en el año 2002 ha sido reestructurado. Algunos tenedores de bonos no participaron en la reestructuración y en su lugar demandaron a la República de Argentina para el pago. A finales de Octubre de 2012, la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito en Estados Unidos rechazó una apelación de la República de Argentina con respecto a una demanda de los tenedores de con relación a las obligaciones pendientes de pago de los tenedores de bonos que no habían sido canjeados los canjes de deuda presentados en 2005 y 2010 y en relación con el pago de la deuda reclamada por ellos. El 21 de Noviembre de 2012, el Tribunal Federal del Distrito Sur de Nueva York ordenó a la República de Argentina hacer un depósito de U.S.\$ 1.330 millones para pago a los tenedores de bonos (holdouts). El 21 de Noviembre, la República de Argentina apeló la solicitud del Tribunal de Distrito en el Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito, que concedió accedió a la solicitud de la República de Argentina para suspender el requerimiento del 21 de Noviembre una estancia de orden. El 19 de Marzo de 2013, la República de Argentina presentó ante el Juzgado Segundo Juzgado de Circuito una propuesta de plan de pago a los tenedores de bonos (holdouts). Dicha propuesta fue rechazada por los demandantes el 19 de abril de 2013.

El 30 de Agosto de 2013, la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito reafirmó la orden del Tribunal de Distrito del 21 de Noviembre de 2012 pero mantuvo su decisión en espera de una apelación ante la Corte Suprema de los Estados Unidos.

El 3 de Septiembre de 2013 la Corte del Distrito concedió a los demandantes- tenedores de bonos (holdouts) la solicitud de requerimiento de información a la República de Argentina otorgó los requerimientos realizados por demandantes y a ciertas instituciones financieras relacionadas, entre otras, a los bienes de la República de Argentina y la relación entre la República de Argentina e YPF. En Enero de 2014, la Corte Suprema de los Estados Unidos aceptó una apelación presentada por la República de Argentina sobre el alcance permitido admisible en relación al requerimiento de información sobre sus activos del descubrimiento en sus activos. Las demandas iniciadas por los tenedores de bonos (holdouts) contra la República de Argentina podrían resultar en embargos o medidas cautelares sobre los activos de, o que se reputan de, la República de Argentina, lo que podría tener un efecto material adverso sobre la economía del país, así como afectar nuestra capacidad de acceder al financiamiento internacional o repagar nuestras obligaciones, incluyendo las Obligaciones Negociables. Para mayor información ver "Información Contable al 31 de diciembre de 2013"- "Condiciones Macroeconómicas" en este Prospecto.

Para obtener información adicional relacionada con la evolución de la economía argentina ver "Punto 5 - Revisión Operativa y Financiera y Prospectos -. Condiciones Macroeconómicas".

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina

Argentina es una economía de mercado emergente, y la inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- los cambios bruscos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- control de cambios;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- los cambios en las políticas económicas o fiscales, y
- las tensiones políticas y sociales.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de nuestra operación o la liquidez, como así también los mercados de valores y consecuentemente el valor de nuestros títulos.

La economía argentina ha sido afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados

Los mercados financieros en la Argentina, y también la economía argentina, están influenciados por las condiciones económicas en otros mercados del mundo. Considerando la reciente crisis internacional, la economía argentina sigue siendo vulnerable a las crisis externas, entre ellas la crisis económica mundial que comenzó en 2008 y la incertidumbre que rodea la deuda soberana europea. Por ejemplo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus miembros, como Grecia, Irlanda, Italia, Portugal y España, han tenido consecuencias internacionales que afectan a la estabilidad de los mercados financieros, dificultando la economía mundial. Aunque las condiciones económicas varían entre los países, la percepción de los inversores acerca de los acontecimientos que ocurren en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capital y las inversiones en títulos valores de emisores en otros países, incluida la Argentina.

En consecuencia, no podemos asegurar que el sistema financiero argentino y los mercados de valores no continuarán viéndose afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes, lo que podría a su vez, afectar negativamente a la economía argentina y, como consecuencia, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados

Desde 2002 nuevos gravámenes a las exportaciones han sido implementados y han sido progresivamente incrementados a lo largo de los años. La Resolución 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción, publicada el 16 de noviembre de 2007, modificó los derechos de exportación de petróleo crudo y otros productos derivados del petróleo crudo establecidos en años anteriores. Adicionalmente, la Resolución N ° 1/2013 del Ministerio de Economía, publicada el 3 de enero de 2013, modificó los valores de corte y de referencia originalmente establecidos por la Resolución 394/2007. El nuevo régimen dispone que cuando el precio internacional WTI exceda el precio de referencia, que se fija en US\$ 80 por barril, el productor podrá cobrar US\$ 70 por barril, quedando el resto retenido por el gobierno argentino en carácter de derecho de exportación. Si el precio internacional WTI está por debajo del precio de referencia, pero por encima de US\$ 45 por barril, se aplicará una retención del 45 %. Si dicho precio está por debajo de los US\$ 45 por barril, el derecho de exportación correspondiente será determinado por el gobierno argentino dentro del plazo de 90

días hábiles. El porcentaje de retención determinado en la forma precedente también se aplica actualmente al gasoil, a la nafta y a otros productos derivados del petróleo crudo. Asimismo, el procedimiento de cálculo descrito precedentemente también se aplica a otros productos derivados del petróleo y lubricantes en base a las diferentes alícuotas de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Regulación del Mercado.”

Con relación al gas natural, la Resolución N° 127/08 del Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto del GLP (incluyendo propano, butano y mezcla) la Resolución 127/08 dispuso que en caso que el precio internacional del producto, según informe diariamente la Secretaría de Energía, se mantenga por debajo del valor de referencia que establece la Resolución 127/08 para cada producto (US\$ 338/m³ para propano, US\$ 393/m³ para butano, y US\$ 363/m³ para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será el 45%. En caso que el precio internacional supere al valor de referencia, el productor podrá cobrar el monto máximo establecido por la Resolución 127/08 para el producto en cuestión (US\$ 233/m³ para propano, US\$ 271/m³ para butano, y US\$ 250/m³ para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el gobierno argentino en concepto de derechos de exportación. La implementación de nuevos derechos de exportación puede afectar negativamente el resultado de nuestras operaciones. Como resultado de lo mencionado previamente sobre los incrementos en los derechos de exportación, podríamos ser y, en ciertos casos, hemos sido forzados a renegociar nuestros contratos de exportación, los cuales habían sido previamente autorizados por el gobierno argentino. No podemos asegurar que podremos renegociar estos contratos en términos aceptables para nosotros.

Adicionalmente, en 2012, el gobierno argentino adoptó un procedimiento de importación en virtud del cual las autoridades locales deben preaprobar cualquier importación de productos y servicios a la Argentina como una condición previa para que los importadores tengan acceso al mercado de cambios para el pago de esos productos importados y servicios.

No podemos asegurar que estos impuestos y regulaciones sobre importaciones no continuarán vigentes, que no serán incrementados, o que no se establecerán nuevos impuestos o nuevas regulaciones sobre importaciones.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio

Los resultados de nuestras operaciones se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda por lo cual cualquier devaluación del peso contra el dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. El valor del peso ha fluctuado significativamente en el pasado y puede también hacerlo en el futuro. Además, recientemente, el peso argentino ha sido sujeto de la devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). (Para obtener información adicional ver "Condiciones Macroeconómicas"). Los principales efectos de una devaluación del Peso Argentino en nuestro ingreso neto son los relacionados con la contabilización del impuesto diferido sobre la renta relacionado principalmente con los activos fijos, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; impuesto a las ganancias corriente que se espera tenga un efecto positivo; aumento de la depreciación y amortización como resultado de la remediación en pesos de nuestros activos fijos e intangibles; y las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso, el cual se espera que tenga un efecto positivo debido al hecho de que nuestra moneda funcional es el Dólar.

No podemos predecir respecto a la ocurrencia o no, y en su caso en qué medida, el valor del peso podría depreciarse o apreciarse contra el dólar estadounidense y la forma en que cualquiera de tales fluctuaciones podría afectar nuestro negocio.

Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales

En el pasado, la Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, nuevas regulaciones cambiarias han sido impuestas que limitan las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior. Entre estas regulaciones se encuentran la exigencia a las instituciones financieras de informar con antelación y obtener la aprobación del Banco Central de la República Argentina con respecto a cualquier transacción de moneda extranjera para ser realizada a través del mercado cambiario, con excepción de los pagos relacionados con la deuda externa previamente liquidados en el mercado interno. Desde 2011, las empresas petroleras y de gas (incluidas YPF), entre otras entidades, están obligados a repatriar el 100% de las divisas provenientes de operaciones de exportación. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – Repatriación de Moneda Extranjera”

No podemos asegurar que no existan futuras modificaciones a las regulaciones cambiarias y a las regulaciones vinculadas a ingresos y egresos de divisas al país. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones en moneda extranjera y ejecutar nuestros planes de financiación.

Nuestro acceso a los mercados de capitales internacionales y el precio de mercado de nuestras acciones se ve influenciado por la percepción de riesgo en Argentina y otras economías emergentes.

Los inversores internacionales consideran que Argentina es un mercado emergente. Las condiciones económicas y de mercado en otros países emergentes, en especial aquellos en América Latina, ejercen su influencia sobre el mercado de valores negociables emitidos por las empresas argentinas. La volatilidad en los mercados de títulos valores en América Latina y en otros mercados de países emergentes podría tener un impacto negativo sobre el valor de negociación de nuestras acciones y demás valores negociables emitidos, como asimismo sobre nuestra capacidad y los términos en virtud de los cuales podamos tener acceso a los mercados de capitales internacionales.

Adicionalmente, los últimos desarrollos normativos y políticos en Argentina, incluyendo la aprobación de la Ley de Expropiación han llevado a una considerable volatilidad en el precio de mercado de nuestras acciones y american depository shares (“ADS”).

No podemos asegurar que la percepción de riesgo en Argentina y en otros mercados emergentes no puedan tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de obtener financiamiento y también en la negociación de nuestros títulos valores. No podemos asegurar que los factores anteriormente mencionados no pueden afectar a nuestra condición financiera y / o resultados de operación - Véase -Información sobre la Emisora - Historia de YPF-.

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio

Nuestra operación está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales.

La industria del petróleo y del gas se encuentra sujeta a regulaciones y control gubernamental. Como consecuencia de ello, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas prevalecientes en Argentina y los resultados de nuestras operaciones podrían verse adversamente afectados por los cambios regulatorios y políticos en Argentina. Por lo tanto enfrentamos riesgos y desafíos vinculados a la regulación y al control del gobierno argentino sobre el sector energético, incluidos aquellos detallados a continuación así como también en otras partes dentro de este apartado de factores de riesgo:

- limitaciones a nuestra capacidad de trasladar los incrementos en impuestos, incrementos en costos de producción o en los precios internacionales del petróleo crudo y en otros combustibles y en las

fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, o de aumentar los precios locales - Véase “Las limitaciones a la fijación de precios locales en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones”

- mayores impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones a los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna;
- en relación con la política del gobierno argentino de brindar prioridad absoluta a la demanda interna, las órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista local en exceso de los montos previamente contratados;
- Las iniciativas legislativas y reglamentarias relativas a la estimulación hidráulica y otras actividades de perforación necesarias para extraer petróleo y gas no convencional podrían aumentar nuestros costos de hacer negocios o causar retrasos y afectar adversamente nuestras operaciones;
- restricciones a la importación de bienes que podrían afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestros compromisos de entrega o los planes de crecimiento, según sea el caso, y
- la implementación o imposición de requerimientos más estrictos con respecto a la calidad de productos derivados del petróleo en Argentina;

El gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en las regulaciones y las políticas que rigen el sector energético con el objetivo de otorgarle absoluta prioridad a la demanda interna a precios estables a fin de sostener la recuperación económica. Como resultado de estos cambios, por ejemplo, en los días en los cuales existe escasez de gas, las exportaciones de gas natural (que también se ven afectadas por otras órdenes gubernamentales restrictivas) y el abastecimiento de gas a las industrias, plantas generadoras de electricidad y estaciones de servicio que venden gas natural comprimido se ven interrumpidas por la prioridad brindada a los clientes residenciales a precios menores. Recientemente, la Ley de Expropiación ha declarado el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Adicionalmente, su objetivo declarado es garantizar el desarrollo económico social equitativo, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias y regiones. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación”. Véase “Riesgos relacionados con la Argentina – El Estado nacional ejercerá el control de la Sociedad conforme a la política energética nacional de acuerdo con la Ley de Expropiación”. Del mismo modo, no podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestros resultados de las operaciones. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino”.

En enero de 2007, fue promulgada la Ley N° 26.197, que, de acuerdo con el Artículo 124 de la Constitución Nacional, estableció que las provincias argentinas serán las propietarias de los reservorios de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios. Conforme a derecho, el Congreso de la Nación tiene el deber de sancionar leyes y regulaciones que tengan por finalidad el desarrollo de recursos minerales dentro de Argentina, mientras que los gobiernos provinciales son responsables de hacer cumplir estas leyes y administrar los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de los territorios de sus respectivas provincias. Sin embargo, ciertos gobiernos provinciales han interpretado las disposiciones de la Ley N° 26.197 y el Artículo 124 de la Constitución Nacional como un otorgamiento a las provincias de facultades para sancionar sus propias regulaciones relativas a la exploración y producción de petróleo y gas dentro de sus territorios. No podemos asegurar que las regulaciones o los impuestos (incluyendo regalías) sancionados o administrados por las provincias no entrarán en conflicto con las leyes nacionales, ni que dichos impuestos o regulaciones no puedan afectar en forma adversa nuestras operaciones y situación financiera.

Las limitaciones a la fijación de precios locales en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones

En los últimos años, en virtud de las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales, sumadas a otros factores, nuestros precios locales de nafta, gasoil y otros combustibles han sido frecuentemente menores en comparación con los precios de dichos productos en el mercado internacional y regional, y nuestra capacidad para incrementar los precios ha sido limitada. De manera similar, los precios a los cuales vendemos gas natural en Argentina (en especial al sector residencial) están sujetos a reglamentaciones gubernamentales y actualmente se encuentran sustancialmente por debajo de los precios del gas natural en el mercado regional. Los precios que podemos obtener para nuestros productos afectan, entre otros, la viabilidad de las inversiones en exploración, desarrollo y refinación, y como resultado, el momento y monto de las erogaciones de capital previstos para tales fines. Nuestro presupuesto de erogaciones de capital lo confeccionamos teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de nuestros productos. Para información adicional respecto de los precios locales de nuestros productos, véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Regulación del Mercado”. El 10 de abril de 2013, mediante la Resolución 35/2013, la Secretaría de Comercio Interior determinó un precio tope de comercialización de hidrocarburos líquidos por seis meses a aplicar por todos los expendedores, (con posterioridad prorrogado hasta el 24 de noviembre de 2013), el cual será igual al más elevado que se hubiera informado al 9 de abril de 2013 en cada una de las regiones geográficas identificadas en el Anexo a la Resolución. No podemos asegurar que podamos aumentar los precios locales de nuestros productos y las limitaciones en nuestra habilidad de hacerlo podrían afectar de manera adversa nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Del mismo modo, no podemos asegurar que los precios de los hidrocarburos en Argentina seguirán los aumentos o disminuciones en los niveles internacionales o regionales vigentes.

Adicionalmente, en julio de 2012, de conformidad a la Ley de Expropiación, el gobierno argentino creó el "Reglamento del Régimen de la Soberanía de Hidrocarburos en la República Argentina" y estableció una Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión de Hidrocarburos"). La Comisión de Hidrocarburos está formado por representantes del gobierno federal, y su objetivo es hacer frente a ciertas asimetrías de mercado en el sector de petróleo y gas. Los objetivos de la Comisión de hidrocarburos son principalmente para garantizar la adecuada inversión de las compañías petroleras y de gas para:

- mejorar el nivel de las reservas de petróleo y gas,
- ampliar la capacidad de refinación, y
- mantener un suministro adecuado de combustible a precios razonables.

A los efectos de otorgar razonables precios comerciales, la Comisión de Hidrocarburos establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. La Comisión de Hidrocarburos tiene la facultad de publicar los precios de referencia para el petróleo y el gas, lo que permitirá cubrir los costos de producción atribuible a la actividad y alcanzar un margen de beneficio razonable, monitorear los precios de petróleo y gas cobrados por las empresas privadas y supervisar y asegurar la inversión en el sector petrolero. Cada empresa del sector debe estar registrado en el Registro Nacional de Inversiones y debe presentar un plan de inversión anual para su aprobación por la Comisión de Hidrocarburos. El incumplimiento de esta obligación podrá dar lugar a varias sanciones, incluyendo la terminación de la autorización para explotar y operar áreas de reservas dentro del sector. Para obtener más información, consulte la sección "Véase Sección 4. Información sobre la Compañía-Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino-Regulación del Mercado - Decreto No. 1277/2012."

Estamos sujetos a restricciones directas e indirectas a las exportaciones, lo que ha afectado los resultados de nuestras operaciones y nos ha llevado a declarar la fuerza mayor en ciertos contratos de exportación

La Ley N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”) permite las exportaciones de hidrocarburos en tanto y en cuanto éstos no se requieran para el mercado local y siempre que se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural y las regulaciones vinculadas exigen que se tomen en cuenta las necesidades del mercado local al momento de autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos años, las autoridades argentinas adoptaron ciertas medidas que resultaron en restricciones a las exportaciones de gas natural de Argentina. En virtud de lo precedente, nos hemos visto obligados a vender una parte de nuestra producción de gas natural originariamente destinada al mercado de exportación en el mercado local y no hemos podido cumplir en ciertos casos con nuestros compromisos de exportación en forma total o parcial, lo cual ha con llevado a conflictos con nuestros clientes del exterior y nos ha forzado a declarar la fuerza mayor en nuestros contratos de exportación. Consideramos que las medidas enunciadas precedentemente constituyen eventos de fuerza mayor que nos exoneran de toda responsabilidad contingente por deficiencias en entregas contractuales, aunque no podemos garantizar que dicha posición prevalecerá.

Véase “Información sobre la Emisora — Exploración y Producción—Compromisos de Entrega – Contratos de Abastecimiento de Gas Natural”, “Información sobre la Emisora — Exploración y Producción - El Mercado Argentino de Gas Natural” e “Información contable - Litigios.”

Las exportaciones de petróleo crudo, como también la exportación de la mayor parte de nuestros productos hidrocarbúricos, actualmente requieren la autorización previa por la Secretaría de Energía (según el régimen establecido bajo la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificatorias y complementarias). Las compañías petroleras que tienen la intención de exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que la oferta de venta del producto a los compradores locales ya fue realizada y rechazada. Las refinerías de petróleo que tienen la intención de exportar gasoil deben también primero demostrar que la demanda local de gasoil ha sido satisfecha. Debido a que la producción local de gasoil no satisface actualmente a las necesidades de consumo local en Argentina, nos hemos visto imposibilitados de vender la producción de gasoil en el mercado de exportaciones desde 2005 y, por ende, nos hemos visto obligados a vender dicho combustible en el mercado local a los precios vigentes.

No podemos predecir durante cuánto tiempo se mantendrán vigentes estas restricciones a las exportaciones, o si se adoptarán medidas en el futuro que afecten en forma adversa nuestra capacidad de exportar gas, petróleo crudo, gasoil u otros productos y, en consecuencia, los resultados de nuestras operaciones.

Los precios del petróleo y del gas podrían afectar nuestro negocio

Presupuestamos inversiones en bienes de capital vinculadas a las actividades de exploración, desarrollo, refinación y distribución considerando, entre otras cosas, los precios de mercado para nuestros productos hidrocarbúricos. En el supuesto de que los actuales precios locales para ciertos productos no se correspondan con los aumentos de costos (incluidos los relacionados con el aumento en el valor del dólar frente al peso argentino) de conformidad con inversiones mayores y más complejas, principalmente como resultado del desarrollo de los recursos no convencionales, y también con la evolución de la economía, nuestra capacidad para mejorar nuestra tasa de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas e implementar ciertos de nuestros planes de inversión en bienes de capital podría verse afectada en forma adversa lo que, a su vez, podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Es probable que nuestras reservas y nuestra producción disminuyan

Los yacimientos de petróleo y gas en Argentina son maduros y es probable que nuestras reservas y producción disminuyan a medida que se consumen las reservas. Nuestra producción declinó en 2011 8,4% en

término de barriles equivalentes de petróleo día. Durante 2012 nuestra producción disminuyó aproximadamente 0,6% en término de barriles equivalentes de petróleo día. Como resultado del aumento de la actividad de desarrollo y exploración en el año 2013 nuestra producción se incrementó en aproximadamente 1,7%, sobre una base de barriles equivalentes de petróleo día.

Enfrentamos el desafío de reemplazar nuestras reservas comprobadas con hidrocarburos provenientes de otras categorías. Sin embargo, la continua revisión técnica integral de nuestros yacimientos de petróleo y gas nos permite identificar oportunidades para rejuvenecer los campos maduros y optimizar el desarrollo de nuevos campos en las cuencas argentinas, con el objetivo de alcanzar resultados similares a los de los campos maduros en otras regiones del mundo (que han logrado sustancialmente mayores factores de recuperación con la aplicación de nuevas tecnologías). Además, la compañía ha completado la renovación de la mayoría de sus concesiones y las más recientes, con términos y condiciones relativamente más favorables, permitiendo el desarrollo de proyectos estratégicos relacionados con inyección de agua, recuperación mejorada de petróleo y los recursos no convencionales, los cuales representan una importante oportunidad no solo para la compañía sino también para Argentina. Esperamos que los desarrollos no convencionales requieran una mayor inversión en los próximos años, principalmente en relación con la formación Vaca Muerta. Con estas inversiones se esperan obtener importantes economías a escala e incrementar significativamente las tasas de recuperación desde este play de recursos. Otros plays de recursos, prospectos no convencionales, existentes en Argentina han posicionado al país entre los más atractivos a nivel mundial en relación al potencial de recursos no convencionales. Sin embargo, la viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos en la recuperación de reservas dependerán principalmente de las condiciones económicas y regulatorias en Argentina, como así también de los precios de mercado de los productos hidrocarburíferos. Ver adicionalmente “Nuestro plan de negocios incluye actividades futuras de perforación para la obtención de petróleo y gas no convencional, y si no somos capaces de adquirir y utilizar correctamente las nuevas tecnologías necesarias, así como obtener financiamiento y socios de la empresa, nuestro negocio puede verse afectado.”

Nuestras reservas de gas natural y petróleo constituyen estimaciones

Nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas se estiman en base a datos geológicos y de ingeniería a fin de establecer con certeza razonable si el petróleo crudo o el gas natural en reservorios conocidos pueden recuperarse conforme a ciertas condiciones operativas y económicas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas comprobadas depende de una cantidad de factores, suposiciones, y variables, algunas de las cuales escapan a nuestro control. Los factores que están bajo nuestro control incluyen: la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones a las estimaciones de reservas; la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y nuestra interpretación y evaluación de dichos datos; la performance de la producción de los reservorios y nuestros factores de recuperación, de los cuales gran parte depende de la tecnología disponible, así como de nuestra capacidad de implementar dichas tecnologías y de la aplicación del *know-how*; la selección de los terceros con los cuales emprendemos negocios; y la exactitud de nuestras estimaciones de hidrocarburo original en el sitio, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones sustanciales. Aquellos factores que exceden en mayor medida nuestro control incluyen: cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto sobre la magnitud de nuestras reservas comprobadas (debido a que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes cuando dichas estimaciones son realizadas); cambios en las normas fiscales imperantes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales luego de la fecha de las estimaciones (lo que podría hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación); así como ciertas acciones de terceros, incluyendo a los operadores de los yacimientos en los cuales tenemos participación.

Como resultado de lo anteriormente mencionado, las mediciones sobre las reservas no son precisas y están sujetas a revisiones. Toda revisión que disminuya nuestras cantidades estimadas de reservas comprobadas podría tener un impacto adverso sobre nuestros resultados financieros, provocando un aumento en los cargos por depreciación, y/o cargos por desvalorización de activos, que podrían reducir nuestras ganancias y patrimonio neto.

Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos y ambientales significantes.

Las actividades de producción y exploración del petróleo y gas se encuentran sujetas a riesgos operativos específicos de la industria como asimismo a riesgos económicos particulares, algunos de los cuales escapan a nuestro control, tales como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, y los peligros naturales y otras incertidumbres, incluidas aquellas vinculadas a las características físicas de los yacimientos de petróleo y gas natural *onshore* y *offshore*. Nuestras operaciones pueden verse restringidas, demoradas o canceladas en virtud de malas condiciones meteorológicas, dificultades mecánicas, derrames de petróleo o fugas de gas, escasez o demoras en la entrega de equipos, cumplimiento con los requisitos gubernamentales, incendios, explosiones, blow-outs, fallas en los ductos, anormales presiones en las formaciones y peligros ambientales tales como pérdidas de petróleo, escapes de gas, rupturas o emanaciones de gases tóxicos. Además operamos áreas políticamente sensibles donde la población nativa tiene intereses que de vez en cuando podrían entrar en conflicto con nuestros objetivos de producción. Si estos riesgos se materializan, podríamos sufrir pérdidas operativas sustanciales e interrupciones en nuestras operaciones y daño a nuestra reputación. Las perforaciones podrían no ser rentables, no solamente con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a pozos que son productivos pero que no generan los suficientes ingresos netos como para obtener ganancias después de considerar los costos de perforación, los costos operativos y otros costos.

Nuestro plan de negocios incluye actividades futuras de perforación para la obtención de petróleo y gas no convencional, y si no somos capaces de adquirir y utilizar correctamente las nuevas tecnologías necesarias, así como obtener financiamiento y socios de la empresa, nuestro negocio puede verse afectado

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan estratégico de negocio depende de nuestra capacidad de obtener financiamiento a un costo razonable y en condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas de petróleo y gas no convencional, como el shale oil y gas en la formación Vaca Muerta. Estas localizaciones de perforación y perspectivas representan una parte de nuestros planes de perforación en el futuro. Nuestra capacidad de perforar y desarrollar estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los commodities, los costos, disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Además, como no tenemos amplia experiencia en la perforación y extracción de petróleo y gas no convencional, la perforación y explotación de tales reservas de petróleo y gas depende de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal u otro tipo de apoyo necesario para la extracción y de obtener financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Por otra parte, con el fin de poner en práctica nuestro plan de negocio, incluyendo las actividades de exploración y el desarrollo de nuestro petróleo y gas natural y las actividades de desarrollo de la capacidad de refinación suficiente para procesar mayores volúmenes de producción, tendremos que obtener significativos importes de financiamiento en los mercados financieros. No podemos garantizar que seremos capaces de obtener la financiación necesaria u obtener financiación en los mercados financieros internacionales o locales a un costo razonable y en condiciones razonables, para poner en práctica nuestro plan de negocios nuevos o que seremos capaces de desarrollar con éxito nuestro petróleo y gas natural reservas. Debido a estas incertidumbres, no podemos dar ninguna garantía en cuanto a la oportunidad de estas actividades o que finalmente se traducirán en reservas probadas o que podremos cumplir con nuestras expectativas de éxito, lo que podría afectar negativamente a nuestros niveles de producción, situación financiera y resultados operativos.

Nuestra cobertura de seguros podría no ser suficiente para atender todos los riesgos a los que estamos sujetos

Como se menciona en los apartados “Las actividades de petróleo y de gas se encuentra sujeta a riesgos operativos, económicos y ambientales significantes” y “Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad”, nuestras actividades de exploración y producción están sujetas a vastos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Poseemos cobertura de seguros contra ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, en línea con

las prácticas de la industria, incluyendo pérdida de daños a propiedades y equipos, incidentes de control de pozos, incidentes de pérdida de producción o ingresos, remoción de desechos, polución por filtraciones súbitas y accidentales, contaminación y limpieza, y demandas de responsabilidad de terceros, incluyendo lesiones personales y pérdida de vidas, entre otros riesgos del negocio. Sin embargo, nuestra cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que, en algunos casos, pueden ser excedidos sustancialmente por nuestras obligaciones. Adicionalmente, algunas de nuestras pólizas de seguro contienen exclusiones que podrían limitar nuestra cobertura en algunos eventos (véase “Información sobre la Emisora – Seguros”). Asimismo, podríamos vernos imposibilitados de mantener cobertura adecuada a las tasas y las condiciones que consideremos razonables o aceptables, o de obtener cobertura contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufrimos un accidente contra el cual no estamos asegurados, o cuyos costos exceden significativamente nuestra cobertura, esto podría tener un efecto adverso significativo en nuestros negocios, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Las concesiones de explotación y los permisos para la exploración de petróleo y de gas en Argentina se encuentran sujetos a ciertas condiciones y podrían ser cancelados o no renovados

La Ley de Hidrocarburos establece que las concesiones de petróleo y gas permanezcan vigentes durante 25 años a partir de la fecha de su otorgamiento, y asimismo establece que el plazo de la concesión puede ser prorrogado por hasta 10 años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante a la fecha de su prórroga. La facultad para prorrogar los términos y condiciones de los permisos, concesiones y contratos, en vigencia y nuevos, ha sido otorgada a los gobiernos de las provincias en las cuales se encuentran ubicadas las áreas pertinentes (y al gobierno argentino con respecto a las áreas offshore que se extienden más allá de las 12 millas náuticas). A fin de resultar elegible para la prórroga, todo concesionario y tenedor de permisos debe haber cumplido con sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos y los términos de la concesión o permiso en particular, incluidas las constancias de pago de impuestos y regalías, el abastecimiento de la tecnología, del equipo y de la mano de obra necesaria y el cumplimiento con diversas obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo. Conforme a la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de estas obligaciones y requerimientos puede asimismo resultar en la fijación de multas, o en el caso de incumplimientos sustanciales, luego del vencimiento de los períodos de subsanación pertinentes, en la caducidad de la concesión o del permiso. El vencimiento de una parte de nuestras concesiones que representan aproximadamente el 1,9% de nuestras reservas comprobadas de 31 de diciembre 2013 se produce en 2017. Adicionalmente, a la fecha de emisión de este prospecto, nuestras concesiones en ciertas provincias en Argentina han sido extendidas (Véase sección 4 - Información sobre la Compañía-Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – Exploración y Producción - Acuerdos de Extensión de Concesiones en la provincia del Neuquén, Mendoza, Santa Cruz, Salta y Tierra del Fuego). No podemos asegurar que las concesiones podrán ser prorrogadas o que no se nos requerirán nuevas inversiones, regalías u otros requisitos a fin de obtener prórrogas a la fecha de expiración de las mismas. La caducidad o imposibilidad de obtener la prórroga de una concesión o permiso, o su revocación, podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros negocios y los resultados de nuestras operaciones.

Nuestra adquisición de superficie exploratoria y reservas de gas natural y petróleo crudo se encuentran sujetas a una elevada competencia

Enfrentamos una intensa competencia con relación a las ofertas por las áreas de producción de gas natural y petróleo crudo, usualmente licitadas por las autoridades gubernamentales, en especial en aquellas áreas donde se encuentran las reservas más atractivas de gas natural y de petróleo crudo. Algunas provincias de Argentina, como La Pampa, Neuquén y Chubut, han creado sociedades provinciales estatales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y del gas. Como resultado, podrían verse negativamente afectadas las condiciones para acceder a nuevas áreas productivas o de exploración. Adicionalmente, la menor oferta de superficie de exploración disponible para licitar podría afectar nuestros resultados futuros.

Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad

Nuestras operaciones, como aquellas de otras empresas en la industria del petróleo y del gas, se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes ambientales, de salud y de seguridad, y a las regulaciones de los países en los cuales operamos. Estas leyes y regulaciones poseen un impacto significativo sobre nuestras operaciones y las de nuestras vinculadas, y podrían provocar efectos adversos sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Adicionalmente, YPF Holdings, subsidiaria 100% de YPF, tiene ciertas responsabilidades ambientales. Véase “Información contable —Litigios - YPF Holdings” “.Una cantidad de eventos relacionados con cuestiones ambientales, la salud y la seguridad, incluidos los cambios en las leyes y las regulaciones aplicables, interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, cambios en la política de aplicación, la aparición de nuevos litigios o nuevos acontecimientos en los litigios pendientes y el desarrollo de información vinculada a estas cuestiones podría resultar en nuevas o crecientes obligaciones, erogaciones, provisiones, pérdidas y otros impactos que podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Véase “Información contable — Litigios”, “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Regulaciones Ambientales Argentinas” y “Regulaciones Ambientales Estadounidenses”.

En particular, las alternativas de remediación de contaminación del río Passaic han sido sometidos a investigación y análisis por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos y otras partes para muchos años. Tierra, una Compañía subsidiaria de YPF Holdings ha estado trabajando en representación de Occidental en varios estudios y realizando determinadas actividades de remediación como se discute más adelante. En junio de 2007, la EPA dio a conocer un borrador del Estudio de Centrado Factibilidad que describe varias alternativas de medidas correctivas en las ocho millas inferiores del río Passaic. Estas alternativas iban desde ninguna acción (lo que resultaría en un costo comparativamente bajo) para el dragado extensivo y tapado (que según el proyecto de la ECA, la EPA estima podría costar U\$S 0,9 billones a U\$S 2,3 billones), y están todos descritos por la EPA como tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo, sin una investigación exhaustiva. Tierra, junto con las otras miembro de CPG, presentó comentarios sobre el proyecto de FFS a la EPA, al igual que una serie de otras partes interesadas. Además, el 18 de septiembre de 2012, la EPA describió las nuevas alternativas que está considerando en el Estudio Centrado de Factibilidad, que se espera que sea lanzado al público en fecha pronta. La EPA dijo que el FFS establecerá cuatro alternativas que podrían costar desde U\$S 8,6 millones a U\$S 3,4 billones. Basados en la información disponible de la Compañía, a la fecha de emisión de este informe anual, teniendo en cuenta la potencial propuesta final, los resultados de los estudios y descubrimientos que se produzcan, las diversas partes potenciales responsables involucrados en el asunto, con la consiguiente potencial asignación de los gastos de mudanza, y también teniendo en cuenta la opinión de los abogados externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o un rango de pérdidas en estos asuntos pendientes en este momento. Por lo tanto, ninguna cantidad se ha devengado por este litigio por YPF Holdings Inc. En función de la propuesta final publicada y aprobada por la EPA en relación con el Estudio Centrado de Factibilidad, y la potencial asignación de la responsabilidad de YPF Holdings para tal remediación, nuestra situación financiera y resultados operativos podrían verse afectados negativamente. Ver Información Financiera-Litigios-YPF Holdings,”

Las regulaciones y jurisprudencia en materia ambiental, de seguridad y salud y en la Argentina se desarrollan a un ritmo rápido y no pueden brindarse garantías de que no aumentarán nuestros costos vinculados a los negocios y a nuestras potenciales contingencias, incluyendo nuestras actividades planificadas de perforación y explotación de reservas de petróleo y gas no convencionales. Adicionalmente, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando la adopción de las nuevas exigencias reglamentarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, tales como impuestos sobre el carbono, el aumento de los estándares de eficiencia, o la adopción de limitaciones y regulaciones de comercio. Si se aprueban en la Argentina, estos requisitos podrían hacer que nuestros productos sean más caros, así como provocar un cambio en la demanda hacia las fuentes de hidrocarburos relativamente más bajos en carbono como las energías renovables.

Somos parte en varios procedimientos legales

Como se describe en “Información contable — Litigios” somos parte en una cierta cantidad de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procesos, y de resolverse en forma total o parcialmente adversa en nuestra contra, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas u otras pérdidas. Si bien consideramos que hemos provisionado tales riesgos adecuadamente en base a los dictámenes y asesoramiento de nuestros asesores legales externos y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias de pérdidas, en especial las vinculadas a cuestiones ambientales, se encuentran sujetas a cambios dado que se desarrolla nueva información y es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se resuelven en forma adversa a YPF, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que hemos establecido.

Además, podríamos estar sujetos a los pasivos no revelados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales incurridos por las empresas que adquirimos como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que es posible que no seamos capaces de identificar o que pueden no estar adecuadamente indemnizado bajo nuestros acuerdos de adquisición con los vendedores de este tipo de empresas, en cuyo caso nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación podrían afectadas negativamente y de manera adversa

Adicionalmente, tras la promulgación de la Ley de Expropiación, la empresa española Repsol, que tenía una porción significativa de sus acciones sujetas a expropiación, inició acciones legales contra el Gobierno Argentino ante los tribunales de Nueva York y el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI). Adicionalmente, Repsol inició otros reclamos contra nosotros ante los tribunales de Argentina, Nueva York y Madrid. Repsol también ha hecho pública su intención de impugnar la validez de los acuerdos que realicemos con terceros relacionados con la explotación y exploración de reservas de petróleo no convencional en la formación Vaca Muerta. El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol aprobó el texto acordado por el Ministerio argentino de Economía y Finanzas y la Administración de Repsol para llegar a una "Solución amistosa y Compromiso de Expropiación" por el que Repsol estaría de acuerdo en aceptar un pago de US\$ 5 mil millones en bonos soberanos argentinos en concepto de indemnización por la expropiación del 51% del capital social de YPF propiedad, directa o indirecta, por parte de Repsol. A la fecha de este prospecto, dicho acuerdo queda sujeto a la ratificación de la Junta General de Accionistas de Repsol y el Congreso de la Nación. Dicho acuerdo, el cual es público, se encuentra sujeto a ciertas condiciones, y los inversionistas deberán leerlo cuidadosamente, para tomar su propia decisión. Además con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio (“Convenio”), por el que principalmente las partes aceptan renunciar con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley de Expropiación, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF. Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones. El Convenio será plenamente efectivo al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley de Expropiación. Si dicho cierre no ocurre para el día 7 de mayo de 2014, o la fecha posterior que las partes acuerden por escrito, el Convenio no entrará en vigencia y quedará sin efecto de pleno derecho, manteniendo las partes todos los derechos preexistentes a la fecha de su firma sin que el Convenio genere responsabilidad alguna para las partes, por lo que no podemos otorgarle ninguna garantía de que se produzcan las renunciaciones antes mencionadas. Por consiguiente, nosotros no podemos dar garantía de que las acciones adoptadas por Repsol no interrumpirán nuestros esfuerzos comerciales, incluyendo cualquier tipo de acuerdo de exploración y explotación que intentemos cerrar, o que Repsol no continuará litigando las cuestiones relacionadas con la expropiación de sus acciones.

Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción y refinación y de la red de logística

Nuestras instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas, nuestras refinerías y nuestra red de logística constituyen nuestros principales centros de producción y red de distribución de los cuales dependen gran parte de nuestros ingresos. Aunque aseguramos dichas propiedades sobre la base de términos que consideramos prudentes y hemos adoptado y mantenemos medidas de seguridad, todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción a la producción vinculada con dichas instalaciones podría afectar significativa y negativamente nuestra capacidad de producción, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El 2 de Abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un temporal severo y sin precedentes, registrando más de 400 mm. de lluvia (máximo jamás registrado en la zona). Las fuertes lluvias interrumpieron los sistemas de la refinería y causaron el incendio que afectaron de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual debió ser parada en su totalidad. Durante los 7 días posteriores al suceso se ha logrado restablecer aproximadamente 100 mbb/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). A finales de mayo de 2013, la unidad de Topping C reanudó totalmente sus operaciones a los niveles nominales de capacidad. La unidad de Coque A fue apagado de forma permanente desde la tormenta, afectando el volumen de crudo procesado en la refinería, debido a una reducción en la capacidad de conversión. La tormenta resultó en una disminución en el volumen de crudo procesado. YPF tiene una póliza de seguro que cubre la pérdida de ingresos y de los daños a la propiedad debido a incidentes como la tormenta que afectó a la Refinería La Plata. Ver nota 11.b de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados con respecto al importe reconocido en nuestros resultados operativos en relación a la cobertura del seguro al 31 de diciembre de 2013.

Adicionalmente, el día 21 de marzo, se produjo un incendio en la planta de tratamiento de crudo Cerro Divisadero, ubicada a 20 kilómetros de la localidad de Bardas Blancas, en la provincia de Mendoza. La planta de Cerro Divisadero que cuenta con 6 tanques, de los cuales 4 son de proceso y 2 son de despacho de crudo tratado, concentra la producción de 10 yacimientos del área de Malargüe, que totaliza una producción diaria de aproximadamente 9.200 barriles de petróleo y representa el 3,8% de la producción de petróleo de YPF. Actualmente, el incendio ha sido extinguido definitivamente y se han comenzado tareas de mantenimiento para el reinicio de las operaciones de las instalaciones cercanas, que habían sido suspendidas preventivamente, debido al riesgo de su afectación, y a trabajar en el restablecimiento de la producción. El personal técnico de la empresa se encuentra definiendo el plan para la reanudación total de las actividades en los próximos días. Además estamos en el proceso de recopilación de la información necesaria para hacer efectiva la cobertura de seguro existente.

Podríamos ser objeto de acciones sindicales

Nuestras operaciones han experimentado interrupciones y huelgas sindicales en el pasado y no podemos asegurar que no volveremos a sufrirlas, lo cual podría afectar negativamente a nuestros negocios e ingresos. Las demandas laborales en el sector de energía de la Argentina son frecuentes y, en el pasado reciente, empleados del sindicato han bloqueado el acceso y causado daños a nuestras plantas. En los últimos años, nuestras operaciones se vieron ocasionalmente afectadas por medidas de fuerza sindicales. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas”.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

La sociedad

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina, siendo su domicilio legal Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina. La Sociedad opera bajo las leyes de la República Argentina, siendo la fecha de su inscripción en el Registro Público de Comercio el 2 de junio de 1977 y la fecha de finalización de su Contrato Social el 15 de junio de 2093.

La actividad principal de la Sociedad es el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Macacha Güemes 515, (C1106BKK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina; nuestro número de teléfono general es (5411) 5441-2000; nuestro número de fax es el (5411) 5441-0232 y nuestra dirección de correo electrónico es inversoresypf@ypf.com. Nuestro sitio web es www.ypf.com. La información que contiene dicho sitio web no se encuentra incluida como referencia en el presente Prospecto y no se la considerará parte de él.

Panorama general

Somos la principal compañía de energía de la República Argentina y operamos una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* (“*Exploración y Producción*”) y *downstream* (“*Refino y Marketing*” y “*Química*”) del país. Nuestras operaciones de *upstream* consisten en la exploración, explotación y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Nuestras operaciones de *downstream* la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural. En 2013, nuestras ventas netas consolidadas fueron de Ps. 90.113 millones y nuestra utilidad neta fue de Ps. 5.079 millones. Las exportaciones representaban 13,3%, 11,5% y 14,2%, de nuestras ventas netas consolidadas en 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

Hasta noviembre de 1992, la mayoría de nuestras predecesoras eran empresas de propiedad del Estado cuyas operaciones se remontan a la década de 1920. En noviembre de 1992, el gobierno argentino sancionó la Ley de Privatización, que estableció los procedimientos mediante los cuales nuestra compañía se privatizaría. En julio de 1993, conforme a la Ley de 24.145 (la “Ley de Privatización”), completamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, que anteriormente fueran de propiedad del Estado nacional. Como resultado de esa oferta y de otras transacciones, hacia fines de 1993, el porcentaje de nuestro capital accionario de propiedad del gobierno argentino se redujo del 100% a aproximadamente el 20%.

En 1999, Repsol adquirió el control de YPF y mantuvo el control hasta la aprobación de la Ley de Expropiación. Repsol es una compañía integrada de petróleo y gas con sede central en España y operaciones en gran parte del mundo. Repsol YPF fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Grupo Petersen adquirió, en diferentes momentos, acciones que representan el 15,46% de nuestro capital social. Asimismo, Repsol había otorgado opciones a favor de ciertas afiliadas de Petersen Energía para adquirir hasta un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, la cual fue ejercida en mayo de 2011.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso argentino sancionó la Ley de Expropiación. Entre otros asuntos, la Ley de Expropiación declara sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o

controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A la fecha de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias que conforman la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encontraban pendientes. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Véase “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - El Estado nacional ejerce los derechos sobre las acciones sujetas a expropiación bajo la Ley 26.741 y se espera que la Sociedad sea operada conforme a la política energética de acuerdo con la mencionada ley”, “Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio —Somos parte en varios procedimientos legales,” “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación” y “Accionistas Mayoritarios y Transacciones con Partes Relacionadas”.

Además de las actividades mencionadas anteriormente, el 12 de Marzo de 2014 YPF S.A. (“YPF”) y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (“Apache”) para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades extranjeras controlantes de sociedades argentinas titulares de activos localizados en la República Argentina (28 concesiones (23 operadas y 5 no operadas) en la Cuenca Neuquina; 7 concesiones en Tierra del Fuego; importante base de recursos convencionales, entre otros). De esta manera, YPF será la controlante de las participaciones societarias del grupo Apache en la Argentina. El precio pagado por la transacción incluyó 786 millones de dólares, más la asunción de la deuda bancaria de 31 millones de dólares correspondiente a las empresas adquiridas. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorga, a cambio de 217 millones de dólares, una participación en ciertos activos correspondientes con los adquiridos a Apache ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

La Ley de Expropiación establece que YPF continuará sus operaciones como una “sociedad anónima abierta” y la gestión de las acciones sujetas a expropiación se llevará a cabo de acuerdo a los siguientes principios: (i) contribución estratégica de la compañía según los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (ii) la gestión de la compañía de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y el gobierno corporativo, preservando los intereses de los accionistas y creándoles valor; y (iii) la gestión profesional de la compañía.

La información contenida en este prospecto para los ejercicios que finalizaron el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 proviene de nuestros Estados Contables Consolidados Auditados. Véase la Nota 14 a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados.

Upstream

- Al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a información interna de la Compañía, teníamos participación en más de 90 yacimientos de petróleo y gas en Argentina. De acuerdo a la Secretaría de Energía de Argentina, estos activos representan aproximadamente el 44% de la producción total de petróleo crudo del país, excluyendo líquidos de gas natural (“LGN”), y aproximadamente el 36% de su producción total de gas, incluyendo LGN, en 2013, de acuerdo con la información suministrada por la Secretaría de Energía de la República Argentina (“Secretaría de Energía”).

- De acuerdo a información y estimaciones internas de la Sociedad, tenemos reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2013, de aproximadamente 628 mmbbl de petróleo y de aproximadamente 2.558 bcf de gas, lo cual representa de acuerdo a nuestros cálculos un total de reservas de aproximadamente 1.083 mmbpe.
- Durante el ejercicio 2013, de acuerdo a información interna de la Compañía, produjimos aproximadamente 101 mmbbl de petróleo (aproximadamente 279 mmbbl/d) y aproximadamente 437 bcf de gas (aproximadamente 1.197 mmcf/d), representando una producción total de aproximadamente 180 mmbpe (aproximadamente 493 mbpe/d).

Downstream

- Somos el principal refinador de la Argentina con operaciones en tres refinерías de nuestra exclusiva propiedad con una capacidad de refinación anual combinada de aproximadamente 116 mmbbl (319,5 mmbbl/d) (Ver adicionalmente “—Downstream- División Refino”). También tenemos una participación del 50% en Refinería del Norte S.A. (“Refinor”), una sociedad controlada conjuntamente con y operada por Petrobrás Energía S.A. (“Petrobras”), que cuenta con una capacidad de refinación de 26,1 mmbbl/d.
- Al 31 de diciembre de 2013, nuestra red de distribución minorista de combustibles comprendía 1.542 con la marca YPF, de las cuales 111 somos propietarios directamente o a través de nuestra sociedad 100% controlada Operadora de Estaciones de Servicio S.A. (“OPESSA”), y estimamos que contábamos con cerca del 34,1% de todas las estaciones de servicio de Argentina.
- Somos uno de los más importantes productores petroquímicos en Argentina y el Cono Sur de América Latina, con operaciones llevadas a cabo en nuestras plantas de Ensenada y Plaza Huincul. Además, Profertil S.A. (“Profertil”), una sociedad controlada conjuntamente con Agrium Holdco Spain S.L. (“Agrium”), es productora líder de urea en el Cono Sur.

Historia de YPF

Desde principios de la década de 1920 y hasta 1990, tanto los segmentos de exploración y producción como de refino y marketing de la industria argentina del petróleo y gas fueron monopolios del gobierno argentino. Durante ese período, nuestra empresa y nuestro predecesor eran de propiedad del Estado, quien controlaba la exploración y la producción de petróleo y gas natural, así como la refinación de petróleo y la comercialización de productos refinados de petróleo. En el mes de agosto de 1989, Argentina promulgó leyes cuyo objetivo fue la desregulación de la economía y la privatización de las compañías de propiedad estatal de la Argentina, incluyendo la nuestra. Después de la sanción de dichas leyes, se promulgó una serie de decretos presidenciales que nos imponían, entre otros requisitos, que vendiéramos las partes mayoritarias de nuestros derechos de producción sobre algunas de las mayores áreas de producción y que lleváramos a cabo un programa de reestructuración interna de la dirección y de las operaciones.

En el mes de noviembre de 1992, se promulgó la Ley N° 24.145 (Ley de Privatización), que establecía los procedimientos mediante los cuales nuestra compañía se privatizaría. En el mes de julio de 1993, conforme a la Ley de Privatización, completamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, anteriormente de propiedad del Estado nacional.

Como resultado de esa oferta y de otras transacciones, hacia fines de 1993 el porcentaje de nuestro capital accionario de propiedad del Estado nacional se redujo del 100% a aproximadamente el 20%.

En el mes de enero de 1999, Repsol YPF adquirió 52.914.700 acciones Clase A en bloque (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol YPF anunció una OPA para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación en virtud del cual en el mes de junio de 1999, Repsol YPF adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación.

Repsol YPF adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000.

El 21 de febrero de 2008, Petersen Energía (“PEISA”) compró a Repsol YPF 58.603.606 de nuestros ADSs, lo que representa el 14,9% de nuestro capital social, por un monto de US\$ 2.235 millones. Asimismo, Repsol YPF otorgó a ciertas afiliadas de Petersen Energía opciones para comprar hasta un 10,1% adicional de nuestro capital social en circulación en el transcurso de cuatro años. El 20 de mayo de 2008, PEISA ejerció la opción de adquirir acciones y ADSs en poder de partes no relacionadas que representan el 0,1% de nuestro capital social. Asimismo, PEISA lanzó una oferta para adquirir todas las acciones de YPF que no fueran de su propiedad a un precio de US\$ 49,45 por acción o ADS. Repsol YPF, de conformidad con su acuerdo con Petersen Energía, declaró que no iba a licitar las acciones de YPF a Petersen Energía. Como consecuencia de esto, un total de 1.816.879 acciones (incluyendo acciones Clase D y ADS), representativas de aproximadamente el 0,462% de nuestras acciones en circulación, fueron ofrecidas. Con fecha 3 de mayo de 2011, Petersen Energía ejerció una opción de compra para adquirir acciones de Repsol YPF o ADSs representativas del 10,0% de nuestro capital social. En tanto, el 4 de mayo de 2011, Repsol YPF, reconoció y aceptó dicha compra. Véase “Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación” y “Accionistas Mayoritarios y Transacciones con Partes Relacionadas”.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso argentino sancionó la Ley de Expropiación. Entre otros asuntos, la Ley de Expropiación declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. -Véase “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - El Estado nacional ejerce los derechos sobre las acciones sujetas a expropiación bajo la Ley 26.741 y se espera que la Sociedad sea operada conforme a la política energética de acuerdo con la mencionada ley”. A la fecha de emisión de este documento, la transferencia de las acciones entre el Estado Nacional y las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encontraba pendiente. Conforme al artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias que acepten su transferencia debe llevarse a cabo de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y reservas comprobadas. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, en conformidad con el artículo 9 de la Ley de Expropiación, los Estados provinciales que reciban acciones sujetas a expropiación deberán ingresar en un acuerdo de accionistas con el Estado Nacional que prevé un ejercicio unificado de sus derechos como accionistas. Véase “Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación” y “Accionistas Mayoritarios y Transacciones con Partes Relacionadas”, y “Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio — Somos parte en varios procedimientos legales,” para obtener una descripción del Acuerdo entre Repsol y la República Argentina relativo a la indemnización por la expropiación del 51% del capital social de YPF propiedad, directa o indirecta, por parte de Repsol.

Además, el 16 de abril de 2012, la compañía fue notificada, mediante certificación notarial, del Decreto N° 530/12 del Poder Ejecutivo Nacional, el cual prevé la intervención de YPF por un periodo de treinta días (el cual fue extendido en nuestra siguiente Asamblea General de Accionistas que se celebró el 4 de junio de 2012 en la que también se designó a los nuevos miembros de nuestro Directorio) con el objetivo de asegurar la continuidad de las operaciones y la preservación de los activos y del capital, asegurar la provisión de combustibles y satisfacer las necesidades del país, y garantizar que los objetivos de la Ley de Expropiación se cumplan. Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino –

La Ley de Expropiación”. De conformidad con el artículo 3 del Decreto N° 530/2012, las facultades conferidas por los estatutos de YPF a la Asamblea y/o el Presidente de la compañía han sido concedidos temporalmente al interventor. El 7 de mayo, mediante el Decreto N° 676/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, el Sr. Miguel Matias Galuccio fue nombrado Gerente General de la compañía durante la intervención. En la Asamblea General de Accionistas, celebrada el 04 de junio de 2012, nuestros accionistas nombraron los nuevos miembros del Directorio. Véase “Directores, Gerencia de Primera Línea y Empleados.

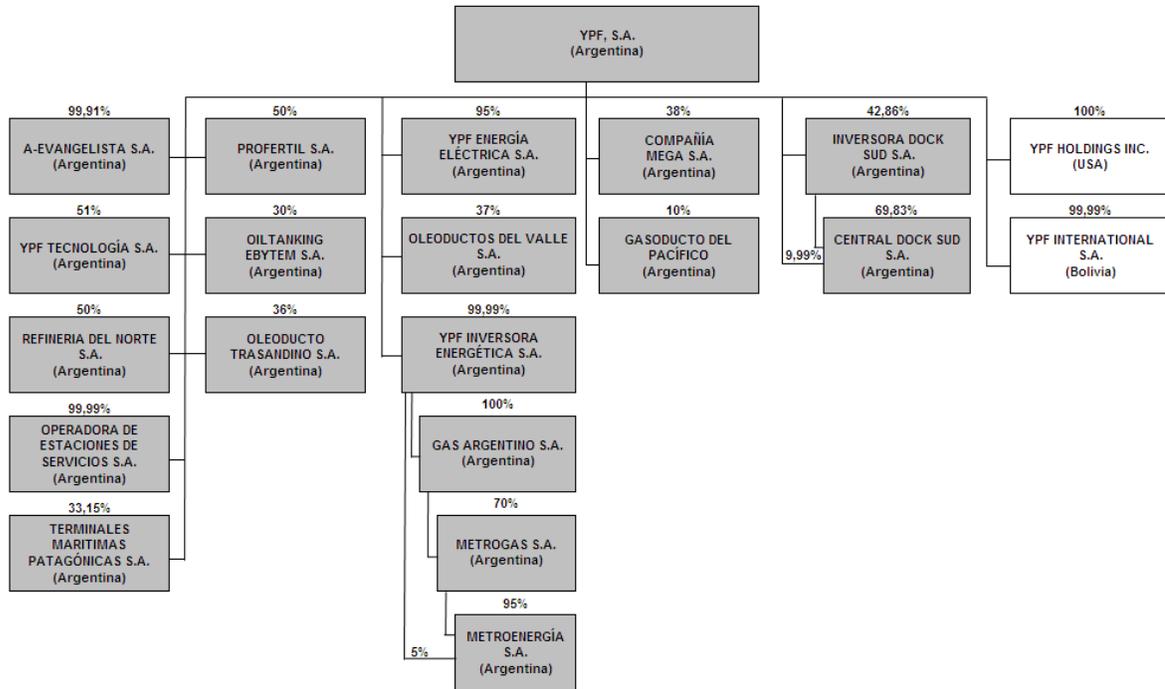
El 30 de Agosto de 2012 hemos aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para nuestro desarrollo en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar nuestro compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea nuestros objetivos, buscando un crecimiento sostenido y rentable que genere valor para los accionistas, con los del país, posicionando a YPF como líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

A efectos de alcanzar los objetivos planteados anteriormente, estamos focalizados en: (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el acreage en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial, (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore. (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria, (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir nuestras refineries. Lo mencionado anteriormente requiere una gestión organizada y planificada de recursos hidrocarbúferos, logísticos, humanos y financieros, dentro del marco normativo vigente, con una perspectiva a largo plazo, dado que, como ocurre en la industria petrolera mundial, los resultados de los proyectos de inversión maduran gradualmente.

El plan de inversiones asociado al crecimiento de la compañía debe ir acompañado de un plan financiero acorde; la empresa planea una fuerte reinversión de las utilidades, la búsqueda de socios estratégicos y el incremento de deuda en niveles prudentes teniendo en cuenta las empresas del sector. En consecuencia, la viabilidad financiera de las inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos y su procesamiento dependerán, entre otros, en la previsibilidad económica y las condiciones regulatorias en Argentina, de la capacidad para acceder a financiamiento no sólo en las cantidades necesarias sino también a costos competitivos, como así mismo de los precios de mercado de los productos hidrocarbúferos.

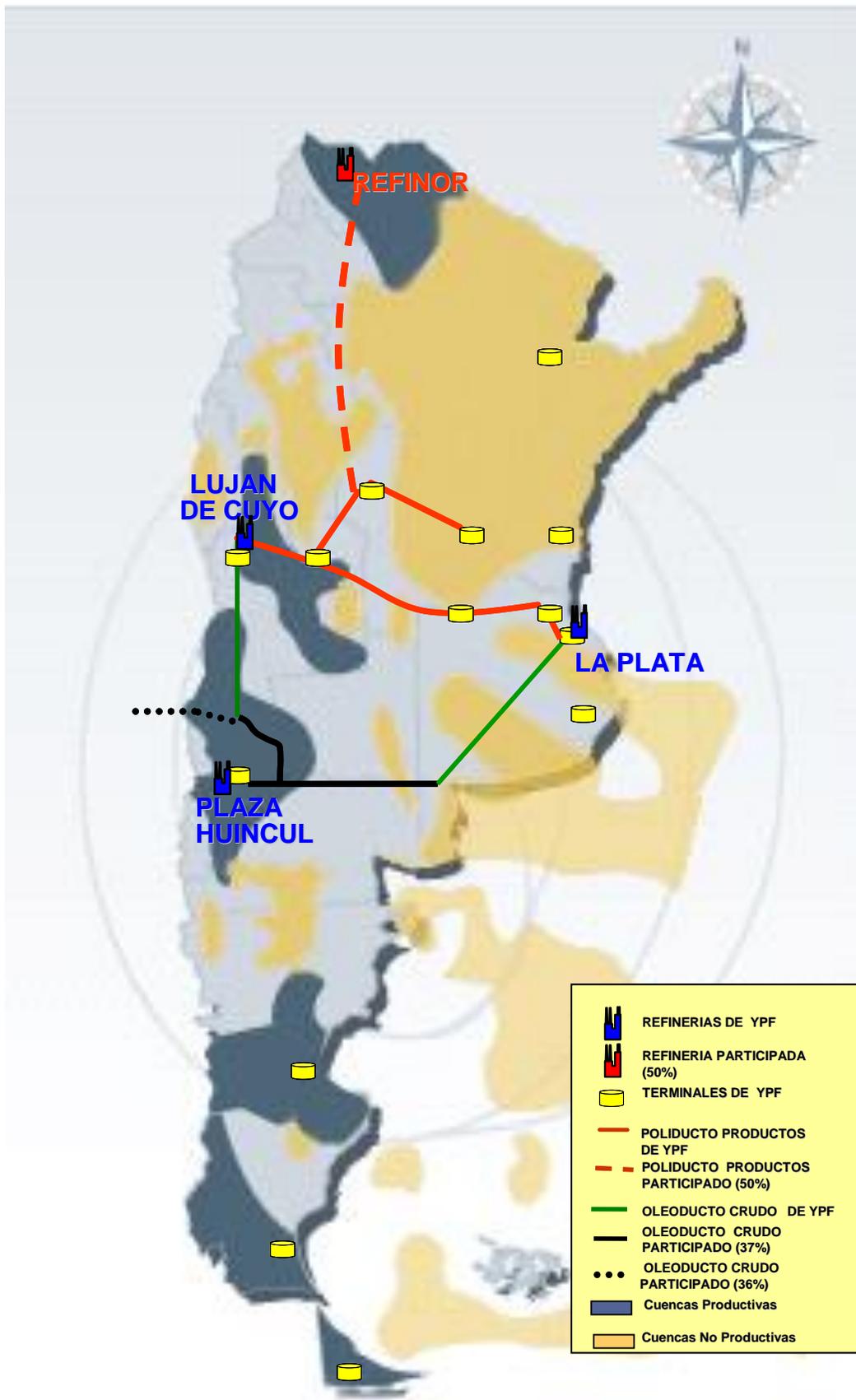
Estructura y organización de la emisora y su grupo económico

El siguiente cuadro muestra nuestra estructura organizacional, incluyendo nuestras principales subsidiarias, a la fecha del presente Prospecto.



Véase, adicionalmente, la Nota 11.c “Acuerdos de Proyectos de Inversión” a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados para una descripción de la transacción celebrada con Chevron.

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras cuencas productivas, refinerías, instalaciones de almacenamiento y redes de oleoductos y poliductos al 31 de diciembre de 2013.



Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2013 llevamos a cabo nuestras operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

- Exploración y Producción, que incluye el segmento denominado “Exploración y Producción”;
- Downstream, que incluye los segmentos de “Refino y Marketing”, “Química”, “Distribución de Gas Natural” y “Generación Eléctrica”;
- Administración Central y Otros, que incluye el segmento de “Administración Central y Otros”.

Las ventas a terceros en Argentina y en el extranjero del segmento Exploración y Producción incluyen ventas de gas natural y tarifas por servicios (fundamentalmente por el transporte, el almacenamiento y el tratamiento de hidrocarburos y productos). Adicionalmente, el crudo que producimos en Argentina, o que recibimos de terceros en Argentina de conformidad con los contratos de servicios, se transfiere de Exploración y Producción a Refino y Marketing a precios de transferencia fijados por nosotros, que en general buscan aproximarse a los precios del mercado argentino.

Hemos reorganizado recientemente nuestra estructura de reporte para agrupar los segmentos "Química" y "Refino y Marketing" en un nuevo segmento "Downstream". Hicimos este cambio principalmente a causa de la estrategia común compartida por los ex segmentos de "Refino y Marketing" y "Química" y, a la luz de las sinergias que participan en sus actividades para maximizar de oferta de combustible al mercado en términos de volumen y calidad. En consecuencia, la Sociedad ha ajustado la información comparativa de los años 2012 y 2011 para reflejar dicha reorganización.

El segmento Downstream compra petróleo crudo al segmento Exploración y Producción y a terceros. Las actividades de Downstream incluyen la refinación y el transporte de crudo, así como la comercialización y el transporte de combustibles refinados, lubricantes, GLP, gas natural y otros productos refinados de petróleo en los mercados mayoristas y minoristas locales y en los mercados de exportación. El segmento de Downstream también vende productos petroquímicos tanto en el mercado local como en el mercado externo.

Además, nuestras actividades relacionadas con la generación de energía, que no son materiales para nosotros, desarrollados a través de nuestra sociedad controlada YPF Energía Eléctrica SA y la distribución de gas natural desarrollado a través de Metrogas SA también se incluyen en las actividades Downstream.

Adicionalmente, en el segmento Administración Central y otros se han registrado determinados activos, pasivos, ingresos y costos, que incluyen activos y gastos de administración de nuestra sociedad, asuntos medioambientales relacionados con YPF Holdings (Véase la Nota 3 a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados) y ciertas actividades de construcción, relacionadas con la industria del petróleo y el gas, llevadas a cabo a través de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. (“A-Evangelista”) y sus subsidiarias.

Casi la totalidad de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran ubicados en Argentina. No obstante, también llevamos a cabo actividades exploratorias en los Estados Unidos, entre otras jurisdicciones extranjeras, a la vez que poseemos participación en un área productiva en los Estados Unidos, y en dos áreas exploratorias en Uruguay y Chile (ver “Exploración y Desarrollo - Principales activos - Activos internacionales”). Asimismo, comercializamos lubricantes y derivados en Brasil y Chile, así como también llevamos a cabo ciertas actividades de construcción relacionadas con la industria del petróleo y el gas en Uruguay, Bolivia, Brasil y Perú, a través de A-Evangelista. (compañía sobre la que controlamos el 100% del capital), y sus subsidiarias.

Los siguientes cuadros presentan, respectivamente, las ventas netas y la utilidad operativa para cada una de nuestras líneas de negocios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	(en millones de pesos)		
Ingresos ordinarios (1)			
Exploración y Producción (2)			
Ingresos ordinarios.....	3.851	1.135	269
Ingresos intersegmentos (3)	38.846	30.179	23.401
Total de Exploración y Producción.....	<u>42.697</u>	<u>31.314</u>	<u>23.670</u>
Downstream (4)			
Ingresos ordinarios.....	85.624	65.047	54.636
Ingresos intersegmentos	1.147	1.069	848
Total Refino y Marketing	<u>86.771</u>	<u>66.116</u>	<u>55.484</u>
Administración Central y Otros			
Ingresos ordinarios.....	638	992	1.306
Ingresos intersegmentos	2.285	1.243	651
Total Administración Central y Otros.....	<u>2.923</u>	<u>2.235</u>	<u>1.957</u>
Menos ventas y servicios intersegmentos.....	<u>(42.278)</u>	<u>(32.491)</u>	<u>(24.900)</u>
Total Ingresos ordinarios	<u>90.113</u>	<u>67.174</u>	<u>56.211</u>
Utilidad (pérdida) operativa			
Exploración y Producción.....	6.324	5.730	4.067
Downstream.....	6.721	4.095	5.466
Administración Central y Otros	(1.522)	(2.492)	(1.714)
Ajustes de consolidación.....	(363)	570	(631)
Total de Utilidad operativa	<u>11.160</u>	<u>7.903</u>	<u>7.188</u>

- (1) Los ingresos ordinarios se exponen netos del pago del impuesto a la transferencia de combustibles y el impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 2.k) a los Estados Contables Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos ordinarios. Véase la Nota 1.c.16) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.

- (2) Incluye costos de exploración en Argentina, Guyana y Estados Unidos.
- (3) Los ingresos inter-segmento de petróleo crudo a Downstream se registraron a precios de transferencia que reflejan nuestras estimaciones de los precios del mercado argentino.

Exploración y Producción General

Nuestra cartera de proyectos, incluye más de 1.400 proyectos de desarrollo de las reservas probadas, probables y posibles, además de los recursos contingentes y potenciales relacionados a futuros desarrollos y a la actividad de exploración. Nuestros objetivos de crecimiento empresarial, mediante los cuales se busca maximizar la productividad y rentabilidad de nuestra cartera de proyectos, se basan en los siguientes conceptos clave: el rejuvenecimiento de los campos maduros, un enfoque continuo sobre el desarrollo de gas, y el desarrollo intensivo de reservorios no convencionales. Véase adicionalmente “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo”,

La selección de los proyectos a ser desarrollados y sus tiempos de finalización son determinados periódicamente por un proceso de optimización de portafolio de acuerdo a nuestros lineamientos estratégicos.

El aumento de las inversiones en Argentina nos ha permitido mantener un nivel de actividad alto y constante en los proyectos; los cuales han contribuido a un aumento significativo en la producción y valor de nuestros campos. En 2013, nuestra producción de petróleo en la Argentina aumentó en un 2,19%, y nuestra producción de gas en la Argentina aumentó en un 1,45%, cada caso comparado con nuestra producción en 2012. Por otra parte, nuestra producción de petróleo y gas en la Argentina de las áreas que operamos en el mes de Diciembre de 2013, aumentó en un 6,31% y 17,63% respectivamente, en comparación con nuestra producción en Diciembre de 2012. Este incremento refleja el intenso trabajo que hacemos en los campos que operamos ambos hidrocarburos, convencionales y no convencionales.

Compromiso con el desafío de los campos de petróleo y gas maduros

La mayoría de nuestros campos de producción de petróleo y gas en Argentina son se encuentran en una etapa de madurez, lo cual nos obliga a asumir compromisos fuertes para superar el declino.

Hemos aumentado significativamente nuestra actividad y recursos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables con incrementos en el factor de recuperación mediante el empleo de técnicas que incluyen infill y extensión de recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria. Estamos totalmente dedicados a la identificación de nuevas oportunidades tanto en el potencial infill así como en mejorar la eficiencia del barrido en nuestros campos maduros. Estos esfuerzos están guiados por el modelado del subsuelo a cargo de equipos multidisciplinarios de la Compañía. Por otra parte, hacemos un fuerte énfasis en las actividades de monitoreo para mejorar los proyectos maduros de inyección de agua. A la vanguardia de nuestros esfuerzos en recuperación terciaria se implementan proyectos de inyección de polímeros y/o surfactantes en las Cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

Continuas revisiones técnicas exhaustivas de nuestros campos de gas y petróleo nos permiten identificar oportunidades de rejuvenecer los campos maduros y optimizar los desarrollos de nuevos campos en la cuencas Argentinas, a fin de alcanzar similares factores de recuperado a los que han logrado los campos maduros de otras regiones del mundo con aplicación de nuevas tecnologías.

Hemos logrado, a través de la extensión de la mayoría de nuestras concesiones con condiciones relativamente más favorables, continuar con el desarrollo de los proyectos estratégicos de mejora de recuperación de petróleo e inyección de agua, mejorando nuestras perspectivas de producción y reservas.

Sin embargo, la viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperado de reservas dependerán generalmente de las condiciones económicas y regulatorias predominantes en la Argentina, como

así también del precio de mercado de los productos hidrocarbúricos. Vease adicionalmente, “Factores de Riesgo”.

Además, recientemente finalizamos ciertos acuerdos en relación con la adquisición de propiedades que forman parte de nuestro negocio principal:

- El 31 de Enero de 2014, adquirimos de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30/6/2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad medanita). La transacción se realizó por un monto de 40,7 millones de dólares. Al pasar a ser el operador del Área, podremos acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027.
- El 12 de Marzo de 2014 YPF S.A. (“YPF”) y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (“Apache”) para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades extranjeras controlantes de sociedades argentinas titulares de activos localizados en la República Argentina (28 concesiones (23 operadas y 5 no operadas) en la Cuenca Neuquina; 7 concesiones en Tierra del Fuego; importante base de recursos convencionales, entre otros). De esta manera, YPF será la controlante de las participaciones societarias del grupo Apache en la Argentina. El precio pagado por la transacción incluyó US\$ 786 millones, más la asunción de la deuda bancaria de 31 millones de dólares correspondiente a las empresas adquiridas. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorga, a cambio de 217 millones de dólares, una participación en ciertos activos correspondientes con los adquiridos a Apache ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.
- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como “Lajas” que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico “Lajas” (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el “Área” y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa “Lajas”. La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones.

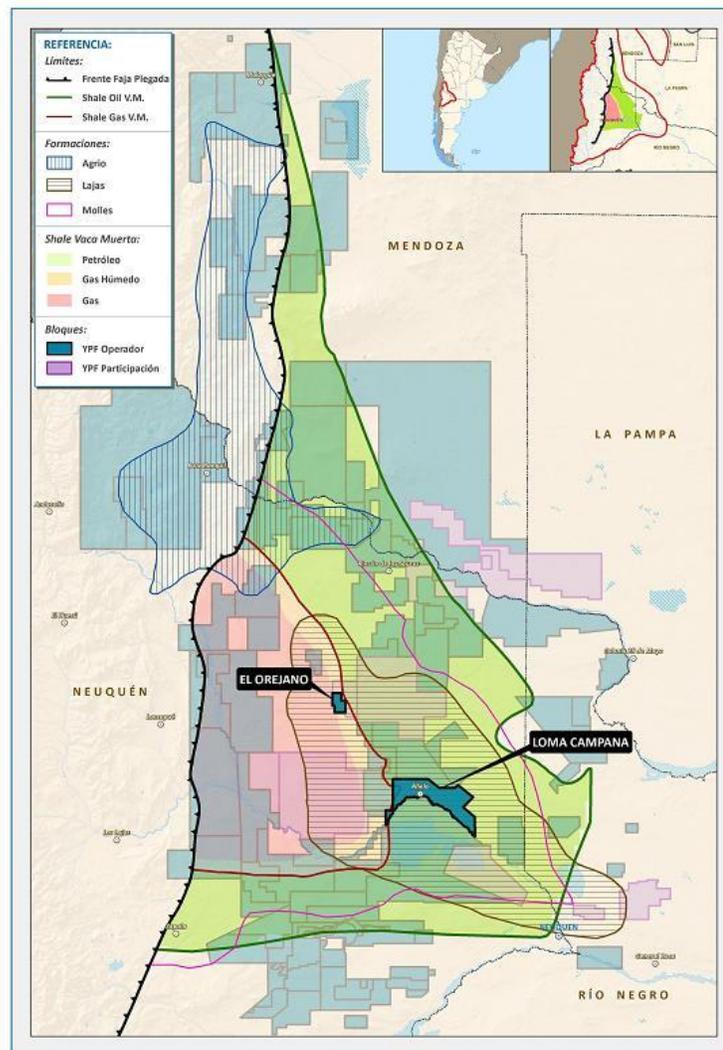
Permanecer en el sendero de los recursos no convencionales

Hemos comprometido recursos técnicos significativos y experiencia para impulsar el potencial de nuestros activos de hidrocarburos no convencionales. A través de los más de 100 pozos no convencionales perforados este año, los cuales en su mayoría fueron perforados en la concesión de Loma Campana sobre la

cual tenemos control conjunto con Chevron, hemos demostrado claramente liderazgo en esta área y expresado nuestro compromiso con el objetivo de crecimiento de nuestra producción y reservas a través del desarrollo de recursos no convencionales.

Durante el año 2013, lanzamos el primer desarrollo de conglomerados de pozos de shale oil en el yacimiento Loma Campana, en asociación con Chevron (1) y el primer programa piloto de shale gas en el yacimiento El Orejano, en asociación con Dow Chemical, sin dejar de delimitar el potencial de la formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina. El mapa a continuación describe cada uno de estos proyectos.

Formación Vaca Muerta Area



- (1) **“Loma Campana”**: El 16 de Julio de 2013, YPF y Chevron firmaron un proyecto de inversión con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén. El acuerdo contempla un desembolso de US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo de desarrollo de aproximadamente 20 km² ("proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 hectáreas) que corresponde a la zona correspondiente al proyecto. El primer proyecto incluye la perforación de más de 100 pozos. Junto con los que se ha invertido por YPF en el área, esta nueva inversión resultará en una inversión total de 1.500 millones de dólares en el proyecto piloto. En una segunda etapa, después

de la finalización del proyecto piloto, ambas compañías esperan continuar con el desarrollo integral de la zona, compartiendo la inversión al 50% cada uno. Para obtener información adicional véase Nota 11.c “Acuerdos de proyectos de Inversión”, de nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados.

- (2) **“El Orejano”**: El 23 de Septiembre de 2013, YPF y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor SA firmaron un acuerdo que incluye un desembolso por ambas partes hasta US\$ 188 millones que estarán dirigidos en el desarrollo conjunto de un proyecto piloto de gas no-convencional en la provincia de Neuquén. De los US\$ 188 millones que se desembolsarán, Dow proporcionará hasta US\$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto. El acuerdo contempla una primera fase de trabajo durante la cual se perforarán 16 pozos.

Los acuerdos con Chevron y Dow Chemical, constituyen pasos importantes hacia el desarrollo de nuestros vastos recursos no convencionales, pero las áreas correspondientes aún representan sólo una fracción de nuestra superficie no convencional.

El desarrollo de recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta demandará una cantidad significativa de inversiones de capital. A medida que avanzamos con rapidez en nuestra curva de aprendizaje, esperamos seguir dando ahorros sustanciales debido a las economías de escala y aumentar la productividad de los pozos a través de una mejor comprensión del subsuelo en este play de recursos.

Sin embargo, la viabilidad financiera de estas inversiones y esfuerzos de recuperación de las reservas dependerá de las condiciones económicas y regulatorias vigentes, así como los precios de mercado de hidrocarburos en Argentina. Ver adicionalmente "Factores de Información-Riesgo".

Principales activos

Nuestra producción se concentra en Argentina y nuestras operaciones locales están sujetas a numerosos riesgos. Véase “Información Clave sobre la Emisora - Factores de riesgo”.

El siguiente cuadro presenta información con respecto a nuestra a superficie de cultivo desarrolladas y no desarrolladas por zona geográfica al 31 de diciembre de 2013:

	<u>Desarrollada(1)</u>		<u>No Desarrollada(2)</u>	
	<u>Bruta(3)</u>	<u>Neta(4)</u>	<u>Bruta(3)</u>	<u>Neta(4)</u>
	(miles de acres)			
Sudamérica.....	1.508	1.002	53.960	33.155
Argentina.....	1.508	1.002	44.967	25.743
Resto de Sudamérica(5).....	—	—	8.993	7.412
Norteamérica(6).....	17	2,6	138	74,8
Total.....	<u>1.525</u>	<u>1.004,60</u>	<u>54.098</u>	<u>33.229,8</u>

- (1) La superficie desarrollada es aquella asignable a pozos productivos.
- (2) La superficie no desarrollada abarca las superficies en las cuales no se han perforado o completado pozos que permitan la producción de cantidades comerciales de petróleo o gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas comprobadas.
- (3) La superficie “bruta” es el 100% de aquellas áreas en las que YPF tiene algún tipo de participación.
- (4) La superficie “neta” equivale a la superficie bruta luego de deducida la participación de terceros.
- (5) Relativo a Uruguay, Colombia, Paraguay y Chile. En el caso de Paraguay, la superficie no desarrollada de YPF totalizó 3.825 mil acres al 31 de diciembre de 2013 y está vinculada a un permiso de prospección otorgado a YPF por la Resolución 1703 del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de Paraguay. El permiso venció el 16 de Septiembre de 2012 y se presentó la solicitud por 1 año de prórroga al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. A la fecha de este prospecto, la solicitud de extensión se encuentra pendiente. En el caso de Uruguay la superficie no desarrollada de YPF incluye Dominio Minero y permiso de prospección. El permiso de prospección corresponde a un área de 2.397 mil acres y fue adjudicado 100% a YPF en marzo de 2012. En relación a Colombia, YPF ha solicitado la aprobación a la autoridad de aplicación (“ANH”), Con respecto a Colombia,

YPF ha solicitado la aprobación de la autoridad de aplicación ("ANH"), la cesión de derechos de su participación activa total en los bloques COR 12 y COR 33. YPF y sus socios informaron a ANH la decisión de renunciar al bloque COR 14.

(6) Relativo a los Estados Unidos de América (Golfo de México) únicamente.

Al 31 de diciembre de 2013 ninguna sección de nuestra superficie exploratoria no desarrollada correspondía a permisos exploratorios que vencen durante 2014 de acuerdo a lo previsto en la Ley 17.319.

Sin embargo, como resultado del vencimiento en 2014 del primer, segundo o tercer período exploratorio de algunos de nuestros permisos, de acuerdo a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, deberemos devolver una porción fija de la superficie de tales permisos, siempre y cuando no se descubran cantidades comercialmente explotables de petróleo y gas en dichas áreas, en cuyo caso podríamos solicitar la declaración de comercialidad por parte de las autoridades competentes a fin de obtener concesiones de explotación sobre las áreas en cuestión. En caso de que no ocurra dicho descubrimiento, deberemos devolver en 2014 aproximadamente 12.000 km² de superficie exploratoria neta no desarrollada (lo cual equivale a aproximadamente 16% de nuestros 78.000 km² de superficie exploratoria neta no desarrollada al 31 de diciembre de 2013) durante 2014. Respetando el porcentaje de superficie que debemos devolver, tenemos derecho a elegir, de acuerdo con nuestra conveniencia, qué parte de cada permiso de exploración deseamos mantener. Por consiguiente, las superficies a ser devueltas se corresponden básicamente con sectores en los cuales la perforación no ha sido exitosa, y constituyen, por lo tanto, superficies de interés residual para nosotros.

A excepción de lo descrito anteriormente, no hay superficies no desarrolladas significativas bajo concesiones de producción que venzan en el corto plazo.

Permisos de exploración y concesiones de explotación en Argentina

Argentina es el segundo productor de gas natural y el cuarto productor de petróleo crudo de América Latina sobre la base de la producción de 2013, según el estudio de estadísticas de BP (BP Statistical Review of World Energy) publicado en Junio del 2013. Históricamente, el petróleo ha representado la mayor parte de la producción y el consumo de hidrocarburos del país, aunque la participación relativa del gas natural aumentó rápidamente durante los últimos años. Han sido identificadas 24 cuencas sedimentarias en el país, de acuerdo con el "*Plan Exploratorio Argentina*". La superficie total en el continente representa aproximadamente 408 millones de hectáreas y la superficie total offshore abarca 194 millones de hectáreas en la plataforma del Atlántico Sur dentro de la línea de 200 metros de profundidad. De los 602 millones de hectáreas de las cuencas sedimentarias, una porción importante aún debe ser evaluada mediante perforaciones exploratorias.

El siguiente cuadro muestra nuestras participaciones brutas y netas en pozos de petróleo y gas productivos en Argentina por cuenca, al 31 de diciembre de 2013.

Cuenca	Pozos (1)(2)(3)			
	Petróleo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
<i>Onshore</i>	11.836	10.917	902	617
Neuquina.....	3.928	3.341	759	541
Golfo San Jorge	6.949	6.811	45	43
Cuyana.....	816	720	—	—
Noroeste.....	19	7	47	18
Austral	124	37	51	15
<i>Offshore</i>	—	—	19	10
Total	11.836	10.917	921	627

(1) Además de los pozos de petróleo y gas ubicados en Argentina, tenemos participación en pozos de petróleo ubicados en los Estados Unidos (7 pozos brutos y aproximadamente 1 pozo neto, al 31 de diciembre de 2013).

(2) Un “pozo bruto” es un pozo en el que nosotros tenemos una participación. Una “participación neta” se considera que existe cuando la suma de los intereses de propiedad fraccional de participación en los pozos bruta es igual a uno. El número de pozos neto es la suma de las participaciones fraccionales de los pozos brutos expresado en números enteros y fracciones de números enteros. Pozos brutos y netos incluyen un pozo de petróleo y tres pozos de gas con terminaciones múltiples.

Al 31 de diciembre de 2013, teníamos 142 permisos de exploración y concesiones de explotación en Argentina. Operamos 100 de ellos de manera directa, incluyendo 42 permisos de exploración y 58 concesiones de producción.

- Permisos de exploración: Al 31 de diciembre de 2013, contábamos con 52 permisos de exploración en Argentina, 48 de los cuales eran permisos de exploración *onshore* y 4 eran permisos de exploración *offshore*. Tuvimos una participación del 100% en tres permisos *onshore*, mientras que nuestra participación en el resto de ellos varió entre el 30% y el 90%. Tuvimos una participación del 100% en un permiso de exploración *offshore*, y nuestra participación en el resto de los permisos *offshore* osciló entre 30% y 35%.
- Concesiones de producción: Al 31 de diciembre de 2013, tuvimos 90 concesiones de explotación. Tuvimos una participación del 100% en 50 concesiones de explotación y nuestra participación en las 40 concesiones de explotación restantes varió entre un 12,2% y un 98%.

La Sociedad posee 23 plantas de tratamiento de crudo y 5 plantas de rebombeo, donde se procesa y se almacena el petróleo, las cuales tienen como función recibir y tratar el petróleo de diferentes yacimientos, previo a su envío a nuestras refinerías y/o comercialización a terceros, según corresponda. Véase “Factores de Riesgo- Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción y refinación y de la red de logística”.

La tabla que figura a continuación, basada en datos propios, brinda cierta información con respecto a nuestros principales yacimientos de petróleo y gas en Argentina al 31 de diciembre de 2013, muchos de los cuales corresponden a yacimientos maduros:

Áreas(1)	Participación %	Producción 2013		Reservas Comprobadas al 31 de Diciembre de 2013			Cuenca	Estado de Desarrollo de la Cuenca
		Petróleo ⁽²⁾ (mbbl)	Gas (mmcf)	Petróleo ⁽²⁾ (mbbl)	Gas (mmcf)	BPE (mbpe)		
Loma La Lata Central	100%	7.520	95.907	40.909	732.405	171.347	Neuquina	Campo Maduro
Magallanes ⁽³⁾	88%	884	14.165	16.462	298.732	69.664	Austral	Campo Maduro
Los Perales	100%	5.625	12.730	56.071	64.483	67.555	Golfo San Jorge	Campo Maduro
Aguada Toledo - Sierra Barrosa	100%	2.218	30.716	14.000	220.502	53.270	Neuquina	Campo Maduro
Seco León	100%	4.244	4.185	43.976	22.544	47.991	Golfo San Jorge	Campo Maduro
El Portón	100%	2.710	24.546	17.183	132.908	40.853	Neuquina	Campo Maduro
Chihuido Sierra Negra	100%	5.160	1.437	33.780	8.751	35.339	Neuquina	Campo Maduro
San Roque	34%	2.118	29.433	8.812	130.601	32.071	Neuquina	Campo Maduro
Barranca Baya	100%	4.862	1.020	30.043	5.528	31.027	Golfo San Jorge	Campo Maduro
Manantiales Behr	100%	6.911	5.029	27.055	15.247	29.770	Golfo San Jorge	Campo Maduro
Puesto Hernández ⁽⁴⁾	89%	2.384	0	26.792	0	26.792	Neuquina	Campo Maduro
Acambuco	23%	274	11.421	1.997	124.403	24.152	Noroeste	Campo Maduro
Loma La Lata	75%	3.558	13.618	9.686	72.692	22.632	Neuquina	Campo

Áreas(1)	Participación %	Producción 2013		Reservas Comprobadas al 31 de Diciembre de 2013			Cuenca	Estado de Desarrollo de la Cuenca
		Petróleo ⁽²⁾ (mbbl)	Gas (mmcf)	Petróleo ⁽²⁾ (mbbl)	Gas (mmcf)	BPE (mbpe)		
Norte ⁽⁵⁾								Maduro/Campo Nuevo
Vizcacheras	100%	3.056	300	21.428	2.398	21.855	Cuyana	Maduro
Chihuido La Salina	100%	3.890	29.952	10.684	62.089	21.742	Neuquina	Maduro
Lomas del Cuy	100%	2.477	1.351	19.133	9.077	20.749	Golfo San Jorge	Maduro
El Trébol	100%	2.086	467	19.606	2.788	20.102	Golfo San Jorge	Maduro
Rincón del Mangrullo	100%	4	296	5.795	73.960	18.967	Neuquina	Campo Nuevo
CNQ 7A	50%	4.591	1.408	17.423	682	17.544	Neuquina	Maduro
La Ventana Central ⁽⁶⁾	91%	1.339	174	16.669	2.544	17.122	Cuyana	Maduro
Tierra del Fuego	30%	587	11.709	3.133	76.916	16.831	Austral	Maduro
Aguada Pichana	27%	1.509	26.952	4.263	70.380	16.798	Neuquina	Maduro
Desfiladero Bayo	100%	2.537	187	16.572	1.127	16.773	Neuquina	Maduro
Aguaragüe	53%	282	7.552	2.467	79.703	16.661	Noroeste	Maduro
Cañadón Yatel	100%	1.662	8.163	7.909	41.272	15.259	Golfo San Jorge	Maduro

(1) Áreas de explotación.

(2) Incluye petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural.

(3) Participación del 50% hasta 2016, y 100% desde 2017 hasta el vencimiento de la concesión.

(4) Al 31 de Diciembre de 2013, participación del 62% hasta 2016, y 100% desde 2017 hasta el vencimiento de la concesión. Véase adicionalmente "Compromiso con el desafío de los campos de petróleo y gas maduros".

(5) Participación del 100% en la formación Sierras Blancas (Campo Maduro), y 50% en la formación Vaca Muerta y Quintuco (Campos nuevos).

(6) Participación del 69,6% para Crudo y 60% para Gas Natural y Gas Natural Líquido hasta 2016, y 100% desde 2017 hasta el vencimiento de la concesión.

Asimismo, y de acuerdo a nuestra información interna:

Aproximadamente el 84% de nuestras reservas de crudo comprobadas en Argentina están concentradas en las cuencas Neuquina (44%) y del Golfo San Jorge (40%), y aproximadamente el 92% de nuestras reservas de gas comprobadas en Argentina se concentran en las cuencas Neuquina (66%), Austral (15%) y Noroeste (11%).

Uniones transitorias de empresas (UTE) y acuerdos contractuales en Argentina

Al 31 de diciembre de 2013 participábamos en 43 UTEs de exploración, y 25 UTEs de producción y acuerdos contractuales en Argentina (24 de ellas eran no operadas por nosotros). Nuestra participación en estas UTEs y acuerdos contractuales oscilaron entre un 12,2% y un 98%, y nuestras obligaciones de compartir los costos de exploración y explotación variaba según el acuerdo en cada UTE. Además, según las condiciones establecidas en algunas de esas UTEs, hemos acordado indemnizar a nuestros socios en caso de que se restrinjan o afecten derechos respecto de dichas áreas de manera tal que sea imposible cumplir el objeto de la UTE. Para obtener una lista de las principales UTEs de exploración y producción en las que participábamos al 31 de diciembre de 2013, véase el Anexo II a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013. También formamos parte de otros acuerdos contractuales que

surgieron mediante la renegociación de contratos de servicios y contratos de riesgo y su conversión en concesiones de explotación y permisos de exploración, respectivamente.

Perforaciones y otras actividades exploratorias y de desarrollo

El siguiente cuadro muestra, de acuerdo a nuestra información interna, la cantidad de pozos que hemos perforado en Argentina, o en cuya perforación participamos, y los resultados obtenidos para los ejercicios indicados.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre		
	2013	2012	2011
Pozos perforados (1)			
De			
Productivo	38	33	18
Petróleo	30	27	17
Gas	8	6	1
Secos	3	5	4
Total	41	38	22
De explotación			
Productivo	728	468	553
Petróleo	664	455	529
Gas	64	13	24
Secos	2	2	8
Total	730	470	561
Pozos perforados netos (2)			
De exploración			
Productivo	29	24	15
Petróleo	25	21	14
Gas	4	3	1
Secos	3	4	2
Total	32	28	17
De desarrollo			
Productivo	679	441	494
Petróleo	624	430	485
Gas	55	11	9
Secos	2	1	8
Total	681	442	502

- (1) Pozos “brutos” significa todos los pozos en los que tenemos algún tipo de participación. Además de los pozos perforados en la Argentina, participamos en la perforación de los siguientes pozos “brutos” en Estados Unidos: un pozo exploratorio abandonado por razones técnicas en 2011 y nueve pozos de desarrollo durante los últimos cuatro años, de los cuales siete fueron productivos. En 2012, respecto a los pozos offshore, hemos realizado un side-track a un pozo de desarrollo no productivo por razones técnicas y un workover exitoso a un pozo de desarrollo. -
- (2) Pozos “brutos” incluyen todos los pozos en los que tenemos interés.
- (3) Pozos “netos” significa los pozos brutos luego de deducir las participaciones de terceros. Además de los pozos perforados en Argentina, perforamos un pozo “neto” en Estados Unidos

Actividad Exploración y Producción en Argentina

Durante el 2013, nuestras principales actividades de exploración y desarrollo en Argentina han tenido los siguientes focos principales:

a) *Areas Operadas:*

Durante 2013 nuestras principales actividades exploratorias en la Argentina se centraron especialmente en:

– 1.1 Onshore:

- *Crudo y Gas no convencional*

Se continuó con la exploración regional de la formación Vaca Muerta orientado a la caracterización de las productividades del shale oil, gas húmedo y gas seco en distintas áreas de la cuenca.

Shale Oil

Cuenca Neuquina:

Se continuó con la exploración a lo largo de la franja de shale oil buscando definir puntos intermedios de control de productividad, al tiempo que se cumplió con los compromisos contractuales de las UTES (“Uniones Transitorias de Empresas”) exploratorias de la segunda y tercera ronda de la provincia de Neuquén.

La Amarga Chica x-4 , La Caverna x-4 y La Caverna e-6 (bloque Bandurria) junto con los pozos de la Meseta Buena Esperanza x-2002 (operado por Apache) obtuvieron resultados positivos. Dichos resultados, sumados a los de Narambuena x-8, San Roque xp-1008 y San Roque xp-1010 (Operados por Total S.A.) confirman la productividad de la formación Vaca Muerta en varios puntos de la cuenca.

Cuenca del Golfo San Jorge: Durante el 2013, el El Trebol xp-914 fue perforado para iniciar la exploración de la obra Neocomiano, la zona más occidental de la cuenca del Golfo San Jorge. Se espera que la exploración de la obra Neocomiano se complete durante el 2014.

Shale Gas Cuenca Neuquina:

Durante el 2013 continuamos con la definición regional en el área de shale gas. Se obtuvieron resultados positivos en los siguientes pozos: Cerro Arena x-5, Las Tacanas x-1, Pampa de las Yeguas I x-1 (operados por nosotros), y Aguada Pichana - e-1007, Pampa de las Yeguas II x-1 (operados por Total S.A.).

Tight Gas

Cuenca Neuquina: La exploración de la obra en la Cuenca de System Center Gas comenzó en las Lajas Este x-1 y se espera que produzca resultados en el primer semestre del 2014.

- *Crudo y Gas convencional*

Cuencas productivas

Bloque Chachahuén: continúa la evaluación del potencial de dicho bloque. En 2013 5 pozos fueron perforados orientados a los reservorios relacionados con los grupos de Neuquén y Malargue (una unidad que consiste en más de una formación). Adicionalmente, el pozo Chachahuén Sur xp-44 fue perforado, consiguiendo resultados positivos en las formaciones Rayoso y Mulichinco.

En base a los resultados obtenidos desde el año 2011, se definió el Lote de Explotación Chachahuen Sur, el cual fue aprobado por las autoridades de la Provincia de Mendoza a fines de 2013. Hemos diseñado un plan de desarrollo para este bloque.

Bloque LLancanello R: La exploración de este campo de crudo pesado en el sur del bloque Llanquanello comenzó con la perforación de tres pozos de estudio (orientados a los reservorios relacionados con el grupo Neuquén), donde se lograron resultados positivos.

Bloque Puesto Cortadera: dos pozos de exploración orientados a reservorios de gas relacionados con El Rayoso, Los Molles y Formación Precuyano, fueron perforados. Los resultados positivos se lograron en la Formación Los Molles, mientras que en las formaciones Rayoso y Precuyano se obtuvieron resultados negativos.

Otros bloques en la Cuenca Neuquina: Durante el 2013 fueron perforados cuatro pozos exploratorios, con resultados positivos:

- Cerro Hamaca, La Ollada x-1, positivo en la formación Rayoso (crudo)
- El Manzano, Mirador del Valle x-1, positivo en el grupo Neuquén (crudo)
- Loma de la Mina, Los Pajaritos x-1, positivo en la formación Huitrin (crudo)
- Octógono Fiscal, Campamento xp-491, positivo en la formación Los Molles (crudo)

Cuenca del Golfo San Jorge: retomamos la actividad de exploración focalizando en los reservorios de crudo y gas convencional en la cuenca del Golfo San Jorge, perforando nueve pozos que se describen a continuación:

- *Provincia de Chubut:* en los bloques de *Restinga Ali* y *Manantiales Behr*, fueron perforados cinco pozos exploratorios para evaluar el gas de la formación *Salamanca*. Al 31 de Diciembre de 2013 se obtuvieron resultados positivos en el pozo Grimbeek Este x-2, mientras que los pozos restantes están pendientes de finalización.
- *Provincia de Santa Cruz:* En el C° Piedra C° Guadal Norte, Barranca Yankowsky y Los Monos bloques, cuatro pozos exploratorios fueron perforados para evaluar petróleo y gas de las formaciones Bajo Barreal y Castillo, con los siguientes resultados:
 - Estancia Zabala x-5 (bloque C° Piedra C° Guadal Norte), positivo.
 - Barranca Yankowsky Oeste x-3, negativo.
 - Puesto Osorio x-2 (Los Monos) y C° Piedra Oriental x-1 (C° Piedra C° Guadal Norte), se espera de la conclusión del 31 de Diciembre de 2013.

Workovers de gas poco profundos: con el fin de investigar varios reservorios de gas superficial convencional, se llevaron a cabo quince workovers (12 en la Cuenca del Golfo San Jorge y 3 en la Cuenca de Neuquén). Los resultados alentadores obtenidos en estos trabajos de reacondicionamiento nos permitieron definir planes de desarrollo para algunos de los reservorios de gas poco profundos.

Áreas Fronterizas:

Bloque Los Tordillos Oeste: Partiendo del análisis de los datos de sísmica 3D obtenidos en el último trimestre de 2010, se estableció la ubicación de dos pozos exploratorios en el bloque Los Tordillos Oeste (ubicado en la provincia de Mendoza) YPF en asociación con Sinopec Argentina (ex Occidental Exploration and Production Inc.), cada uno, con una participación del 50% en el proyecto. Durante el año 2013, se obtuvo la resolución ambiental autorizando la perforación de dos pozos. Se espera que dicha perforación se lleve a cabo durante el 2014.

Bloque Gan Gan (CCA-1): A principios de 2013 Wintershall Energía (con 25% de participación en este proyecto) nos informó (como titulares del 75% de participación y operadores del proyecto) sus intenciones de retirarse de la UTE. En consecuencia, informamos a las autoridades de la Provincia de Chubut nuestra intención de continuar con las actividades en el segundo período exploratorio. El objetivo principal es definir el potencial restante una vez terminados los estudios de campo y la modelización.

Bloque CGSJ V/A: Junto a Wintershall Energía, hemos informado a las autoridades de la Provincia de Chubut nuestra decisión de abandonar el bloque debido a la falta de potencial de exploración. (YPF S.A. titular del 75% de participación del proyecto y Wintershall Energía del 25% restante).

Bloque Bolsón del Oeste: Dentro del bloque Bolsón del Oeste (ubicado en la Provincia de La Rioja), el cual es operado por nosotros en un 100%, Guandacol es-1, fue perforado con el fin de evaluar la columna de sedimentos desde la edad Terciaria y Paleozoica. Aunque el pozo fue perforado a una profundidad final de 3.700 metros, el objetivo no se pudo lograr. Se decidió no continuar con el tercer período de exploración y como consecuencia, el pozo fue cedido a la provincia.

– 1.2 Offshore:

- *Aguas Someras.* Se continuó con la evaluación del bloque E2 (actualmente operado por ENAP Sipetrol, que tiene una participación del 33%, y en el cual YPF y ENARSA tienen también una participación del 33% cada una), en busca de nuevas oportunidades de exploración. Nosotros, junto a nuestros socios, nos encontramos llevando a cabo los estudios regionales necesarios con el fin de apoyar las nuevas perspectivas de exploración. Asimismo, estamos evaluando el área remanente de la Cuenca Austral.
- *Aguas Profundas.* Actualmente estamos participando en tres bloques:
 - CAA-46: El último período de la exploración respecto de este bloque expiró en Abril de 2013. Estamos evaluando alternativas para proponer a la Secretaría de Energía (“SEN”) para continuar explorando la zona.
 - E-1: Tenemos una participación del 35% dentro del bloque perteneciente a la cuenca Colorado, mientras que ENARSA, Petrobrás y Petrouuguay tienen 35%, 25% y 5% de participación respectivamente. Está previsto un nuevo estudio sísmico 2D para completar la evaluación del bloque.
 - E-3: Tenemos una participación del 30% dentro de este bloque perteneciente a la cuenca Colorado. Los socios son ENARSA y Petrobras Argentina ambos cuentan con un 35% de participación. Durante 2013 se llevaron a cabo estudios geológicos y geofísicos con el

objetivo de definir la ubicación de una sísmica 2D . Se espera que la sísmica se realizará en el 2014.

2. Áreas operadas - Actividades de Desarrollo

Durante 2013 nuestra principal actividad exploratoria en la Argentina tuvo los siguientes focos principales:

2.1. Neuquén - Rio Negro

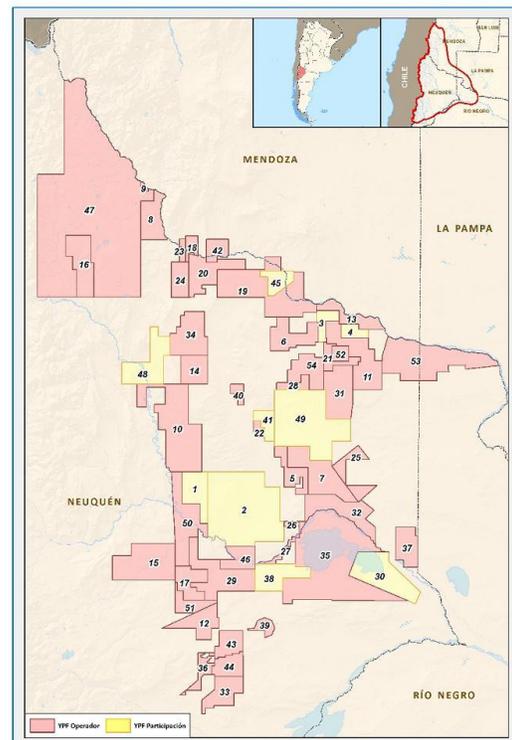
Durante el año 2013, nuestras actividades se centraron en el desarrollo de gas, además de la explotación de petróleo, incluyendo un plan de desarrollo masivo de arenas Tight Gas, de la formación Lajas.

En el campo Octógono, fue ejecutado un proyecto de desarrollo sobre la formación Basamento mediante la perforación de 14 pozos de explotación. Aunque el campo Octógono es el más antiguo de la Cuenca Neuquina, este proyecto de desarrollo de petróleo, generó un incremento en la producción de petróleo del campo por más de 10 veces en comparación de la producción del campo antes de la ejecución del proyecto, llegando a producir 270m³/d de petróleo.

Como parte de nuestra estrategia para maximizar la producción de petróleo continuamos trabajando en los proyectos de recuperación secundaria de Aguada Toledo- campo de Sierra Barrosa, -con la adición de 39 pozos y 3 inyectores de agua. Además, hemos construido nuevas instalaciones y renovamos las antiguas con el fin de aumentar la capacidad de evacuación de producto de Aguada Toledo – campo Sierra Barrosa. - A finales de 2014, se espera duplicar el volumen diario de inyección de agua. Por último, ha habido avances con respecto a Aguada Toledo – campo Sierra Barrosa en el plan de desarrollo de Tight Gas en la formación Lajas. Al 31 de Diciembre de 2013, 17 pozos fueron puestos en producción con 9 pozos adicionales pendientes de finalización. Los avances por el plan de desarrollo de Tight Gas en la formación Lajas resultaron con más de 2 Mm³/d de gas natural en Diciembre de 2013.

Concesión YPF Neuquén

1 AGUADA DE CASTRO; 2 AGUADA PICHANA; 3 APON I (LA BANDA I); 4 APON II (LA BANDA II); 5 BAJADA DE AÑELO; 6 BAJO DEL TORO; 7 BANDURRIA; 8 BUTA RANQUIL I; 9 BUTA RANQUIL II; 10 CERRO ARENA; 11 CERRO AVISPA; 12 CERRO BANDERA; 13 CERRO HAMACA; 14 CERRO LAS MINAS; 15 CERRO PARTIDO; 16 CHAPUA ESTE; 17 CHASQUIVIL; 18 CHIHUIDO DE LA SALINA SUR; 19 CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA; 20 CORRALERA; 21 DON RUIZ; 22 EL OREJANO; 23 EL PORTON; 24 FILO MORADO; 25 LA AMARGA CHICA; 26 LA RIBERA I; 27 LA RIBERA II; 28 LAS MANADAS (CALANDRIA MORA); 29 LAS TACANAS; 30 LINDERO ATRAVESADO; 31 LOMA AMARILLA; 32 LOMA CAMPANA; 33 LOMA DEL MOJON; 34 LOMA DEL MOLLE; 35 LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA; 36 LOS CANDELEROS; 37 MATA MORA; 38 MESETA BUENA ESPERANZA; 39 OCTOGONO; 40 PAMPA DE LAS YEGUAS I; 41 PAMPA DE LAS YEGUAS II; 42 PASO DE LAS BARDAS NORTE; 43 PORTEZUELO MINAS; 44 PUESTO CORTADERA (PIEDRA CHENQUE); 45 PUESTO HERNANDEZ; 46 RINCON DEL MANGRULLO; 47 RIO BARRANCAS; 48 SALINAS DEL HUITRIN; 49 SAN ROQUE; 50 SANTO DOMINGO I; 51 SANTO DOMINGO II; 52 SEÑAL CERRO BAYO; 53 SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA; 54 VOLCAN AUCA MAHUIDA.



El proyecto de Tight gas Lajas fue originalmente una empresa conjunta (una "UTE") entre YPF S.A. y Potasio Río Colorado. Posteriormente Potasio Río Colorado, anunció su retirada de la UTE, que activó nuestro derecho a continuar con el proyecto a nuestro propio riesgo. Vease “Exploración y Producción General - Compromiso con el desafío de los campos de petróleo y gas maduros”. Con el fin de continuar el análisis del potencial de tight gas de la formación Lajas en otras áreas. Mientras tanto fueron perforados pozos en los campos de El Triángulo y El Cordón durante 2013. Estamos en proceso de evaluación de la productividad de los mismos yacimientos.

En el área Loma la Lata, que es nuestro yacimiento de gas más grande, hemos realizado mejoras en nuestras instalaciones para continuar con el proyecto de operación de baja presión. Además, la compresión en el Campo de Loma La Lata se incrementó añadiendo 138 nuevos compresores. Por otra parte, un programa de instalación de bombeo neumático se implementó para mejorar la producción del campo. Durante 2013, se perforaron pozos infill y se completaron de acuerdo con los resultados previstos, continuando con el desarrollo de la formación Sierras Blancas. Además, con el fin de continuar con el desarrollo de otras formaciones productivas del campo, un pozo fue perforado en la formación Lotena, y está pendiente de finalización.

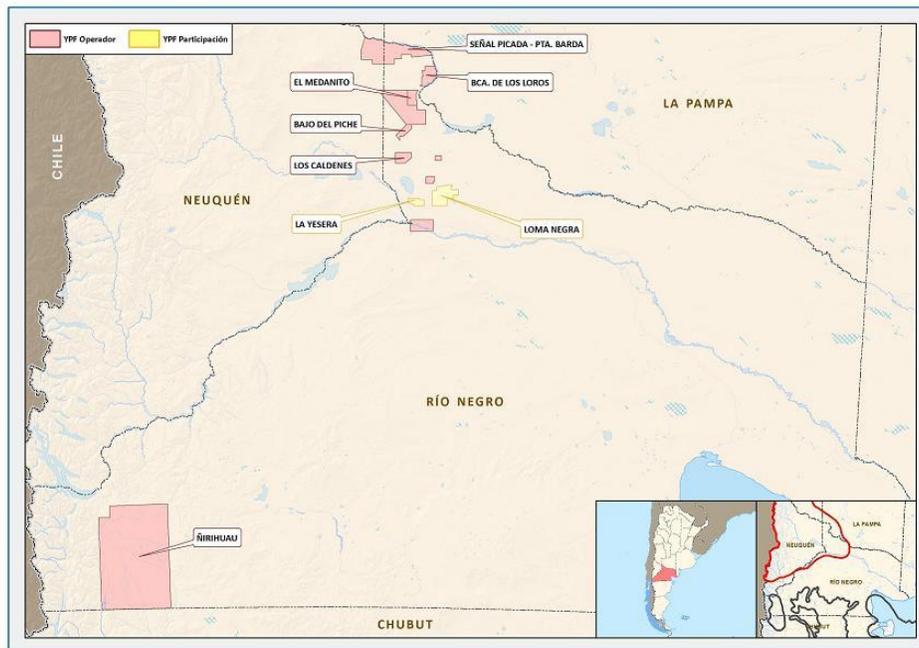
Durante 2013, las actividades relacionadas con los proyectos de recuperación mejorada de petróleo continuaron en el campo de Chihuido de la Sierra Negra. Se completaron una prueba de estudio y laboratorio de reservorio integrado durante 2013 y una prueba de trazador químico en un único pozo está programada para llevarse a cabo durante el primer trimestre de 2014. Esta prueba se define por un workover y la perforación de ocho pozos, cuatro productores y cuatro inyectores. Además, tenemos la intención de evaluar las nuevas oportunidades en este campo llevando a cabo la perforación de tres pozos de evaluación en el oeste del campo principal junto con un workover de pozos hacia el oeste y hacia horizontes más profundos.

Continuando con la evaluación del área Centenario en el campo Volcán Auca Mahuida, ubicado en la provincia de Neuquén, tres nuevos pozos se completaron durante el 2013, con una producción promedio de petróleo de 270 barriles diarios por pozo. Para 2014 esperamos la perforación de 8 nuevos pozos y la realización 7 workovers.

El descubrimiento del yacimiento Cerro Hamaca Noroeste a finales de 2012 dio lugar a una campaña de perforación de cuatro pozos de evaluación y dos pozos de explotación durante el segundo semestre de 2013. El nuevo campo se encuentra en el bloque Cerro Hamaca y es operado por nosotros, con una participación del 100 % en el proyecto. La producción mensual de petróleo del bloque aumentó en un 47 %, hasta 786 bpd en Enero de 2014 en comparación con Septiembre 2013. Nueve nuevos pozos de explotación se han planificado para el 2014 . La inyección de agua está programada para comenzar en el año 2015.

En Piedras Negras, un campo de gas ubicado en la provincia de Neuquén, hemos perforado un nuevo pozo para abastecer de gas a la central eléctrica existente ubicada en Señal Picada. Además, una nueva central está programada para ser instalada en Piedras Negras durante el primer trimestre de 2014. Esta nueva planta nos permitirá suministrar los campos Señal Picada y Punta Barda con electricidad sin tener que comprar energía en el mercado libre. Durante el año 2014, tenemos la intención de continuar con nuestros esfuerzos para delinear la acumulación de gas en el campo de Piedras Negras.

Concesión Río Negro



Durante 2013, se continuó con la optimización de los proyectos de inyección de agua existentes en el campo Señal Picada, ubicado en la provincia de Río Negro. Dieciséis nuevos pozos fueron perforados y también se realizaron workovers en los pozos existentes. También aumentamos la inyección de agua en el campo Señal Picada debido a la renovación de algunas de nuestras instalaciones. También comenzamos un proyecto de relleno en el campo Punta Barda con nueve pozos perforados en 2013 y once workovers. Este proyecto dio lugar a un aumento del 28% en la producción mensual de petróleo, comparando Diciembre 2013 con Septiembre de 2013.

2.2. Mendoza Norte:

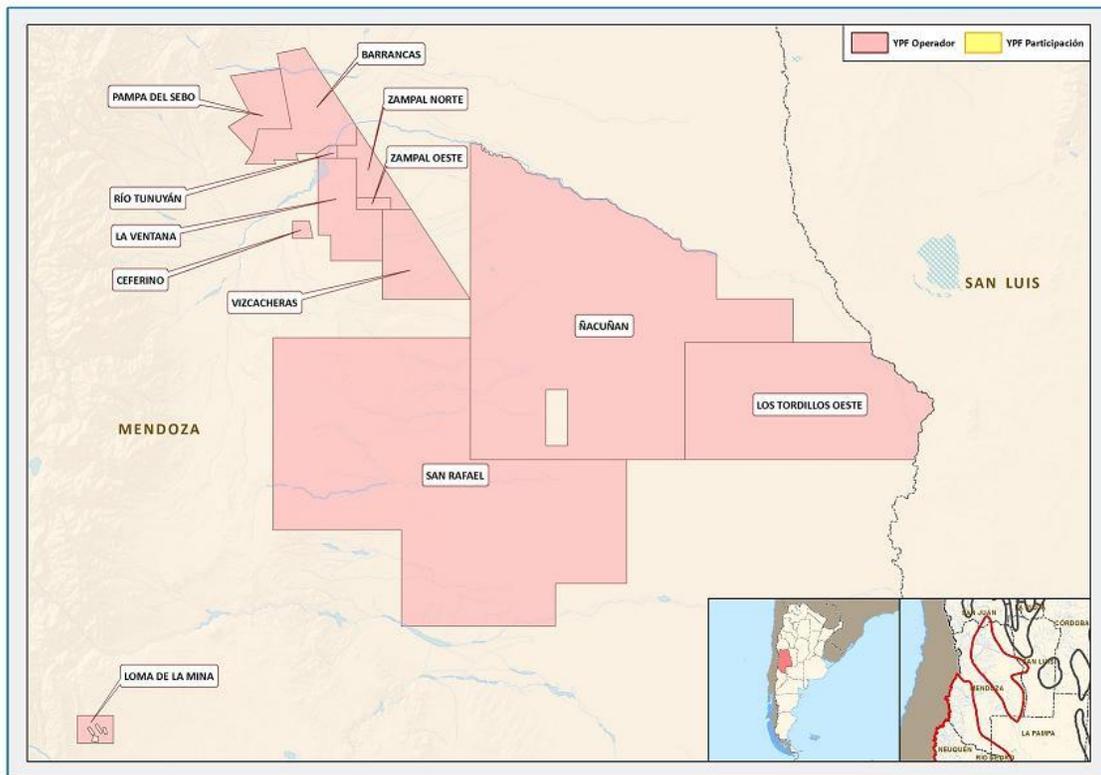
Durante 2013, hemos trabajado para mejorar el proyecto de inyección de agua en la zona de Barrancas en la formación "Conglomerado Rojo Inferior" mediante la perforación de nueve pozos nuevos (6 productores y 3 inyectores), el reacondicionamiento de 17 pozos existentes, la realización de 17 workovers y el lanzamiento de un proyecto de inyección piloto de nano esferas. La técnica de inyección de las mismas consiste en inyectar poliacrilamida con el fin de mejorar el área de barrido hacia los pozos de producción, lo que aumenta el factor de recuperación de petróleo.

En el yacimiento Vizcacheras 20 nuevos pozos de desarrollo se perforaron orientados en las formaciones Papagayos y Barrancas. La actividad de workover (18 pozos) se centró en la recuperación primaria de la formación Papagayos.

En el yacimiento Llancanelo, tres pozos fueron perforados, lo cual facilitó nuestra recolección de información de producción actualizada y nos permitió evaluar y analizar la producción del campo en función de los modelos estáticos y dinámicos actualizados.

En el campo del Valle de Río Grande, tres pozos se perforaron y se realizaron cinco workovers, apuntando principalmente a la formación Vaca Muerta.

Concesión YPF Mendoza Norte



2.3. Mendoza Sur:

Durante 2013, perforamos un pozo y se realizaron dos workovers en el miembro Troncoso inferior de la formación en el campo Huitrin Chihuido de la Salina del Sur, mientras que un pozo horizontal fue perforado en el campo Chihuido de Salina del Sur Central.

En el campo petrolero de Filo Morado, centrarnos en cuatro áreas las actividades de workover. Además, un pozo de avanzada fue perforado para investigar el potencial de los reservorios fracturados Vaca Muerta y Agrio.

En el área Ruca Carmelo, dos pozos de desarrollo fueron perforados en la formación Troncoso del campo Rincon de Correa. Además, reunimos datos para evaluar el potencial de petróleo en la formación Mulichinco .

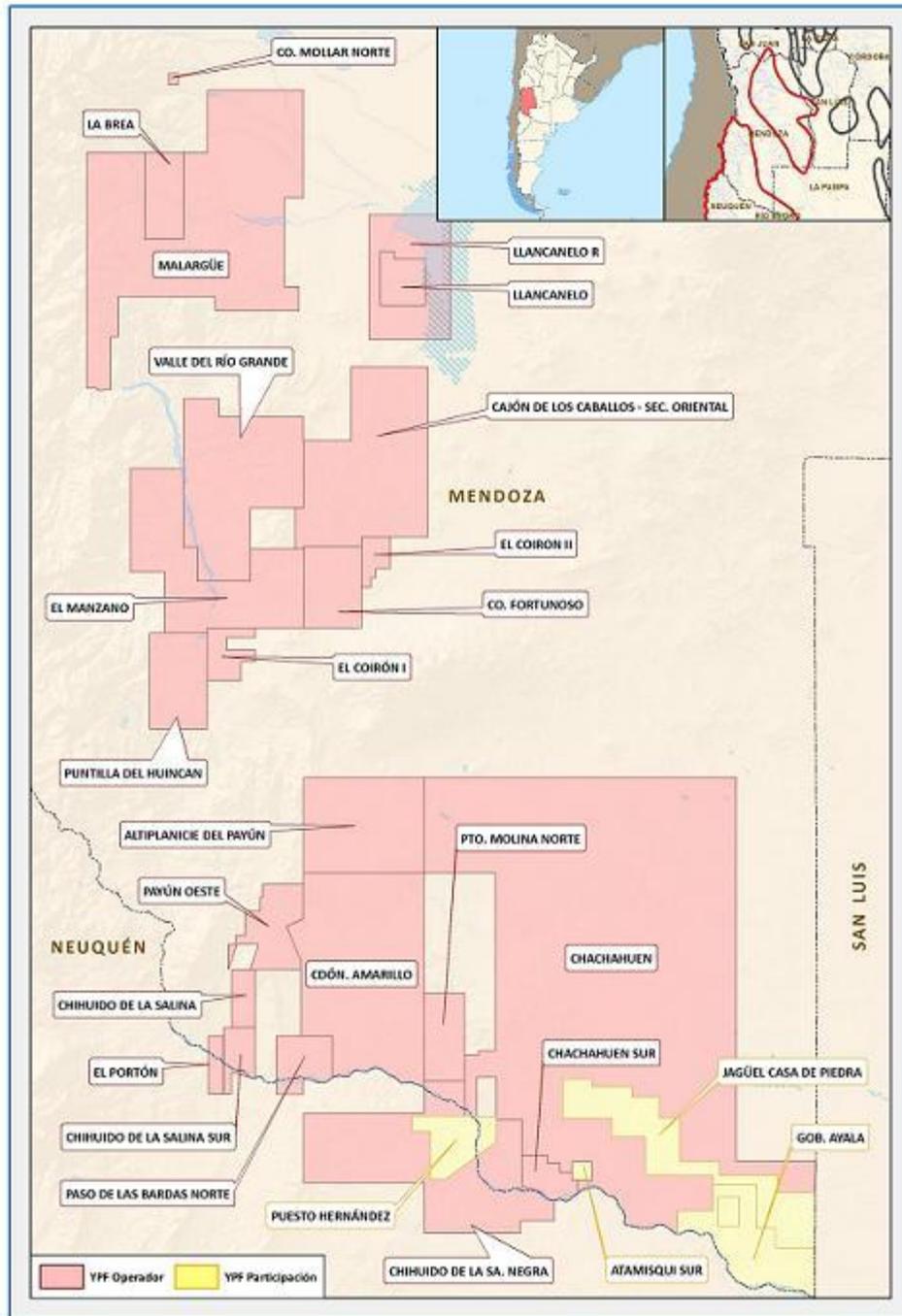
En el campo El Porton, se completaron 11 workovers, incorporando la producción de la formación inferior Troncoso y la ampliación de la productividad a través de nuevas punciones y estimulaciones de pozos horizontales con equipos de CT (tubería bobina).

En el campo Desfiladero Bayo, tres pozos de infill fueron perforados en la formación Rayoso, en la parte inferior de las formaciones Troncoso y Agrio para mantener el campo de acuerdo con el nivel requerido por el plan de desarrollo de la inyección. Además, 36 workovers se completaron con ese fin.

Veintiséis nuevos pozos de desarrollo fueron perforados en el campo Chachahuen Sur en la formación Rayoso, y tres pozos de avanzada fueron perforados con resultados positivos en las partes norte y este del campo.

Continuamos con el desarrollo del bloque Norte del campo Cañadón Amarillo, con dos nuevos pozos perforados, y doce workovers llevados a cabo.

Concesión YPF Mendoza Sur



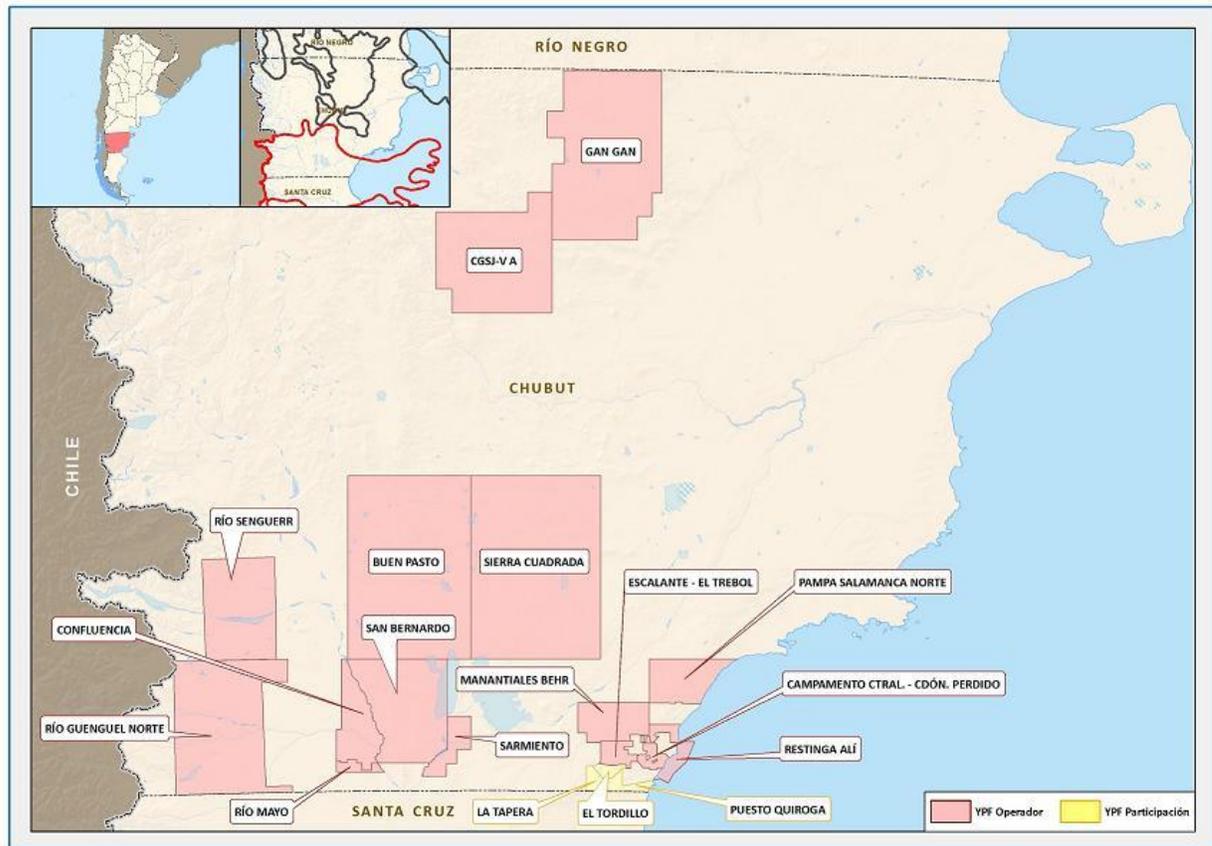
2.4. Chubut

En la concesión Manantiales Behr, nuestros principales proyectos incluyen El Alba, La Carolina, y Campos Grimbeek. Durante 2013 se perforaron 65 pozos, con buenos resultados. Además, 75 workovers se

completaron con resultados muy positivos. Por otra parte, las operaciones en la Planta Myburg V se pusieron en marcha a principios de 2013.

El proyecto piloto de inyección de Polímeros en Grimbeek, comenzó con una inyección de agua estándar y se encuentra actualmente en una etapa avanzada. Esperamos iniciar la inyección de polímeros cuando se establezca la recuperación secundaria de petróleo, que se prevé que ocurra durante el primer semestre de 2014. Esperamos seguir desarrollando toda el área Manantiales Behr, ampliando nuestros esfuerzos de inyección de agua y el uso de métodos de recuperación mejorada de petróleo.

Concesión YPF Chubut



También hemos experimentado un crecimiento en la producción de nuestros otros activos de hidrocarburos en la provincia de Chubut. La producción de petróleo desde el área El Trébol - Escalante aumentó en aproximadamente un 10% durante 2013 en comparación con 2012 debido a la inyección de agua de optimización y el descubrimiento de algunos pequeños sweet spots en las estructuras más profundas. La producción de petróleo en la concesión de la Zona Central - Cañadón Perdido se incrementó casi un 30% durante 2013 en comparación con 2012, principalmente como consecuencia de los resultados positivos del proyecto Bella Vista Sur. Además, nuestra concesión con el bloque de Restinga Alí se reactivó con perspectivas de desarrollo muy prometedoras.

En general, nuestra producción de petróleo de la provincia de Chubut creció a niveles históricos, con un aumento de casi el 7% de la producción petrolera en el 2013 en comparación con 2012.

Recientemente, nuestro Directorio aprobó el "Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de

Actividad y la inversión en áreas de hidrocarburos en la Provincia de Chubut" con la Provincia de Chubut (la "Extensión del Acuerdo") con el objetivo de extender el plazo original de las concesiones de explotación identificados a continuación a partir de la expiración de sus términos otorgados originalmente.

La Extensión del Acuerdo firmado por YPF y la Provincia de Chubut, establece, entre otros, los siguientes términos:

- Las concesiones incluidas: Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central - Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol - Escalante.
- Extensión de las concesiones: Las concesiones de explotación que hubieran expirado en 2017 (Campamento Central - Cañadón Perdido y El Trébol - Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr) se extienden por un período de 30 años.

Con la firma de la Extensión del Acuerdo YPF asume, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pagar un Bono de Extensión de US\$ 30 millones, (ii) a pagar a la Provincia de Chubut con el Bono de Compensación para el Desarrollo Sostenible de los Hidrocarburos, de conformidad con las disposiciones de los artículos 16 y 69 a 73 de la Ley XVII - 102 de la Provincia de Chubut, equivalente al 3% del valor de boca de pozo se define de conformidad con las disposiciones de los artículos 59 y 62 de la Ley 17.319 y las normas complementarias; (iii) cumplir con un mínimo compromiso de inversión en las concesiones incluidas en la Extensión del Acuerdo durante el periodo de 2018 a 2027, ambos inclusive, (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y workover contratados y activos durante el período de 2014 a 2018, ambos inclusive, y (v) hacer contribuciones a la municipalidad de Comodoro Rivadavia, para proyectos de desarrollo en el área.

ENAP Sipetrol SA, en su calidad de co-propietario del Campamento Central - Cañadón Perdido concesión de explotación (que posee el 50% de la concesión) firmaron la Extensión del Acuerdo con el fin de ratificar y asumir su parte de los compromisos de tal concesión de explotación.

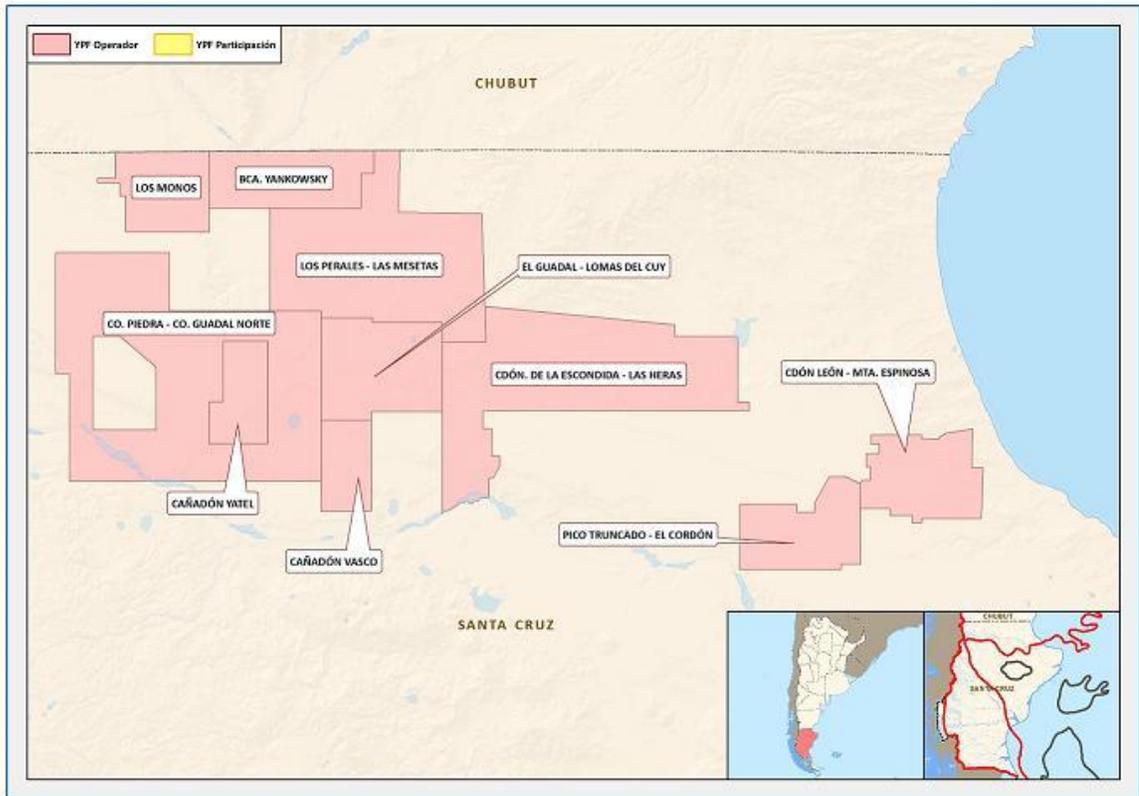
2.5. Santa Cruz

Durante el año 2013, se implementaron 19 proyectos de desarrollo integral en 5 áreas de desarrollo (Las Heras, El Guadal, Los Perales, Pico Truncado y Cañadón Seco), que comprende una cartera total de 26 proyectos. Los principales proyectos integrales incluyen Cañadón Escondida, Cerro Grande, Cerro Piedra, Seco León y Los Perales, donde se perforaron 246 pozos (241 de crudo y cinco inyectores) y realizamos 377 workovers de pozos e instalaciones asociadas.

Los principales objetivos de este proyecto son:

- El desarrollo integral de las áreas a través de la perforación de nuevos pozos.
- La adquisición de la información necesaria con los registros eléctricos, rotación de tapones y pruebas de pozos.
- Incrementar el factor de recuperación con nuevos proyectos de recuperación mejorada de petróleo.
- El aumento de la eficiencia de barrido vertical y areal.
- Ampliación de los límites horizontales y verticales con nuevos pozos de evaluación y exploración.
- La prestación de apoyo al desarrollo a través de las instalaciones de superficie correspondientes.

Concesión YPF Santa Cruz



Durante 2014, esperamos continuar con estas actividades y aumentar nuestra cartera de proyectos de recuperación primaria y secundaria.

3. *Areas No Operadas:*

En Junio de 2013, adquirimos el 23% de trabajo, anteriormente en manos de Mobil Argentina S.A. en la UTE Aguarañie. Como resultado de esta adquisición, actualmente mantenemos una participación del 53% en la UTE.

En el bloque CNQ 7A, operado por Petro Andina Resources Argentina SA (PAR), en el cual tenemos una participación del 50%, la actividad durante el año 2013 consistió principalmente en perforar zonas de borde, completando el desarrollo del diseño. Además, hemos hecho un progreso significativo con un proyecto piloto de inyección de polímeros, y esperan las pruebas del proyecto alcalinos-surfactantes-polymers para comenzar en 2014 con el mismo.

En el Río Negro Norte - concesión de La Yesera, operado por Chevron y en la que tenemos una participación del 35%, un pozo en la formación Latigo Occidental fue perforado y puesto en producción en Octubre de 2013 con una producción de 110 m³ / d (aproximadamente 692 bpe/d) de petróleo y una reducción de 10% en el uso de agua. La perforación de este pozo nuevo nos permitió reevaluar nuestro modelo para este reservorio, y hemos desarrollado nuevos objetivos de perforación para esta concesión para el año 2014.

En la Aguada Pichana - Concesión San Roque, operado por Total Austral S.A. y en la que tenemos una participación del 27,27%, cinco pozos de tight gas natural fueron perforados durante el año 2013. Los resultados positivos de este proyecto nos han permitido orientar nuevas arenas de tight gas en el medio de la formación Mulichinco.

En Aguada Pichana empezamos la perforación del Proyecto piloto de 12 pozos de shale gas con el fin de evaluar el potencial productivo de shale gas en la formación Vaca Muerta. En Aguada San Roque se perforaron dos pozos con el fin de evaluar el potencial productivo del Shale oil en la formación Vaca Muerta .

En la concesión Lindero Atravesado, operado por Pan American Energy LLC y en la que tenemos una participación del 37,5%, treinta y nueve pozos se perforaron y se encuentran actualmente en producción. Este es un proyecto de depósito de tight gas dirigido a la formación Lajas. El proyecto también incluye la construcción de las instalaciones de campo correspondientes.

En diciembre de 2013, firmamos un acuerdo con la Oficina Ejecutiva de la provincia de Tierra del Fuego con el fin de extender nuestras concesiones en esa provincia, en el área CA-7 Los Chorrillos, operado por Petrolera Lago Fuego (Apache Corporation) y en el que tenemos una participación del 30%. El acuerdo final ha sido aprobado por los respectivos partidos y está en espera de la aprobación de la legislatura provincial. See “—Regulatory Framework and Relationship with the Argentine Government—Negotiation of Extension of Concessions in the province of Tierra del Fuego.”

Activos y actividades E&P en el resto del mundo.

Estados Unidos.

Durante el 2013, Maxus cedió un total de 20 bloques, incluyendo 3 al Gobierno Federal y 17 a Murphy Oil.

Al 31 de diciembre de 2013, teníamos derechos mineros en 27 bloques en las aguas territoriales de los Estados Unidos en el Golfo de México, compuestos por 24 bloques exploratorios, con una superficie neta de 5557 km² y 3 bloques de desarrollo, con una superficie neta de 69,93 km². Las reservas comprobadas netas de dichos bloques de nuestras subsidiarias en los Estados Unidos al 31 de diciembre de 2013 eran 1,165 mmbpe. La producción neta de hidrocarburos en dichos bloques de nuestras subsidiarias para el ejercicio 2013 fue 0,593 mmbpe.

El yacimiento Neptuno está situado aproximadamente a 193 km (120 millas) de la costa de Louisiana, en aguas profundas de la región central del Golfo de México. El yacimiento se compone de los Bloques Atwater Valley , 574, 575, y 618. Nuestra subsidiaria indirecta, Maxus U.S. Exploration tiene una participación del 15%. Los otros participantes de la UTE son BHP Billiton (35%), Marathon Oil Corp. (30%) y Woodside Petroleum Ltd (20%). BHP Billiton es el operador del yacimiento Neptuno y de las instalaciones de producción asociadas. Las reservas de Neptuno están siendo producidas mediante la utilización de una plataforma flotante de cables tensados anclados, tension leg platform autónoma, localizada en el Bloque 613 de Green Canyon a 4.230 pies de profundidad. La producción comenzó el 8 de Julio de 2008. La plataforma sostiene siete pozos submarinos conectados a la plataforma TLP por un sistema de almacenaje y transporte submarino.

Asimismo, YPF Holdings ha celebrado varios acuerdos operativos y de inversión asociados con la exploración y desarrollo de sus propiedades de petróleo y gas. Tales compromisos no son significativos. Nuestras operaciones en Estados Unidos, a través de YPF Holdings, están sujetas a ciertos reclamos medioambientales. Véase “—Cuestiones ambientales—YPF Holdings — Operaciones en los Estados Unidos”.

Perú: El proceso para completar la adjudicación de los derechos de exploración en los bloques 180, 182, 184 y 176 nunca fue completado por Perupetro (la autoridad de aplicación para esta licitación) y las Partes en

el consorcio decidieron renunciar a su derecho a seguir participando en el proceso. Dicha cesión fue comunicada y aceptada por Perupetro durante 2013.

Colombia: Los bloques COR12, COR14 y COR33 se encuentran en la cuenca de la Cordillera Oriental, en los cuales somos operadores y hemos sido autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH).

Nuestra participación en ellos varía de 55% a 60%. La superficie neta correspondiente a nuestra participación en los bloques es de 890 km². Hemos solicitado la aprobación de ANH para subcontratar participación operativa en los bloques COR 12 y COR 33. También, durante el 2013, nosotros junto con nuestros socios hemos informamos a ANH nuestra decisión de abandonar el bloque COR14.

Paraguay: En Septiembre de 2011, nos fue asignado en un 100%, el permiso de prospección Manduvira. El área cubre una superficie de 15.475 km² y está situada en la zona oriental de Paraguay, dentro del ámbito de la cuenca del Chacoparaná. Nuestro principal objetivo en este proyecto es la exploración de recursos no convencionales. En Septiembre de 2012 se venció el período de un año del Permiso de Prospección Manduvira. Con el objeto de finalizar los estudios iniciados, se presentó la solicitud por un año de prórroga al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. A finales de 2013 se aprobó la solicitud de prórroga.

Chile:

Obtuvimos el permiso para operar en dos bloques exploratorios en la cuenca Magallanes: (i) San Sebastián, en el cual vamos a operar con una participación del 40% junto con Wintershall (que tendrá una participación del 10%) y ENAP (que tendrá una participación del 50%), y (ii) Marazzi / Lago Mercedes, que también vamos a operar y con una participación del 50% junto con ENAP (que tendrá una participación del 50%).

El total de compromisos asumidos con respecto a la adjudicación de los dos bloques anteriores durante el primer período exploratorio incluye la realización de 672 km² de sísmica 3D y la perforación de 8 pozos exploratorios. En 2013, la adquisición de sísmica comenzó en el bloque San Sebastián.

Uruguay:

- (i) *Offshore* en aguas profundas – Cuenca de Punta del Este:

- Área 3: YPF (40% de participación) actúa como operador, en asociación con Petrobras Uruguay (40% de participación) y Galp (20% de participación). La exploración se encuentra en la primera etapa de evaluación tanto geológica como geofísica. Se definieron los principales leads (prospectos que representan oportunidades). En el último trimestre del 2013, se realizó la adquisición de un área a registrar con sísmica 3D de 2000 km².
- Área 4: YPF (40% de participación), Petrobras Uruguay (40% de participación), la cual actúa como operador, en asociación con Galp (20% de participación). La exploración se encuentra en la primera etapa de evaluación tanto geológica como geofísica.

-(ii) *Onshore:*

En Marzo de 2012 nos fue adjudicado el 100% del permiso de exploración Arapey . Dicho bloque tiene una superficie de 9,700 km². Nuestro principal objetivo en este proyecto es la exploración de recursos no convencionales. Durante 2012 se realizó el reprocesamiento de 1600 km de sísmica 2D, además de visitas de campo, estudios de geoquímica, bioestratigrafía y sedimentología. Actualmente se está llevando a cabo interpretación sísmica y modelado de gravimetría y magnetometría.

Información adicional de nuestras actividades actuales

El siguiente cuadro muestra, de acuerdo a nuestra información interna, el número de pozos en proceso de perforación al 31 de diciembre de 2013

Número de pozos en proceso de perforación	Al 31 de diciembre de 2013	
	Brutos	Netos
Argentina	80	78
Resto de Sudamérica	—	—
Norteamérica	—	—
Total	80	78

Reservas de petróleo y gas

Las reservas comprobadas 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. En ciertos casos pueden resultar necesarias inversiones significativas en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para extraer las reservas comprobadas.

La información sobre las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2013, 2012, y 2011 se calculó de acuerdo con las normas de la *Securities and Exchange Commission* (“SEC”) y el FASB ASC 932, en su versión modificada. En consecuencia, los precios del petróleo crudo que se utilizan para determinar las reservas se calcularon a principios de cada mes, para los crudos de diferente calidad producidos por la compañía. La Compañía consideró los precios de realización para el crudo en el mercado local, teniendo en cuenta el efecto de las retenciones a las exportaciones tal como fueron establecidos por las correspondientes leyes (hasta el año 2016 de acuerdo a la Ley 26.732). Para los años siguientes, se consideró el precio promedio no ponderado de los precios del primer día del mes para cada mes dentro de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente, que se refiere a los precios del WTI ajustados por la distinta calidad de crudos producidos por la Sociedad. Además, dado que no existen precios de referencia del mercado de gas natural en Argentina, la Compañía utiliza los precios promedio de venta del gas durante el año correspondiente para determinar sus reservas de gas.

Las reservas netas corresponden a la porción atribuible a la participación de YPF en las reservas brutas, y se obtienen deduciendo la participación de terceros. En la determinación de los volúmenes netos de reservas, la Compañía excluye de las 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”. Este mismo criterio es utilizado en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas de gas excluyen el equivalente gaseoso de líquidos que se espera sean extraídos del gas proveniente de las concesiones y permisos, en instalaciones de campo y plantas de procesamiento de gas. Estos líquidos están incluidos en las reservas de petróleo crudo y líquidos del gas natural.

Tecnología empleada para establecer adiciones de reservas comprobadas

Las estimaciones de reservas comprobadas de YPF al 31 de Diciembre de 2013, se basan en estimaciones generadas a partir de la integración de información disponible y apropiada, utilizando tecnologías bien establecidas, en las que se ha demostrado resultados consistentes y repetibilidad en el campo. Los datos usados en estos cálculos integrados incluye información obtenida directamente de las formaciones a través de los pozos, como por ejemplo perfiles, muestras del reservorio, muestras de fluido de formación, información estática y dinámica de presiones, datos de ensayos de producción e información de monitoreo y performance. Los datos empleados también incluyen información del subsuelo obtenida a partir de mediciones indirectas, incluyendo registros sísmicos 2D de alta calidad y 3D, calibrados con pozos de control. Cuando resulta aplicable se utilizó también información geológica de superficie. Las herramientas utilizadas para interpretar e integrar estos datos incluyeron software propio y comercial para el modelado de reservorios y análisis de datos. En algunas circunstancias donde se dispone de modelos análogos apropiados, se utilizaron parámetros de reservorio de dichos modelos para incrementar la confiabilidad de nuestras estimaciones de reservas.

Para mayor información en el proceso de estimación de nuestras reservas comprobadas por favor ver el apartado: “-----Controles internos de las reservas y auditorías de las reservas”

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 31 de diciembre de 2013

El siguiente cuadro presenta nuestra estimación de las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo y gas natural al 31 de diciembre de 2013:

Reservas Comprobadas Desarrolladas	Petróleo(1)	Gas Natural	Total(2)
	(mmbbl)	(bcf)	(mmbpe)
Sociedades Consolidadas			
América del Sur			
Argentina	476	1.935	821
América del Norte			
Estados Unidos.....	1	3	1
Total Sociedades Consolidadas (6).....	477	1.938	822
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
América del Sur			
Argentina	-	-	-
América del Norte			
Estados Unidos.....	-	-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-

Reservas Comprobadas Desarrolladas	Petróleo(1) (mmbbl)	Gas Natural (bcf)	Total(2) (mmbpe)
Total Reservas Comprobadas Desarrolladas (7)	477	1.938	822

Reservas Comprobadas No Desarrolladas	Petróleo (1) (mmbbl)	Gas Natural (bcf)	Total(2) (mmbpe)
Sociedades Consolidadas			
América del Sur			
Argentina	151	620	261
América del Norte			
Estados Unidos.....	-	-	-
Total Sociedades Consolidadas (8)	151	620	261

Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa

América del Sur			
Argentina	-	-	-
América del Norte			
Estados Unidos.....	-	-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-
Total Reservas Comprobadas No Desarrolladas (9)	151	620	261

Total Reservas Comprobadas (2) (3)	Petróleo (1) (mmbbl)	Gas Natural (bcf)	Total (2) (mmbpe)
Sociedades Consolidadas			
Reservas Desarrolladas	477	1.938	822
Reservas No Desarrolladas	151	620	261
Total Sociedades Consolidadas	628	2.558	1.083
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa (10)			
Reservas Desarrolladas	-	-	-
Reservas No Desarrolladas	-	-	-

Total Reservas Comprobadas (2) (3)	Petróleo (1)	Gas Natural	Total (2)
	(mmbbl)	(bcf)	(mmbpe)
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa.....	-	-	-
Total Reservas Comprobadas (5).....	628	2.558	1.083

* Inmaterial (menor a 1)

- (1) Incluye petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural.
- (2) Los volúmenes de gas natural indicados en el cuadro anterior y en otras partes de este Prospecto se han convertido a razón de 5,615 mcf por barril.
- (3) Las reservas comprobadas de petróleo de nuestras compañías consolidadas incluyen aproximadamente 93 mmbbl de crudo, condensados y LNG correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas incluyen aproximadamente 285 bcf de gas natural correspondiente a dichas regalías. Las reservas de petróleo y gas natural de compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondiente a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, no son significativas.
- (4) Incluye líquidos de gas natural de 76, 70 y 74 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (5) Incluye líquidos de gas natural de 76, 70, y 74 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (6) Incluye líquidos de gas natural de 55, 56 y 58 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (7) Incluye líquidos de gas natural de 55, 56 y 58 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (8) Incluye líquidos de gas natural de 21, 13 y 14 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (9) Incluye líquidos de gas natural de 21, 13 y 14 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (10) Al 31 de Diciembre de 2013 no tenemos reservas en Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa. Véase Nota 13 de nuestros Estados Contables Consolidados Auditados – Combinación de Negocios – YPF Energía Eléctrica S.A.

Cambios en nuestras reservas comprobadas netas estimadas durante 2013

a) Revisiones de Estimaciones Previas

Durante 2013 se efectuó una revisión a la suba de las reservas comprobadas por 106 mmbbl de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural, y 564 bcf de gas.

Las principales revisiones de las reservas comprobadas se debieron a lo siguiente:

- La negociación de la extensión de las concesiones de explotación en varios campos operados y no operados ubicados en la provincia de Chubut. Debido a esto se añadieron aproximadamente 43 mmbbl de reservas comprobadas de petróleo y 15 bcf de reservas comprobadas de gas en los yacimientos Manantiales Behr, El Trébol, Escalante, Zona Central - Bella Vista, Cañadón Perdido, El Tordillo, La Tapera y Sarmiento.
- En el yacimiento Magallanes se añadieron aproximadamente 36 mmbpe (9 mmbbl de petróleo y 150 bcf de gas) a las reservas comprobadas desarrolladas como resultado de una producción mejor a la prevista y de la revisión del pronóstico de producción hasta el final de la concesión.
- Un total de 8 mmbbl de líquidos y 84 bcf de gas de reservas comprobadas desarrolladas se añadieron en Loma La Lata Central, (parte sur del yacimiento Loma La Lata) principalmente a causa de la adición de nuevos proyectos, la revisión de los proyectos existentes y una producción más alta que la prevista.

- En la cuenca del Golfo San Jorge, en los yacimientos Los Perales y Seco León, se añadieron 12 mmbpe de reservas comprobadas desarrolladas (10,6 mmbbl de petróleo y 8,2 bcf de gas) a causa de una mejor respuesta de producción.
- Se añadió un total de 9 mmbbl de líquidos y 122 bcf de gas de reservas comprobadas en los yacimientos El Porton, Chihuido de la Salina, Chihuido de la Salina Sur y Filo Morado, en relación con la respuesta de la producción, la actividad de reparación de pozos y la revisión de proyectos acorde con la respuesta de producción.
- En el yacimiento Rincón del Mangrullo se añadieron aproximadamente 6 mmbbl de reservas comprobadas de líquidos y 74 bcf de reservas comprobadas no desarrolladas de gas principalmente a causa de la actividad de perforación adicional planificada para el 2014.
- En Chihuido la de Sierra Negra se añadieron aproximadamente 7 mmbbl de reservas comprobadas desarrolladas de petróleo y 3 bcf de reservas comprobadas desarrolladas de gas debido a un mejor desempeño de la producción respecto a lo previsto.
- Las producción no se comportó como se esperaba en algunos campos de las áreas Aguada Pichana, Puesto Hernández, Aguada Toledo - Sierra Barrosa y Barrancas. En consecuencia, las reservas comprobadas desarrolladas se redujeron 8,8 mmbpe basado en esa nueva información.
- Algunos pozos nuevos perforados durante 2013 en varias áreas operadas no alcanzaron el resultado de producción esperado. Debido a esto, las reservas comprobadas se redujeron en 6 mmbbl de líquidos y 4 bcf de gas, principalmente en los yacimientos Barranca Baya, Loma La Lata Norte, Loma Campana, Cerro Fortunoso y Vizcacheras.

b) Extensiones y Descubrimientos

Los pozos perforados en áreas de reservas no comprobadas permitieron adicionar aproximadamente 61 mmbpe de reservas comprobadas (179 bcf de gas natural y 29 mmbbl de petróleo).

- Se añadió un total de aproximadamente 27,5 mmbpe de reservas comprobadas, como resultado de los pozos perforados y programados para ser perforados durante 2014 en el yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa. Las principales contribuciones vinieron de la Formación Lajas Tight Gas (15,9 mmbpe) y la Formación Lotena (7,9 mmbpe).
- Reservas comprobadas desarrolladas de petróleo no convencional fueron añadidas por un total de 10,6 mmbpe como consecuencia de 57 pozos nuevos perforados en el área Loma La Lata Norte, Formación Vaca Muerta.
- En el yacimiento Loma Campana se añadieron reservas comprobadas desarrolladas de petróleo no convencional por un total de 4,0 mmbpe, relacionadas a 22 pozos nuevos perforados en reservas no comprobadas y en áreas de recursos.
- En la Cuenca del Golfo San Jorge, perforaciones de extensión en el yacimiento Seco León (25 nuevos pozos) permitieron la adición de aproximadamente 2,8 mmbpe.
- También en la Cuenca del Golfo San Jorge, 37 pozos nuevos perforados principalmente en el campo Barranca Baya añadieron 2,6 mmbpe de reservas de petróleo.

c) Recuperación Mejorada

Un total de aproximadamente 11,5 mmbpe de reservas comprobadas de petróleo se han agregado debido a la respuesta de producción, nuevos pozos productores e inyectores y de trabajos de reacondicionamiento de pozos, realizados como parte de los proyectos de recuperación mejorada, principalmente en:

- En la Cuenca Neuquina, yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa, aproximadamente 6,3 mmbpe de reservas de petróleo se añadieron como resultado de nuevos proyectos de recuperación secundaria programados, proyectos de extensión y de nuevos pozos perforados en la zona.
- En la Cuenca del Golfo San Jorge, yacimientos Manantiales Behr y El Trebol, se añadieron 3,4 mmbpe de reservas de recuperación secundaria como resultado de mejoras en el factor de recuperación, basados en nuevas perforaciones y la optimización del proyecto.
- En la Cuenca Neuquina, yacimiento Cerro Fortunoso, las reservas comprobadas no desarrolladas se redujeron en aproximadamente el 3,7 mmbpe debido a los cambios observados en el comportamiento del proyecto piloto de recuperación secundaria.

d) Ventas y adquisiciones

- La adquisición del 23% de participación en los yacimientos Aguaragüe y San Antonio Sur en la Cuenca Noroeste dio lugar a la adición de aproximadamente 8,9 mmbpe en reservas comprobadas. La participación de YPF en este campo es actualmente del 53%.
- La firma del contrato de UTE para el desarrollo y operación del no convencional de Loma Campana y Loma La Lata Norte (Zona Norte de Loma La Lata), dio como resultado una reducción de 8,8 mmbpe en reservas comprobadas de las formaciones Vaca Muerta y Quintuco. Como parte de este acuerdo la participación de YPF en estos campos y para estas formaciones, ha pasado de 100% a 50%.
- Aproximadamente 6,5 mmbpe fueron transferidos a la consolidación de YPF S.A., como resultado de la actual participación de YPF Energía Eléctrica S.A. en el Yacimiento Ramos. Estos derechos eran anteriormente propiedad de Pluspetrol Energy y las reservas eran expuestas en el apartado de “Sociedades Vinculadas”.

Cambios en las reservas probadas no desarrolladas durante 2013

YPF estimó un volumen de reservas netas comprobadas no desarrolladas de 261 mmbpe al 31 de diciembre de 2013, lo que representa aproximadamente el 24% del total de 1.083 mmbpe reportado de reservas comprobadas a esa fecha. Esto se compara con un neto estimado de reservas comprobadas no desarrolladas de 203 mmbpe al 31 de diciembre 2012 (aproximadamente el 21 % del total registrado de 979 mmbpe de reservas comprobadas a dicha fecha).

Este incremento neto total del 28% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2013 es atribuible principalmente a:

- Nuevos proyectos y ampliaciones de proyectos de desarrollo de gas y petróleo, que suman aproximadamente 83 mmbpe de reservas comprobadas no desarrolladas. Las principales contribuciones vinieron de Aguada Toledo-Sierra Barrosa (Formaciones Lajas Tight Gas y Lotena), Rincón del Mangrullo, Loma La Lata central (Formación Sierras Blancas) y Piedras Negras.
- El éxito de las actividades de desarrollo relacionadas con reservas comprobadas no desarrolladas, lo que permitió una transferencia de aproximadamente 41 mmbpe a reservas comprobadas desarrolladas.
- La negociación de la extensión de las concesiones de explotación en la provincia de Chubut, que dio lugar a un incremento de 8 mmbpe en las reservas comprobadas no desarrolladas, principalmente a partir de proyectos programados que no implican una inversión adicional.
- Nuevos proyectos de recuperación mejorada, añadiendo aproximadamente 8 mmbpe de las reservas comprobadas no desarrolladas de recuperación secundaria.

Las erogaciones de YPF para avanzar en el desarrollo de las reservas fue de aproximadamente U\$.S. 3.631 millones durante el 2013, de los cuales U\$.S. 628 millones se destinaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre 2013 se estima que las reservas comprobadas no desarrolladas relacionadas con pozos de gas y para proyectos de recuperación de petróleo de primaria y secundaria, que representan aproximadamente el 84% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas, se desarrollarán dentro de los cinco años a partir de la fecha de incorporación a libros.

Los proyectos de compresión de gas de baja presión en Loma La Lata, que representan aproximadamente el restante 16% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas al 31 de diciembre 2013, continúan su plan de desarrollo programado. Estimamos que la primera etapa del proyecto se desarrollará dentro de los cinco años a partir de su registro inicial. Estimamos que la última etapa de compresión, que representa aproximadamente el 6% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas al 31 de diciembre 2013 (lo que representa aproximadamente el 2% de nuestras reservas comprobadas a dicha fecha), se desarrollará aproximadamente dentro de los 7 años desde su fecha de registro, de acuerdo a las necesidades de compresión esperados, basados en el comportamiento actual (y en consecuencia esperada) del reservorio.

Cambios en nuestras reservas comprobadas netas estimadas

Los siguientes cuadros presentan, de acuerdo a información interna de la Sociedad, los cambios en nuestras reservas comprobadas netas durante 2013, 2012 y 2011 abiertas por producto:

	2013			2012			2011		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural									
Compañías consolidadas	(Millones de barriles)								
Al 1 de Enero,	590	589	1	584	583	1	531	530	1

Desarrolladas	453	453	*	437	436	1	404	403	1
No Desarrolladas	137	136	*	147	147	-	127	127	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	105	105	*	82	81	1	91	90	1
Extensiones y descubrimientos	29	29	-	18	18	-	43	43	0
Recuperación mejorada	11	11	-	6	6	-	19	19	0
Compras	2	2	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(7)	(7)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año(2)	(102)	(102)	(*)	-101	-100	-1	-100	-99	-1
Al 31 de Diciembre(3),,	628	627	1	590	589	1	584	583	1
Desarrolladas	477	476	1	453	453	*	437	436	1
No Desarrolladas	151	151	-	137	136	*	147	147	-

Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa

Al 1 de Enero,	1	1	-	1	1	-	1	1	-
Desarrolladas	1	1	-	1	1	-	1	1	-
No Desarrolladas	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	*	*	-	0	0	0	0	0	-
Al 31 de Diciembre,	0	0	-	1	1	0	1	1	-
Desarrolladas	0	0	-	1	1	0	1	1	-
No Desarrolladas	-	-	-	0	0	0	0	0	-

	2013			2012			2011		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural	(Millones de barriles)								
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de Enero,									
Desarrolladas	454	454	*	438	437	1	405	404	1
No Desarrolladas	137	136	*	147	147	0	127	127	-
Total	591	590	1	585	584	1	532	531	1
Al 31 de Diciembre,									
Desarrolladas (4)	477	476	1	454	454	0	438	437	1
No Desarrolladas (5)	151	151	-	137	136	0	147	147	0
Total (6)	628	627	1	591	590	1	585	584	1

* Inmaterial (menor a 1)

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de crudo y gas natural se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) Aproximadamente 1 se transfirió a nuestras compañías consolidadas como consecuencia de la participación de YPF Energía Eléctrica en el Yacimiento Ramos. Estos derechos eran propiedad anteriormente de el ex Energy Pluspetrol y se exponían en las reservas de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa.
- (3) La producción de petróleo para los años 2013, 2012 y 2011 incluye aproximadamente 15, 13 y 12 mmbbl, respectivamente, de crudo, condensados y LNG correspondientes a regalías que, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo, condensados y LNG de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a

regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son no materiales.

- (4) Las reservas comprobadas de petróleo de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, incluyen aproximadamente 93, 85 y 76 mmbbl, respectivamente, de crudo, condensados y LNG correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas de petróleo de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son no materiales.
- (5) Incluye líquidos de gas natural de 55, 56 y 58 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2010, respectivamente.
- (6) Incluye líquidos de gas natural de 21, 13 y 14 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2010, respectivamente.
- (7) Incluye líquidos de gas natural de 76, 70 y 73 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2010, respectivamente.

Gas Natural	2013			2012			2011		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Compañías consolidadas	(bcf)								
Al 1 de Enero,	2.186	2.183	3	2.362	2.360	2	2.533	2.531	2
Desarrolladas	1.810	1.807	3	1.760	1.758	2	1.948	1.946	2
No Desarrolladas	376	376	-	602	602	*	585	585	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	564	563	1	220	219	1	166	165	1
Extensiones y descubrimientos	179	179	-	31	31	0	104	104	-
Recuperación mejorada	2	2	-	4	4	0	-	-	-
Compras	73	73	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(10)	(10)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año(2)	(437)	(436)	(1)	-432	-431	-1	-441	-440	-1
Al 31 de Diciembre,	2.558	2.555	3	2.186	2.183	3	2.362	2.360	2
Desarrolladas	1.938	1.935	3	1.810	1.807	3	1.760	1.758	2
No Desarrolladas	620	620	-	376	376	0	602	602	*
Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de Enero,	36	36	-	38	38	-	48	48	-
Desarrolladas	36	36	-	38	38	-	48	48	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	-	-	-	8	8	-	1	1	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(31)	(31)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año(2)	(5)	(5)	-	-10	-10	0	-12	-12	-
Al 31 de Diciembre,	0	0	-	36	36	0	38	38	-
Desarrolladas	0	0	-	36	36	0	38	38	-
No Desarrolladas	-	-	-	0	0	0	-	-	-

Gas Natural	2013			2012			2011		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa	(bcf)								
Al 1 de Enero,									
Desarrolladas	1.846	1.844	2	1.797	1.795	2	1.996	1.994	2
No Desarrolladas	376	376	-	602	602	0	585	585	-
Total	2.222	2.220	2	2.399	2.397	2	2.581	2.579	2
Al 31 de Diciembre,									
Desarrolladas	1.938	1.935	3	1.846	1.844	2	1.797	1.795	2

No Desarrolladas	620	620	-	376	376	0	602	602	0
Total(3)	2.558	2.555	3	2.222	2.220	2	2.399	2.397	2

* Inmaterial (menor a 1)

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de gas natural se considera de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) Aproximadamente 31 se transfirieron a nuestras compañías consolidadas como consecuencia de la participación de YPF Energía Eléctrica en el Yacimiento Ramos. Estos derechos eran propiedad anteriormente de el ex Energy Pluspetrol y se exponían en las reservas de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa.
- (3) La producción de gas natural para los años 2013, 2012 y 2011 incluye aproximadamente 47, 48 y 48 bcf, respectivamente, de gas natural correspondientes a regalías que, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.
- (4) Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, incluyen aproximadamente 285, 252 y 254 bcf, respectivamente, de gas natural correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas de gas natural de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.

Petróleo Equivalente (1)	2013			2012			2011		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Compañías consolidadas	(Millones de barriles de petróleo equivalente)								
Al 1 de Enero,	979	978	1	1.005	1.004	1	982	981	1
Desarrolladas	776	775	1	751	750	1	751	750	1
No Desarrolladas	203	203	-	254	254	0	231	231	-
Revisiones de estimaciones previas (2)	206	205	1	121	120	1	121	120	1
Extensiones y descubrimientos	61	61	-	24	24	0	62	62	-
Recuperación mejorada	11	11	-	7	7	0	18	18	-
Compras	15	15	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(9)	(9)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año(3)	(180)	(180)	(*)	-178	-177	-1	-178	-177	-1
Al 31 de Diciembre(4),	1.083	1.082	1	979	978	1	1.005	1.004	1
Desarrolladas	822	821	1	776	775	1	751	750	1
No Desarrolladas	261	261	-	203	203	*	254	254	0
Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de Enero,	8	8	-	8	8	-	10	10	-
Desarrolladas	8	8	-	8	8	-	10	10	-
No Desarrolladas	-	-	-	0	0	-	-	-	-

Revisiones de estimaciones previas (2)	-	-	-	2	2	-	1	1	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(7)	(7)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año(3)	(1)	(1)	-	-2	-2	0	-3	-3	-
Al 31 de Diciembre(4),	0	0	-	8	8	0	8	8	-
Desarrolladas	0	0	-	8	8	0	8	8	-
No Desarrolladas	-	-	-	0	0	0	0	0	-

	2013			2012			2011		
Petróleo Equivalente (1)	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa	(Millones de barriles de petróleo equivalente)								
Al 1 de Enero,									
Desarrolladas	783	782	1	759	758	1	761	760	1
No Desarrolladas	203	203	-	254	254	-	231	231	-
Total	987	986	1	1.013	1.012	1	992	991	1
Al 31 de Diciembre,									
Desarrolladas	822	821	1	783	782	1	759	758	1
No Desarrolladas	261	261	-	203	203	*	254	254	-
Total (4)	1.083	1.082	1	987	986	1	1.013	1.012	1

* Inmaterial (menor a 1)

- (1) Los volúmenes de gas natural indicados en el cuadro anterior y en otras partes de este Prospecto se han convertido a razón de 5,615 mcf por barril.
- (2) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de crudo y gas natural se considera de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (3) Aproximadamente 6,5 se transfirieron a nuestras compañías consolidadas como consecuencia de la participación de YPF Energía Eléctrica en el Yacimiento Ramos. Estos derechos eran propiedad anteriormente de el ex Energy Pluspetrol y se exponían en las reservas de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa.
- (4) La producción de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas para los años 2013, 2012 y 2011 incluye aproximadamente 23, 22 y 21, respectivamente, de petróleo y gas natural correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de petróleo y gas natural de las compañías sobre las

que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.

- (5) Las reservas comprobadas de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, incluyen aproximadamente 144, 130 y 121 mmbepe, respectivamente, de petróleo y gas natural correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas de petróleo y gas natural de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.

Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas

Todas nuestras reservas de petróleo y gas han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de “certeza razonable”, las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Siempre que es posible, se utiliza el método volumétrico para determinar las cantidades originales de petróleo en el sitio. Las estimaciones se realizan a partir del uso de varios registros, análisis de testigos y otros datos disponibles. Los topes de formación, el espesor bruto, valores representativos del espesor neto de la zona productiva neta, la porosidad y las saturaciones de fluido intersticial se utilizan para elaborar mapas estructurales destinados a delinear cada reservorio y mapas isopáquicos para determinar el volumen del reservorio. En los casos en que haya datos adecuados disponibles y las circunstancias lo justifiquen, se utiliza el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería para estimar el hidrocarburo original en el sitio.

Las estimaciones de recuperación final se obtienen mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

En los casos en que haya disponible datos adecuados y las circunstancias lo justifiquen, el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería se utilizarán para estimar los factores de recuperación. En estos casos, los parámetros de rendimiento del reservorio, tales como la producción acumulada, la tasa de producción, la presión del reservorio, el comportamiento de la relación gas/petróleo y la producción de agua, se consideran para la estimación de la recuperación final.

En aquellos casos en que los métodos mencionados no puedan utilizarse, las reservas comprobadas se estiman por analogía con reservorios similares, donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2013 fueron estimadas de acuerdo al procedimiento interno de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF. Este proceso cuenta con los componentes descritos más abajo.

- (a) La Dirección de Control de Reservas (DCR) está separada y es independiente del sector de negocio de Exploración y Producción. La actividad de la DCR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la compañía. Los objetivos primordiales de la DCR son asegurarse de que la estimación de reservas comprobadas de YPF, así como su exposición, cumplan con las normas de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (FASB) y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como

también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y la presentación de las reservas comprobadas. La DCR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo crudo, condensado, líquidos del gas natural y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de la DCR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. La DCR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio de más de 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo a las normas de la SEC. El personal de la DCR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de la DCR están registrados o bien afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.

- (b) El Director de Control de Reservas, jefe de la DCR, es el responsable de supervisar la preparación de las estimaciones de reservas y las auditorías de reservas llevadas a cabo por terceros. Con fecha 17 de enero de 2013 el Directorio de la Sociedad designó al Javier Sanagua como nuevo Director de Control de Reservas. Dicho director cuenta con más de 17 años de experiencia en geología y geofísica, estimaciones de reservas, desarrollo de proyectos, finanzas y regulaciones contables generales. Durante los últimos seis años fue Gerente Regional responsable de la operación y desarrollo de los yacimientos operados por YPF S.A. en las cuencas Cuyana y Neuquina. Es geólogo egresado de la Universidad Nacional de Tucumán con posgrados en gestión dentro del programa de Desarrollo de Directivos del IAE (Universidad Austral). Consistentemente con los requerimientos de nuestro sistema de control interno, la remuneración del Director de Control de Reservas no es afectada por cambios en las reservas reportadas.
- (c) Una revisión trimestral por parte de la DCR de los cambios en las reservas comprobadas presentadas por la unidad de negocios de Exploración y Producción y asociadas a propiedades donde hayan surgido cuestiones técnicas, operativas o comerciales.
- (d) Un Coordinador Calificado de Reservas (“CCR”), profesional asignado en cada Gerencia Regional de Exploración y Producción de nuestra compañía a fin de asegurar la existencia de controles efectivos en la estimación de reservas comprobadas y el proceso de aprobación de las estimaciones de nuestra compañía y el informe oportuno sobre el impacto financiero respectivo de los cambios producidos en las reservas comprobadas. Los CCR son responsables de la revisión de las estimaciones de las reservas comprobadas. Las calificaciones de cada CCR son analizadas caso por caso, con referencia al reconocimiento y respeto de sus pares. La compañía normalmente considera que un CCR está calificado si dicha persona: (i) cuenta con un mínimo de 10 años de experiencia en ingeniería de petróleo, o geología de producción de petróleo, con al menos cinco años de experiencia a cargo de la estimación y evaluación de información de reservas, y (ii) tiene (A) una licenciatura o título superior en ingeniería de petróleo, geología u otra disciplina relacionada de ingeniería o ciencias físicas, obtenido de una universidad o instituto de carácter reconocido o, (B) ha recibido, y mantiene una licencia profesional certificada o registrada de ingeniería o geología, o una equivalente, otorgada por la autoridad gubernamental u organización profesional correspondiente.
- (e) Una revisión formal a través de comités de revisión técnicos a fin de asegurar que tanto los criterios técnicos como comerciales se cumplan antes de la asignación de capital para los proyectos.
- (f) Nuestro equipo de auditoría interna, que examina la efectividad de los controles financieros de la compañía, diseñados para asegurar la confiabilidad de la información reportada y salvaguarda de todos los activos, y analizar la observancia de las leyes, las disposiciones y los estándares internos de nuestra compañía.

- (g) Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditoría de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditoría de reservas para cualquier año dado se seleccionan conforme a los siguientes parámetros:
 - i. todos los yacimientos en un ciclo de tres años; y
 - ii. yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro del 7% ó 10 mmbpe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2013, IHS Global Canada Inc. auditó las áreas no operadas y operadas por YPF en las cuencas de Golfo San Jorge, Cuyana y Neuquina, y DeGolyer & MacNaughton auditaron nuestras áreas no operadas en USA. Las auditorías se realizaron al 30 de Septiembre de 2013, con excepción de Manantiales Behr, Restinga Ali, Río Mayo, Sarmiento y Zona Central-Bella Vista que fueron auditadas al 31 de Diciembre de 2013. Los campos que fueran auditados al 30 de Septiembre, según nuestras estimaciones, contenían en total, reservas comprobadas por 281,20 mmbpe (102,2 mmbpe de las cuales eran reservas comprobadas no desarrolladas) a dicha fecha, representando aproximadamente 25,5% de nuestras reservas comprobadas y 38,6% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas en Argentina a esa fecha. Adicionalmente, los campos Manantiales Behr, Restinga Ali, Río Mayo, Sarmiento y Zona Central-Bella Vista que fueran auditados al 31 de Diciembre de 2013, según nuestras estimaciones, contenía en total, reservas comprobadas por 37,6 mmbpe (3,9 mmbpe de las cuales eran reservas comprobadas no desarrolladas) a dicha fecha, representando aproximadamente 3,5% de nuestras reservas comprobadas y 1,5% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas a esa fecha.

Se nos requiere, de conformidad con la Resolución S.E. 324/06 de la Secretaría de Energía, que presentemos en forma anual, hasta el 31 de Marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la Secretaría de Energía, según se define en dicha resolución, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en la Resolución S.E. 324/06 y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Secretaría de Energía son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en el presente Prospecto debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades, (ii) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en este Prospecto, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en párrafo precedente, y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de la Resolución S.E. 324/06 es diferente de la definición de “reservas comprobadas de petróleo y gas” establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en este Prospecto reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

Producción de petróleo y gas. Precios y costos de producción

El siguiente cuadro presenta nuestra producción de petróleo (incluyendo petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural) y nuestra producción de gas sobre la base de las ventas, para los años que se indican,

todo ello de acuerdo a información y cálculos internos de la Sociedad. En la determinación de los volúmenes netos producción, excluimos de nuestras cifras las regalías que deban pagar 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 correspondientes no son descontados de nuestras cifras de producción neta, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Este último es el caso aplicable a nuestra producción en la Argentina, donde el gasto de regalías se contabiliza como un costo de producción.

Producción de Petróleo (1)(2)	2013	2012	2011
	(mmbbl/d)		
Sociedades Consolidadas			
América del Sur			
Argentina	279	274	272
América del Norte			
Estados Unidos.....	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
Total Sociedades Consolidadas	280	275	273
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
América del Sur			
Argentina	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa.....	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
Total Producción de Petróleo (3).....	281	276	274
Producción de Gas Natural(2)	2013	2012	2011
	(mmcf/d)		
Sociedades Consolidadas			
América del Sur			
Argentina	1.018	1.001	1.049
América del Norte			
Estados Unidos.....	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
Total Sociedades Consolidadas	1.020	1.003	1.052
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			

Producción de Gas Natural(2)	2013	2012	2011
		(mmcf/d)	
América del Sur			
Argentina	14	26	38
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa.....	14	26	38
Total Producción de Gas Natural (4)(5)	1.034	1.029	1.090
Producción de Petróleo Equivalente(2)(6)	2013	2012	2011
		(mmbpe/d)	
Sociedades Consolidadas			
Petróleo.....	280	275	273
Gas Natural.....	182	179	187
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
Petróleo.....	1	1	-
Gas Natural.....	2	5	7
Total Producción de Petróleo Equivalente	465	459	467

- (1) Incluye petróleo crudo, condensados, y líquidos de gas natural.
- (2) Los yacimientos de Loma La Lata Centra y Loma La Lata Norte en Argentina contiene aproximadamente más del 18% de nuestras reservas comprobadas totales, medidas en barriles equivalentes de petróleo. La producción de petróleo en estos yacimientos fueron de 11, 15 y 15 mmbbl para los años 2013, 2012 y 2011, respectivamente. La producción de gas de Loma La Lata disponible para la venta fue de 110, 159 y 182 bcf para los años 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- (3) La producción de petróleo para los años 2013, 2012 y 2011 incluye aproximadamente 15, 13 y 12 mmbbl, respectivamente, de crudo, condensados y LNG correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las producciones de crudo, condensado y líquidos de gas natural de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.
- (4) La producción de gas natural para los años 2013, 2012 y 2011 incluye aproximadamente 47, 48 y 48 bcf, respectivamente, de gas natural correspondiente a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las producción de gas natural de las compañías sobre las que se ejerce influencia significativa correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, son inmateriales.
- (5) No incluye los volúmenes consumidos o quemados en la operación y los cambios de inventario (mientras que los volúmenes de venta que se muestran en la tabla de reservas incluidos en "Información sobre la Emisora – Reservas de Petróleo y Gas" incluyen dichas cantidades).
- (6) Los volúmenes de gas natural se han convertido a razón de 5,615 mcf por barril.

La composición del crudo que producimos en Argentina varía según el área geográfica. Casi la totalidad del crudo producido por nosotros en Argentina tiene un muy bajo contenido de azufre, o directamente no contiene azufre. Vendemos el petróleo que producimos en Argentina casi completamente a nuestra unidad de negocios de Refino y Marketing. La mayoría del gas que producimos en Argentina es de calidad apta para gasoducto. Todos nuestros yacimientos gasíferos producen cantidades comerciales de gas condensado y prácticamente todos nuestros yacimientos petrolíferos producen gas asociado.

El siguiente cuadro, basado en información y cálculos internos de la Sociedad, muestra los costos promedio de producción y los precios promedio de venta por área geográfica para los años 2013, 2012 y 2011:

Costo de producción y precio de venta	Total	Argentina (Ps./bpe)	Estados Unidos
Año 2013			
Costo de extracción (Lifting costs).....	88,02	88,02	88,52
Tributos(1).....	5,55	5,58	—
Transporte y otros costos.....	19,89	19,88	21,96
Costo promedio de producción.....	113,46	113,48	110,48
Precio promedio de venta del petróleo	393,62	392,77	541,74
Precio promedio de venta del gas natural	73,29	72,37	108,12
Año 2012			
Costo de extracción (Lifting costs).....	66,22	65,89	65,09
Tributos(1).....	3,24	3,26	—
Transporte y otros costos.....	19,50	19,51	17,54
Costo promedio de producción.....	88,97	88,66	82,63
Precio promedio de venta del petróleo	288,71	317,11	466,75
Precio promedio de venta del gas natural	54,78	60,33	92,12
Año 2011			
Costo de extracción (Lifting costs).....	48,24	48,24	48,93
Tributos(1).....	2,03	2,04	—
Transporte y otros costos.....	15,25	15,23	18,07

Costo de producción y precio de venta	Total	Argentina	Estados Unidos
		(Ps./bpe)	
Costo promedio de producción.....	65,52	65,51	67
Precio promedio de venta del petróleo	245,86	244,69	412,19
Precio promedio de venta del gas natural	55,24	55,21	111,74

(1) No incluye IVA ni impuestos a la producción incluyendo el efecto correspondiente a pago de regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a dichos impuestos, por un total de aproximadamente Ps. 32,77, Ps. 19,50 por bpe y Ps. 15,40 por bpe para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

Compromisos de entrega

Nos hemos comprometido, bajo una variedad de acuerdos contractuales, a suministrar cantidades fijas y determinables de petróleo crudo y gas natural en el futuro cercano.

En relación al petróleo crudo, vendemos casi la totalidad de nuestra producción en Argentina a nuestro segmento de negocios de Refino y Marketing, a fin de satisfacer nuestras necesidades de refinación. Al 31 de diciembre de 2013, no teníamos compromisos significativos de entrega de crudo a futuro.

Al 31 de diciembre de 2013, nos habíamos comprometido contractualmente a entregar 24.711 mmcm de gas natural en el futuro, sin considerar “los contratos de exportación de suministro interrumpibles”, de los cuales aproximadamente 13.762 mmcm deberán ser entregados entre 2014 y 2016. Al 31 de diciembre de 2013, y de acuerdo a nuestras estimaciones, nuestros compromisos contractuales de entrega para los tres años siguientes podrían ser cubiertos con nuestra producción y, de resultar necesario, con compras a terceros.

No obstante, desde 2004 el gobierno argentino ha establecido regulaciones tanto para el mercado interno como para las exportaciones de gas natural, las cuales han afectado la capacidad de exportación de gas natural de los productores argentinos. Como consecuencia, desde 2004 hemos sido forzados en diversas oportunidades a suspender parcial o totalmente entregas de gas natural que se encuentran contempladas en nuestros contratos con clientes del exterior. En los ejercicios 2013, 2012 y 2011 hemos cargado a resultados un total de Ps. 174 millones, Ps. 212 millones y Ps. 88 millones, respectivamente, en relación con nuestros compromisos contractuales de exportación de gas natural.

Dentro de las regulaciones adoptadas por el gobierno argentino, el 14 de junio de 2007, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 599/07, en función de la cual fuimos compelidos a adherirnos a un acuerdo con el gobierno argentino relativo al suministro de gas natural al mercado local durante el período 2007 a 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). Con fecha 5 de enero de 2012, el Boletín Oficial publicó la resolución N°172, mediante la cual extiende temporalmente las condiciones establecidas por la Resolución N°599/07 hasta que nueva legislación sea promulgada al respecto. Con fecha 17 de febrero de 2012 presentamos una moción de reconsideración relativa a la Resolución N°172.

Cabe destacar que YPF no ha suscripto ningún compromiso contractual de suministro de gas natural con las Distribuidoras. El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado local a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento en demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales (Véase “Información sobre la Emisora — Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino”, e “Información sobre la Emisora - Factores de Riesgo”). Estamos sujetos a restricciones directas e indirectas a las exportaciones, hecho que ha afectado los resultados de nuestras operaciones, y nos ha forzado a declarar la “fuerza mayor” en algunos de nuestros contratos de exportación de gas natural. Al 31 de diciembre de 2013, y de acuerdo a nuestras estimaciones, los

requerimientos de suministro surgidos del Acuerdo 2007-2011 (al cual se nos requirió adherirnos, y que fue aprobado por una resolución que hemos impugnado) podrían ser cubiertos con nuestra producción y, de resultar necesario, con compras a terceros. Adicionalmente, el 4 de octubre de 2010, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) emitió la Resolución N ° 1410/2010, que aprueba el “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas”, el cual establece nuevas normas para el despacho de gas natural aplicable a todos los participantes de la industria así como también la imposición de nuevas y más severas restricciones con relación a la demanda prioritaria de gas sobre los productores. Véase “—Marco regulatorio y relación con el Gobierno nacional argentino”— Regulación del Mercado”.

Hemos apelado la validez de las regulaciones antes mencionadas, y hemos invocado fuerza mayor (en nuestros acuerdos de compra y venta de gas natural en el exterior, aunque algunas de nuestras contrapartes en dichos acuerdos han rechazado nuestra posición. Véase “Información contable — Litigios—Argentina—Contingencias Probables— Presuntos incumplimientos a contratos de suministro de gas natural”.

Adicionalmente, el 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso. La mencionada ley declaró el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, de interés público nacional y prioritario para Argentina. Además, su objetivo principal es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Luego de la adquisición de la compañía por los nuevos accionistas, de acuerdo a la Ley de Expropiación, El 30 de Agosto de 2012 hemos aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para nuestro desarrollo en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar nuestro compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea nuestros objetivos, buscando un crecimiento sostenido y rentable que genere valor para los accionistas, con los del país, posicionando a YPF como líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

A efectos de alcanzar los objetivos planteados anteriormente, estamos focalizados en: (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el acreage en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial, (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore. (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria, (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir nuestras refinerías. Lo mencionado anteriormente requiere una gestión organizada y planificada de recursos hidrocarbúferos, logísticos, humanos y financieros, dentro del marco normativo vigente, con una perspectiva a largo plazo, dado que, como ocurre en la industria petrolera mundial, los resultados de los proyectos de inversión maduran gradualmente.

El plan de inversiones asociado al crecimiento de la compañía irá acompañado de un plan financiero acorde; la empresa planea una fuerte reinversión de las utilidades, la búsqueda de socios estratégicos y el incremento de deuda en niveles prudentes teniendo en cuenta las empresas del sector. En consecuencia, la viabilidad financiera de las inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos y su procesamiento dependerán, entre otros, en la previsibilidad económica y las condiciones regulatorias en Argentina, de la capacidad para acceder a financiamiento no sólo en las cantidades necesarias sino también a costos competitivos, como así mismo de los precios de mercado de los productos hidrocarbúferos.

Contratos de abastecimiento y exportaciones de gas natural

El gobierno argentino ha establecido regulaciones tanto para las exportaciones como para el mercado local, que han afectado la capacidad de los productores argentinos de exportar gas natural bajo ciertos contratos. Los principales contratos de suministro de YPF se describen brevemente a continuación.

Estábamos comprometidos a suministrar una cantidad diaria de 125 mmcf a la planta Methanex de Cabo Negro en Punta Arenas, Chile (en virtud de tres acuerdos que finalizan entre 2017 y 2025). En virtud de instrucciones recibidas del gobierno, las entregas fueron interrumpidas desde 2007. En relación con estos contratos, la Compañía ha renegociado los mismos y se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales, sujetos a la aprobación de las autoridades gubernamentales pertinentes, las cuales han sido obtenidas recientemente. A la fecha de este prospecto, la compañía está llevando a cabo las actividades de acuerdo a los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que la compañía no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que la Compañía pueda tener.

En la actualidad, tenemos varios contratos de suministro con productores de electricidad chilenos (a través del gasoducto Gas Andes que une Mendoza, Argentina, con Santiago, Chile, que tiene una capacidad de transporte de 353 mmcf/d, (capacidad diseñada de las plantas de compresión), incluyendo:

- entre ellos un contrato por 15 años (celebrado en 1998) para suministrar 63 mmcf/d a la Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (Endesa), situada en Quillota, Chile (la totalidad de los requerimientos de gas natural de dicha central); un contrato de 15 años de duración (celebrado en 1999) para el suministro del 20% de los requerimientos de gas natural de la compañía de electricidad Colbun (aproximadamente 11 mmcf/d);
- un contrato por 15 años (celebrado en 2003) por el suministro de 35 mmcf/d a Gas Valpo, un distribuidor de gas natural en Chile.

También firmamos un contrato de 21 años de duración (celebrado en 1999) para la entrega de 93 mmcf/d de gas natural a una compañía de distribución chilena (Innergy) que distribuye gas natural a clientes industriales y residenciales a través de un gasoducto (con una capacidad de 318 mmcf/d), que conecta Loma La Lata (Neuquén, Argentina) con Chile. El cual fue modificado convirtiéndose en un contrato de suministro interrumpible

Por último, en Chile también tenemos contratos de suministro de gas natural con algunas centrales térmicas situadas en la región del norte de Chile (Edelnor, Electroandina, Nopel y Endesa) que utilizan dos gasoductos (cada uno con una capacidad de 300 mmcf/d) que conectan Salta, Argentina, con el norte de Chile (Región II). Los contratos con Edelnor y Electroandina fueron modificados, convirtiéndose en contratos de abastecimiento interrumpibles.

En Brasil, habíamos celebrado en el año 2000 un contrato de abastecimiento por 20 años para suministrar 99 mmcf/d de gas natural a la central térmica de AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (AESU) a través del gasoducto que une Aldea Brasileira, Argentina, con Uruguaiana, Brasil (con una capacidad de 560 mmcf/d). En mayo de 2009, fuimos notificados de la terminación de contrato por parte de AESU, con la cual, actualmente, nos encontramos en procesos de arbitraje. Véase “Información contable — Litigios—Argentina—Contingencias Probables— Presuntos incumplimientos a contratos de suministro de gas natural”.

Debido a las regulaciones implementadas por el gobierno argentino (Véase “El mercado de gas natural en Argentina”), no pudimos cumplir con nuestros compromisos de exportación y nos vimos forzados a declarar la “fuerza mayor” en nuestros contratos de exportación de gas natural, a pesar de que ciertas contrapartes han rechazado nuestra posición. (Véase “Información contable — Litigios”). Como consecuencia de las acciones tomadas por las autoridades de la Argentina, por medio de las acciones que se describen con más detalle en la

sección “Información sobre la Emisora - Marco regulatorio y relación con el Gobierno nacional argentino”, nos hemos visto obligados a reducir los volúmenes de exportaciones autorizados que se proveen de conformidad con los correspondientes acuerdos y permisos, tal como se describen en el siguiente cuadro, y de acuerdo a cálculos internos de la Sociedad:

Año	Volúmenes máximos contratados (VMC) (1)	Volúmenes restringidos (2)	Porcentaje de volúmenes restringidos <i>versus</i> VMC
	(mmcm)	(mmcm)	
2011	6.120,4	2.785,3	45,5%
2012	6.137,2	2.728,4	44,5%
2013	6.120,4	1.825,3	29,9%

- (1) Refleja las cantidades máximas comprometidas conforme a nuestros contratos de exportación de gas natural. Incluye todos nuestros contratos de exportación de gas natural según los cuales se exporta el gas natural a Chile.
(2) Refleja el volumen de gas natural contratado para exportación que no fueron entregadas.

El mercado de gas natural en Argentina

Estimamos (sobre la base de informes de cantidades preliminares suministrados por compañías de transporte de gas) que el consumo de gas natural en Argentina ascendió a un total aproximado de 1.697 bcf en 2013. Calculamos que, la cantidad de usuarios conectados a los sistemas de distribución en toda Argentina era de aproximadamente 8.2 millones al 31 de Octubre de 2013. El mercado domestico de gas natural ha crecido en los últimos años, motivado por el crecimiento económico en Argentina.

Durante 2013, de acuerdo a nuestros propios datos, destinamos aproximadamente el 46% de nuestras ventas de gas natural a compañías de distribución residencial locales, aproximadamente el 7% a GNC (Gas Natural Comprimido) para transporte, aproximadamente un 38% a usuarios industriales (incluyendo nuestras subsidiarias Compañía Mega S.A. (“Mega”) y Profertil y centrales de energía, alrededor del 1% lo exportamos a los mercados extranjeros (Chile) y el 8% fue consumido en las operaciones downstream de YPF. Nuestras ventas se ven afectadas por el consumo creciente de usuarios residenciales durante los meses de invierno (junio, julio y agosto). Aproximadamente el 80% de nuestra producción de gas proviene de la cuenca Neuquina. Durante 2013, nuestro volumen de ventas de gas natural en el mercado local fue un 8% menor al registrado en el mismo período del año anterior. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Maduros y nuevos activos de petróleo y gas”.

El gobierno argentino tomó algunas medidas con el fin de satisfacer la demanda de gas natural del país, como la regulación de precios, y de las exportaciones, y el aumento de las retenciones a las exportaciones y de los requerimientos de inyección al mercado local. Dichas regulaciones fueron aplicadas a todos los productores exportadores de Argentina, lo cual afectó las exportaciones de gas natural desde cada una de las cuencas productoras Véase “—Compromisos de Entrega—Contratos de Gas Natural”. Los productores exportadores, como nosotros, cumplieron con las instrucciones del gobierno argentino de reducir las exportaciones a fin de abastecer el mercado local con gas, ya fuera que esas instrucciones fueran emitidas conforme a las resoluciones o no. Las resoluciones adoptadas por el gobierno argentino prevén multas por incumplimiento. La Disposición SSC N° 27/2004 emitida por la Subsecretaría de Combustibles (“Disposición 27/04”), por ejemplo, establece que la violación de cualquiera de las órdenes allí incluidas se penalizará mediante la suspensión o revocación de la concesión de explotación. Las Resoluciones N° 659 y N° 752 también prevén que a aquellos productores que no cumplan con las órdenes de inyección se les suspenderán o

revocarán sus concesiones o permisos de exportación y establecen que se prohíbe a los operadores de gasoductos transportar cualquier tipo de gas inyectado por un productor exportador que haya violado las resoluciones.

Conforme a lo establecido en la Disposición N° 27/04, el gobierno argentino comenzó a restringir permisos de exportación de gas natural en abril de 2004, y en junio de 2004 comenzó a emitir órdenes de inyección según lo establecido en la Resolución N° 659. De allí en adelante, los volúmenes de gas natural requeridos para suministrar al mercado local conforme a los distintos mecanismos descriptos anteriormente han seguido creciendo sustancialmente. Las normas según las cuales el gobierno argentino ha restringido los volúmenes de exportación de gas natural en la mayoría de los casos no tienen una fecha de caducidad expresa. No podemos predecir por cuánto tiempo permanecerán en vigencia estas medidas o si dichas medidas o cualquier otra medida que se adopte afectará volúmenes adicionales de gas natural.

Véase “Información sobre la Emisora — Marco regulatorio y relación con el Gobierno Argentino” para información adicional sobre éstas y otras regulaciones.

Suministros de gas natural en Argentina

La mayoría de nuestras reservas comprobadas de gas natural en Argentina se encuentran en la cuenca Neuquina (aproximadamente el 66% al 31 de diciembre de 2013, que está ubicada estratégicamente con respecto al principal mercado de Buenos Aires y, durante la mayor parte del año, está apoyada por una capacidad de gasoductos suficiente. Por consiguiente, creemos que el gas natural proveniente de esa región posee una ventaja competitiva en comparación con el gas natural proveniente de otras regiones. La capacidad de los gasoductos en Argentina, en el pasado, por momentos ha demostrado ser inadecuada para satisfacer los picos de demanda de los días de invierno, y no existe una capacidad de almacenaje significativa en Argentina. Desde su privatización, las compañías de gasoductos locales han agregado capacidad mejorando su capacidad de satisfacer los picos de demanda en los días de invierno aunque no puede asegurarse que dicha capacidad adicional sea suficiente para satisfacer la demanda.

Con el objeto de equiparar la deficiencia entre oferta y demanda, especialmente cuando alcanza su nivel máximo en la etapa invernal, el gobierno argentino ha celebrado acuerdos de importación de gas. Conforme lo establecido en el Acuerdo Marco celebrado entre Bolivia y Argentina con fecha 29 de junio de 2006, las importaciones de gas natural desde Bolivia a Argentina son administradas por ENARSA. En mayo de 2010, aceptamos la oferta de ENARSA para la venta de una cantidad mínima de 2,5 mmcm/d de gas natural obtenido por ENARSA de la República de Bolivia inicialmente hasta el 1 de mayo de 2011, que luego se extendió hasta el 1 de Mayo de 2013.

En Abril de 2013, las condiciones tanto de precio como de cantidad fueron renegociadas con ENARSA. Conforme al acuerdo alcanzado, el cual expira el 1 de Mayo de 2014, ENARSA se comprometió a entregarnos una cantidad mínima de 1,5 mmcm/d de gas natural durante el invierno de 2013 y también 1 mmcm/d de gas natural durante los meses de verano de 2013 y 2014, dentro del límite de precios estacionales fijos. La oferta también establece una cantidad adicional de hasta 2,5 mmcm/d.

YPF provee servicios de regasificación a ENARSA desde mayo de 2008. En 2011, YPF llevó a cabo una extensión del Fletamento y un Acuerdo de Servicio de Regasificación con Excelerate Energy para proveer y operar una embarcación de regasificación de 151.000 m³ amarrada en las instalaciones del Puerto de Bahía Blanca, que permitió el suministro de hasta 17 mmcm/d de gas natural. En Diciembre 2013, y por el efecto de la primera extensión automática de 36 meses adicionales ya incluido en este Acuerdo de Fletamento, el vencimiento del Acuerdo fue extendido hasta Octubre 2018.

Desde el inicio de sus operaciones, el buque convirtió Gas Natural licuado (GNL) en estado gaseoso (gas natural) por un volumen aproximado de 11,12 bcm de gas natural que ha sido inyectado en el gasoducto que se conecta a la red nacional, proveyéndose, principalmente, durante el período de máxima demanda, es decir,

durante la temporada invernal. En 2013, el gas natural inyectado en la red ascendió aproximadamente a unos 3,31 bcm.

En Junio 2011, YPF, siendo el operador de la UTE Escobar (un negocio conjunto formado por YPF y ENARSA), finalizó la construcción de una nueva terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL Escobar) situada en el km 74,5 del Río Paraná. La terminal de GNL Escobar cuenta con una unidad de Almacenamiento y Regasificación amarrada en las nuevas instalaciones, para lo cual se contrató un Fletamento y un Acuerdo de Servicio de Regasificación con Excelerate Energy para proveer y operar una embarcación de regasificación de 151.000 m³ amarrada en las instalaciones del Puerto de Bahía Blanca con la capacidad de suministrar hasta 17 mmcm/d de gas natural. Desde el inicio de sus actividades, dicho buque inyectó a la red nacional 6,51 bcm. En 2013, la inyección de gas natural fue de aproximadamente 2,72 bcm.

Transporte y capacidad de almacenamiento del gas natural

Entregamos gas natural mediante nuestros propios sistemas de conexión a las cinco líneas troncales operadas por Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) y Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN). La capacidad de los gasoductos en Argentina es utilizada principalmente por las compañías distribuidoras de gas natural. Una gran parte de la capacidad disponible de los gasoductos es reservado por las distribuidoras, principalmente durante el invierno, por lo que el nivel de capacidad disponible para clientes con servicio interrumpibles varía durante el resto del año.

Hemos utilizado estructuras subterráneas naturales, ubicadas cerca del mercado consumidor, como instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural, con el objeto de almacenar volúmenes limitados de gas natural durante períodos de baja demanda y venderlo en momentos de alto consumo. Nuestra planta principal de almacenamiento, “Diadema”, se encuentra ubicada en la Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia. La inyección de gas natural en el reservorio comenzó en enero de 2001.

Downstream

Durante el año 2013, nuestras actividades de Downstream incluyen la refinación y el transporte de crudo y la comercialización y transporte de lubricantes, GLP, gas natural comprimido y combustibles refinados, así como de otros productos derivados del petróleo, en los mercados, mayorista y minorista locales, y en ciertos mercados de exportación y también generación de energía y distribución de gas natural.

El segmento de Downstream se encuentra organizado en las siguientes divisiones:

- División Refino y Logística;
 - División Refino
 - División Logística
 - División Comercialización
- División Marketing Local;
- División General GLP; y
- Química

Comercializamos una amplia gama de productos derivados de la refinación del petróleo en todo el territorio de Argentina mediante una amplia red de personal de ventas, distribuidores independientes, distribuidores propios así como un extenso sistema de distribución minorista. Además, exportamos productos derivados de la refinación, principalmente desde el puerto de La Plata. Entre los productos derivados de la

refinación del petróleo que comercializamos se incluyen: gasolina, gasoil, aerokerosene, kerosén, fuel oil y otros productos derivados del crudo, como aceites de motor, lubricantes industriales, GLP y asfalto.

División Refino

Somos los propietarios y operamos tres refinerías en Argentina:

- la refinería La Plata, ubicada en la provincia de Buenos Aires;
- la refinería Luján de Cuyo, ubicada en la provincia de Mendoza y
- la refinería Plaza Huincul, situada en la provincia de Neuquén (denominadas en forma conjunta las “refinerías”).

Nuestras tres refinerías tienen una capacidad de refinación total de aproximadamente 319.500 bbl de petróleo por día calendario. Están ubicadas estratégicamente a lo largo nuestros oleoductos y de nuestros sistemas de distribución por ductos. En 2013, el 80,4% del petróleo crudo procesado por nuestras refinerías fue suministrado por nuestras operaciones *upstream*. A través de nuestra participación en Refinor, también mantenemos una participación del 50% en una refinería con una capacidad de 26.100 bbl por día calendario, situada en la provincia de Salta, conocida como Campo Durán.

El siguiente cuadro muestra, de acuerdo a nuestra información interna, el crudo procesado y el rendimiento de producción de nuestras refinerías para cada uno de los tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		
	2013	2012	2011
	(millones de bbl)		
Crudo procesado	101,4	105,4	103,8
Materia prima	4,1	3,0	3,1
Crudo procesado / Materia prima	105,5	108,4	107,0

Producción:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		
	2012	2011	2010
	(millones de bbl)		
Gasoil	38,8	41,5	43,5
Gasolina	23,1	23,1	22,7
Nafta petroquímica	5,7	6,9	8,1
Aerokerosene	6,1	6,6	6,4
Aceites base	1,0	1,3	1,2
	(miles de toneladas)		
Fuel oil	1.338	1.295	991
Coque	803	916	897
GLP	607	589	620
Asfalto	198	195	195

En el año 2013 la utilización global de las refinerías alcanzó 86.9% en comparación 90.2% en 2012, ambos calculados sobre una capacidad nominal de 319,5 mbpe/ d. Ver debajo para una descripción de ciertas consideraciones relacionadas con el incidente que afectó a nuestra refinería de La Plata durante 2013, lo que limita nuestra capacidad de procesamiento durante ciertos meses del año 2013.

La refinería La Plata es la más grande de Argentina, con una capacidad nominal de 189.000 bbl/d de crudo por día calendario. La refinería cuenta con tres unidades de destilación, dos unidades de destilación al vacío, dos unidades de craqueo catalítico, una unidad de coque, una unidad de hidrot ratamiento de nafta de coque, una unidad de *platforming*, un hidrot ratador de gasolina, dos unidades de hidroterminado de gasoil, una unidad de isomerización, una unidad de fraccionamiento y desulfuración de nafta de Cracking Catalítico Fluído (FCC), y un complejo de lubricantes. La refinería está situada en el puerto de la ciudad de La Plata, en la provincia de Buenos Aires, aproximadamente a 60 km de la ciudad de Buenos Aires. En el año 2013, la refinería procesó aproximadamente 147 mbbbl/d. La tasa de utilización de la capacidad en la refinería La Plata fue 77.6%. Como se mencionó anteriormente, la tasa de utilización se vio afectada por el cierre la unidad Coque A. En el año 2012, la refinería procesó aproximadamente 165 mbbbl de crudo por día la tasa de utilización de la capacidad en la refinería La Plata fue 87.5%. El crudo procesado en la refinería La Plata proviene principalmente de nuestra propia producción en la cuenca Neuquina y la cuenca del Golfo San Jorge, correspondiendo a un 81.6% del total del crudo procesado. Los suministros de crudo para la refinería La Plata se transportan desde la cuenca Neuquina por oleoducto y desde la cuenca del Golfo San Jorge por buque, en ambos casos hacia Puerto Rosales, y luego por oleoducto desde Puerto Rosales hasta la refinería.

El 2 de Abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un temporal severo y sin precedentes, registrando más de 400 mm. de lluvia (máximo jamás registrado en la zona). Las fuertes lluvias interrumpieron los sistemas de la refinería y causaron el incendio que afectaron de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual debió ser parada en su totalidad. Durante los 7 días posteriores al suceso se ha logrado restablecer aproximadamente 100 mbbbl/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). A finales de mayo de 2013, la unidad de Topping C reanudó totalmente sus operaciones a los niveles nominales de capacidad. La unidad de Coque A fue apagado de forma permanente desde la tormenta, afectando el volumen de crudo procesado en la refinería, debido a una reducción en la capacidad de conversión. La tormenta resultó en una disminución en el volumen de crudo procesado. YPF tiene una póliza de seguro que cubre la pérdida de ingresos y de los daños a la propiedad debido a incidentes como la tormenta que afectó a la Refinería La Plata. Ver nota 11.b de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados con respecto al importe reconocido en nuestros resultados operativos en relación a la cobertura del seguro al 31 de diciembre de 2013.

Con el fin de aumentar la capacidad de conversión, una nueva planta de Coque A ya está en construcción y se espera que las pruebas de arranque comiencen en 2015. La capacidad de la nueva unidad será 1.160 bbl de carga fresca por hora. Esta carga provendrá de los fondos de las Unidades Topping y Vacío, lo que permite a la refinería un aumento en la capacidad de procesamiento de crudo. La producción de la nueva instalación principalmente será un componente para mezcla para ser utilizado en la producción de combustible diesel, nafta de motor, y coque.

En junio de 2012 hemos puesto en marcha la nueva unidad de hidrot ratamiento de gasoil (HTG "B") y en noviembre de 2012 se finalizó la remodelación de la unidad de hidrot ratamiento de gasoil (HTG "A"), en búsqueda de cumplir con la Resolución 478/09, que obliga a que el diesel que sea vendido en grandes ciudades sea producido con un contenido máximo de azufre de 500 partes por millón.

La refinería Luján de Cuyo tiene una capacidad nominal de 105.500 bbl por día calendario, lo que la convierte en la tercera entre las refinerías con mayor capacidad de Argentina. Cuenta con dos unidades de destilación, una unidad de destilación al vacío, dos unidades de coque, una unidad de *cracking* catalítico, una unidad de *platforming*, una unidad de Metil TerButil Éter ("MTBE"), una unidad de isomerización, una unidad de alquilación, un separador de nafta, una unidad de *hydrocracking*, una unidad de hidrot ratamiento de

nafta y dos unidades de hidrotreamiento de gasoil. En 2013, la refinera proceso aproximadamente 106.400 bbl de crudo por dia calendario. En 2013 la tasa de utilizacion de la capacidad fue 6,7% mayor que en 2012. Durante 2012 la refinera proceso aproximadamente 94.200 bbl de crudo por dia calendario. Debido a su ubicacion en la provincia occidental de Mendoza y su cercania a importantes terminales de distribucion de nuestra propiedad, la refinera Lujan de Cuyo se ha convertido en la principal instalacion responsable de proveer productos derivados del petroleo para consumo interno a las provincias centrales de Argentina. La refinera Lujan de Cuyo recibe suministros de crudo de las cuencas Neuquinas y Cuyana por oleoducto, directamente en sus instalaciones. Aproximadamente el 79,1% del crudo procesado en la refinera Lujan de Cuyo en 2013 (y 83,5% del crudo procesado en esta refinera en 2012) fue producido por nosotros. La mayor parte del crudo comprado a terceros proviene de yacimientos petroliferos situados en las provincias de Neuquen o Mendoza.

A fin de cumplir con las regulaciones del gobierno respecto de las especificaciones de azufre en los combustibles, en Junio 2013, la refinera Lujan de Cuyo se puso en marcha una Unidad de Hidrotreamiento de Nafta (HTN II) y en Julio 2013, puso en marcha una Unidad de Hidrotreamiento de Gasoil (HDS III).

La refinera Plaza Huincul, ubicada cerca de la ciudad de Plaza Huincul en la provincia de Neuquen, posee una capacidad instalada de 25.000 bbl por dia. En 2013, la refinera proceso aproximadamente 24.600 bbl de crudo por dia calendario y su tasa de utilizacion de la capacidad fue 98,3%. En 2012 la refinera proceso aproximadamente 23.500 bbl de crudo por dia calendario, y la tasa de utilizacion de la capacidad fue 94,1%. Actualmente, los unicos productos que se producen en la refinera son nafta, gasoil y aerokerosene, que se venden principalmente en las zonas aledañas y en las regiones del sur de Argentina. En la medida en que la produccion exceda la demanda local, los productos mas pesados se mezclan con el crudo y se transportan por oleoducto desde la refinera hasta la refinera La Plata para su posterior procesamiento. La refinera Plaza Huincul recibe sus provisiones de crudo desde la cuenca Neuquina via oleoducto. En su mayoria, el crudo procesado en Plaza Huincul es producido por nosotros. En 2013, el 22,6% de nuestras provisiones de crudo fue comprado de terceros, mientras que en 2012 dichas compras alcanzaron un orden del 18,5%.

Desde 1997 y 1998 todas nuestras refineras fueron certificadas bajo la norma ISO (International Organization for Standardization) 9001 (calidad) e ISO 14001 (gestion medioambiental). Todas ellas fueron tambien certificadas bajo OHSAS 18001 (Desempeno en salud y seguridad ocupacional) estandar. Las refineras mantienen sus sistemas bajo continua mejora y revision de los organismos autorizados.

División Logística

Transporte y almacenamiento de petróleo crudo y productos

Contamos con una red de cinco oleoductos principales disponibles para nuestro uso, dos de los cuales son de nuestra propiedad en su totalidad. La red de transporte de crudo incluye alrededor de 2.700 km de cañerías con una capacidad de transporte total de productos de aproximadamente 640.000 bbl por día. Tenemos una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 7 mmbbl y poseemos terminales en cinco puertos argentinos.

La información, de acuerdo a nuestra información interna, con respecto a nuestra participación en nuestra red de oleoductos se indica en el cuadro siguiente:

De	A	Participación de YPF	Longitud (km)	Capacidad diaria (bbl/día)
Puesto Hernández	Refinería Luján de Cuyo	100%	528	85.200
Puerto Rosales	Refinería	100%	585	316.000

De	A	Participación de YPF	Longitud (km)	Capacidad diaria (bbl/día)
	La Plata			
Refinería La Plata	Dock Sud	100%	52	106.000
Brandsen.....	Campana	30%	168	120.700
Puesto Hernández/ Plaza Huincul/Allen	Puerto Rosales	37%	888 (1)	232.000
Puesto Hernández.....	Concepción (Chile)	(2)	428 (3)	114.000

- (1) Incluye dos ductos paralelos de 513 km cada uno de Allen a Puerto Rosales con una carga diaria combinada de 232.000 bbl.
- (2) Tenemos una participación del 36% en Oleoducto Transandino Argentina S.A., la cual operaba la porción argentina del oleoducto, y una participación del 18% en Oleoducto Transandino Chile S.A, que operaba la porción chilena del mismo.
- (3) Este oleoducto dejó de operar el 29 de diciembre de 2005.

Poseemos dos oleoductos en Argentina. Uno de ellos conecta Puesto Hernández con la refinería Luján de Cuyo (528 km), y el otro une Puerto Rosales con la refinería La Plata (585 km) y se extiende hasta la refinería de Shell en Dock Sud, en el puerto de Buenos Aires (otros 52 km). También tenemos una planta para almacenamiento y distribución de crudo en la provincia norteña de Formosa, con una capacidad de operación de 19.000 m³, y dos tanques en la ciudad de Berisso, en la provincia de Buenos Aires, con una capacidad de 60.000 m³. Somos propietarios del 37% del capital accionario de Oleoductos del Valle S.A., operador de una red de oleoductos de 888 km, con un oleoducto principal doble de 513 km que conecta la cuenca Neuquina con Puerto Rosales.

Participamos, a través de Oleoducto Transandino Argentina S.A., y Oleoducto Transandino Chile S.A., en el oleoducto trasandino de 428 km, que transportaba crudo desde Argentina hacia Concepción en Chile. Ese oleoducto dejó de operar el 29 de diciembre de 2005, como consecuencia de la interrupción de las exportaciones de petróleo que surgió a raíz de la disminución en la producción en el norte de la provincia de Neuquén. Los activos relacionados se registraron a su valor recuperable.

También poseemos el 33,15% de Terminales Marítimas Patagónicas S.A., operador de dos instalaciones portuarias y de almacenamiento: Caleta Córdova (en la provincia de Chubut), con una capacidad de 314.000 m³ y Caleta Olivia (en la provincia de Santa Cruz), con una capacidad de 246.000 m³. También tenemos una participación del 30% en el capital accionario de Oiltanking Ebytem S.A., operador de la terminal marítima de Puerto Rosales, que tiene una capacidad de 480.000 m³ del oleoducto y del oleoducto que une Brandsen (capacidad de almacenaje de 60.000 m³) con la refinería de ESSO en Campana (168 km), en la provincia de Buenos Aires.

En Argentina, también operamos una red de poliductos para el transporte de productos refinados con una longitud total de 1.801 km. Además, poseemos diecisiete plantas para almacenaje y distribución de productos refinados y 7 plantas de GLP con una capacidad total aproximada de 1.620.000 m³. Tres de nuestras plantas para almacenaje y distribución se encuentran anexadas a las refinerías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul. Diez de nuestras plantas para almacenaje y distribución tienen conexiones marítimas o fluviales. Operamos 53 aeroplantas (40 de ellas son propiedad de YPF en su totalidad) con una capacidad de 22.500 m³; poseemos 28 camiones, 123 surtidores manuales y 17 expendedoras automáticas. Esas instalaciones ofrecen un sistema de distribución flexible en todo el país y nos permiten facilitar las exportaciones a mercados extranjeros, en la medida permitida conforme a las reglamentaciones gubernamentales. Los productos se despachan en camión, buque o barcaza fluvial.

Entre 2010 y 2013, finalizamos la construcción de tanques y de instalaciones para la recepción y la mezcla de etanol en las plantas de almacenamiento de Luján de Cuyo, Monte Cristo, La Matanza, San Lorenzo y Barranqueras. Esta inversión se realiza con el fin de facilitar el cumplimiento de las nuevas especificaciones para la nafta, con arreglo a lo establecido por la Ley 26.093. YPF se encuentra actualmente mezclando etanol en las plantas de almacenamiento de Luján de Cuyo, Monte Cristo, San Lorenzo, La Plata, Junín, Plaza Huíncul, Barranqueras y La Matanza.

Durante 1998, nuestras actividades de logística fueron certificadas bajo la norma ISO (International Organization for Standardization) 9001 (calidad) e ISO 14001 (gestión medioambiental), y revalidado en 2012 bajo la norma ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004. En 2010, las actividades logísticas se certificaron también bajo OHSAS 18001 (seguridad) y recertificada en 2013.

División Trading

Nuestra División Trading vende crudo y productos refinados a clientes internacionales y petróleo a las compañías petroleras nacionales. Las exportaciones incluyen petróleo crudo, gasolina sin plomo, gasoil, fuel oil, LGN, nafta liviana y nafta virgen.

Las ventas de exportación de esa división se realizan principalmente a Brasil y al resto de Sudamérica. Las ventas a clientes internacionales para los años 2013 y 2012 ascendieron a Ps. 3.792 millones y a Ps. 3.297 millones, respectivamente, de los cuales el 10% y el 45% respectivamente, corresponden a ventas de productos refinados y 57% y 55% el saldo corresponde a ventas de combustibles navales. En cuanto al volumen, en 2013 y 2012, las ventas en el mercado internacional alcanzaron 0,9 mmbbl y 3,3 mmbbl de productos refinados, respectivamente, y 4,11 mmbbl y 3,94 mmbbl de combustibles navales o marítimos, respectivamente. Las ventas de crudo en el mercado local ascendieron a Ps. 1.020 millones y Ps. 561 millones, y 2,5 mmbbl y 1,7 mmbbl en los años 2012 y 2011, respectivamente. Las ventas de combustibles navales o marítimos en el mercado local ascendieron a Ps. 771 millones y Ps. 1.080 millones, y 1,2 y 1,3 mmbbl en los años 2013 y 2012, respectivamente. Además, durante 2013, las importaciones, principalmente de diesel de alto y bajo contenido de azufre aumentaron totalizando 7,8 mmbbl.

División Marketing

Nuestra división de Marketing, a través de la Dirección Ejecutiva Comercial, comercializa nafta, gasoil, GLP y otros derivados de petróleo en todo el país y países de la región. Proveemos a todos los segmentos del mercado de combustibles: Retail, Agro e Industria. Durante 2013, logramos seguir manteniendo una posición de liderazgo en la venta de la nafta de mayor calidad (grado 3) "N-Premium" y en la venta de nuestra nafta de calidad estándar "Super", alcanzando una cuota de mercado, de acuerdo con nuestras estimaciones, del 58,7% y del 54,3% al 31 de diciembre, 2013 (en comparación con el 61,3% y el 53,1% en 2012), respectivamente. Nuestro volumen de ventas de N-Premium era 1.147 mcm en 2013 (2,4% más que en 2012) y 3.307 mcm para Super en 2013 (12,2% más que en 2012).

En lo que respecta a Gas Oil, según nuestras estimaciones, se alcanzó para diciembre 2013 una cuota de mercado del 57,7% (57,9% en 2011) con una mayor participación en la venta de productos de bajo contenido de azufre. Junto con el D-Euro (10 ppm), con un volumen de venta de 886 mcm durante el 2013, nuestro producto D-500 (500 ppm) alcanzó un volumen de 1887 mcm comparado con aproximadamente 968 mcm en 2012, representando ambos productos el 36,4% de la venta de Gas Oil de la División.

La estrategia de promocionar el D-Euro permitió destinar a los segmentos de Industria, Transporte y Agro una porción mayor del combustible Ultradiesel, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de D-Euro. En el Complejo Industrial ubicado en Ensenada, a través de nuestras tres plantas de producción, se produce la línea de lubricantes, asfaltos y parafinas de YPF. La línea automotriz de lubricantes, que comprende lubricantes monógrados, multigrados y grasas, recibieron las aprobaciones y recomendaciones de los principales fabricantes automotrices a nivel mundial (Ford, Volkswagen, GM, Porsche y Scania).

La comercialización de los lubricantes al mercado interno se realiza a través de los segmentos Retail, Agro e Industria. En materia de GLP, se gestiona el negocio mayorista cuya actividad abarca tanto la logística como la comercialización del producto en el mercado interno y externo. El abastecimiento de GLP se realiza desde las plantas separadoras de gas natural y las refinerías propias, o a través de compras a terceros. Además de gas butano y propano, se comercializa propelente, el cual es utilizado en la industria para la fabricación de aerosoles.

En materia internacional, adicionalmente a la comercialización de lubricantes que iniciáramos en Brasil a fines de 2010, durante el 2013 disminuyó la comercialización en Chile de lubricantes y combustibles de aviación, principalmente como resultado del incidente que afectó nuestra refinería en La Plata, como se mencionó anteriormente, lo que limitó la disponibilidad de los productos. habiendo alcanzado un volumen de 10,8 mcm (-7.2 vs 2012) y 145,6 mcm (+1,43% vs 2012) respectivamente. Adicionalmente a través de distribuidores exclusivos, comercializamos lubricantes en cuatro países fuera de la Argentina (Uruguay, Paraguay, Bolivia y Ecuador).

Retail

Al 31 de diciembre de 2013, la red de ventas de la División de Retail en Argentina incluía 1.542 estaciones de servicio minoristas (comparado con 1.535 al 31 de diciembre de 2012), de los cuales 111 nos pertenecen en su totalidad, y las restantes 1.431 son estaciones de servicio abanderadas. Operadora de Estaciones de Servicio S.A. ("OPESSA"), (sociedad en la cual mantenemos el 100% de participación), opera activamente 174 de nuestras estaciones de servicio minoristas, 89 de las cuales nos pertenecen en forma directa, 26 son alquiladas al ACA (Automóvil Club Argentino), y 59 son alquiladas a propietarios independientes.

Según nuestras últimas estimaciones internas, al 31 de diciembre de 2013, fuimos el principal distribuidor en Argentina, con el 34,1% de las estaciones de servicio del país, seguida por Shell, ESSO, Petrobras y OIL con una cuota del 14,5 %, 10,8%, 6,4% y 6,3%, respectivamente. Durante el año 2013, nuestra cuota de mercado en el combustible diesel y naftas, que se comercializa en todos los segmentos, se mantuvo estable en 56,45%, de acuerdo con nuestro análisis de los datos proporcionados por la Secretaría de Energía de Argentina.

El programa de ventas "Red XXI" lanzado en octubre de 1997, ha mejorado significativamente la eficiencia operacional en nuestras estaciones de servicio. Este programa nos proporciona datos de rendimiento inmediato para cada estación conectando la mayoría de nuestra red de estaciones de servicio. Al 31 de diciembre de 2013, 1.280 estaciones estaban relacionadas con este sistema.

Nuestras tiendas, "Full YPF" y "Full YPF Express", incluyeron 386 y 95 puntos de venta al 31 de diciembre de 2013, respectivamente. Adicionalmente, las ventas de combustible se complementan con un moderno servicio de cambio de aceite ("YPF Boxes"), incluyendo 256 puntos de venta. Además, tenemos un programa de fidelización de clientes llamado "Serviclub".

Para establecer estándares unificados, en 2013 se desarrolló el Manual de Operaciones de Estaciones de Servicio YPF, a ser implementado en todas nuestras estaciones de servicio afiliadas. El objetivo principal de este modelo es el de promover la autogestión de nuestras estaciones de servicio. El modelo se está aplicando en etapas, comenzando con 458 estaciones de servicio en todo el país en 2013, y se espera que continúe en 2014 con el resto de nuestras estaciones de servicio.

Adicionalmente al 31 de diciembre 2013 15 sistemas modulares se ejecutaron en lugares remotos y sin alternativas de suministro (por ejemplo Mencue, Las Coloradas, El Huecú, Canalejas.) El llamado Módulo de Abasto Social (MAS) tiene un impacto ambiental mínimo, una apariencia innovadora y tecnológica, utilizando energías alternativas y requiere una inversión mínima con bajos costos de operación.

Agro

A través de esta división vendemos gasoil, fertilizantes, lubricantes, agroquímicos y silobolsas, entre otros productos, directamente o a través de una red de 104 bases mayoristas (9 propias de YPF), ofreciendo una amplia cartera para el productor agropecuario, entregando los productos en el lugar de consumo. Como opción aceptamos distintos cereales en parte de pago, especialmente soja, que puede ser procesada para obtener harina y aceite que luego vendemos en su mayoría al mercado externo. En 2013, las ventas de estas exportaciones totalizaron US\$ 383 millones. Aunque 2013 presentó condiciones irregulares de mercado con serias sequías en el centro y las regiones norte de Argentina lo que afecta a la demanda de fertilizantes y agroquímicos, hemos recibido aproximadamente 967.000 toneladas de granos (semillas oleaginosas y cereal), fundamentalmente soja, un incremento anual de 23% comparado con 2012. Parte del aceite producido del procesamiento de soja, es destinado a la producción de FAME, un producto que se utiliza en la producción de gasoil (mezcla) acorde a las regulaciones locales. El aceite producido a partir de soja de procesamiento proporciona aproximadamente el 11% el FAME de YPF necesita.

Industria

Esta División suministra a toda la industria nacional y sectores de transporte (terrestre y aéreo), directamente (más de 5.500 clientes) o a través de una red de 37 bases mayoristas. Ofrecemos un amplio portafolio de productos y servicios a medida (tailor-made) de acuerdo a las necesidades de nuestros clientes. Dicha cartera incluye productos tales como combustibles (gasoil, naftas, fuel oil, Jet A-1), lubricantes, carbón, asfaltos, parafinas y derivados (azufre, CO₂, decanted oil, extracto aromático) y servicios como “Tarjeta YPF en Ruta” (servicio de control de flota para el sector del transporte), “Servicio Experto” (calidad y cantidad certificada de lubricante a granel), “Servicio Técnico y Calidad” (asistencia técnica pre y post venta, capacitación y control de calidad de producto) y “Solución de abastecimiento en instalaciones de clientes” (servicios de operación de planta y logística asociada).

Nuestra visión como socio estratégico de la industria es integrar una cadena de valor para impulsar soluciones energéticas. En línea con lo anterior, hemos comenzado a desarrollar un modelo de red comercial para atender las necesidades del transporte de cargas carretero, contratos de suministro de energía y lubricantes a compañías mineras y proyectos de abastecimiento energético en conglomerados industriales.

Lubricantes y Especialidades

Durante el 2013, nuestro volumen de ventas de lubricantes disminuyeron aproximadamente un 11,7% respecto al 2012. Las ventas al mercado interno decrecieron un 4,1% y al mercado externo un 35,9%, pasando de 37,7 mcm al en 2012 a 24,1 mcm en el 2013. Las ventas de asfaltos y parafinas disminuyeron un 6,8% y 11,2% respectivamente, comparado con 2012.

Las exportaciones se realizan a dos grandes grupos. Por un lado a nuestras empresas de propiedad total en Brasil y Chile, en donde si comparamos el volumen exportado, en Brasil cayó un 51% con respecto al año anterior y en Chile un 26%. Por el otro lado, exportamos hacia nuestra red de distribuidores sitios en Bolivia, Uruguay, Paraguay y Ecuador, en donde las ventas en volumen disminuyeron un 26% con respecto al año 2012.

Nuestra unidad de Lubricantes y Especialidades ha seguido una estrategia de diferenciación que le permite alcanzar y mantener la posición de liderazgo en el mercado argentino. De acuerdo a nuestro análisis sobre los datos proporcionados por la Secretaría de Energía de Argentina, la cuota de mercado al 31 de diciembre de 2013 fue aproximadamente de 39,2%, en comparación con el 42,2% al 31 de diciembre de 2012. Como se indicó anteriormente, nuestra línea de lubricantes para automotores ha recibido aprobaciones y recomendaciones de los principales fabricantes de automóviles mundiales (Ford, Volkswagen, General Motors, Porsche y Scania).

Con respecto a la performance de nuestras líneas de Lubricantes de alta gama representadas por “Elaion” para vehículos livianos y por “Extravida” para pesados, fueron aproximadamente la misma en 2013 comparado con el año anterior (con 40.890 mcm en 2013 comparado a 40.894 mcm en 2012).

Las ventas de nuestra marca más importante (Elaion-automotriz). El volumen en 2013 fue 12.983m3 que representa un incremento del 5% respecto a 2012.

Ventas de los productos Elaion Moto (utilizado para motocicletas) (las cuales comenzaron a comercializarse en toda la red de distribuidores y productos especializados en 2012) aumentaron 22,5% en 2013 comparado con 2012.

Las Divisiones de Lubricantes y Especialidades cuentan con sistemas de gestión certificados desde el año 1995. Esta división actualmente mantiene las siguientes certificaciones ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OSHAS 18001:2007 ISO/TS 16949-Tercera edición.

GLP

A través de la Dirección de GLP, se vende al mercado externo, al mercado mayorista interno y a distribuidores que abastecen al mercado minorista interno. La división de GLP no suministra directamente al mercado minorista y ese mercado es suministrada por YPF Gas SA (vendimos aproximadamente el 37% de nuestra producción de GLP en 2013 para YPF Gas SA), que no es una empresa YPF.

Somos los productores de GLP más grandes de Argentina con una venta en 2013 de aproximadamente 593 mtn (comparado con 566 mtn en 2012) de las cuales aproximadamente 432 mtn se vendieron en el mercado interno (comparado con 472 mtn en 2012). Nuestros principales clientes en el mercado doméstico son las empresas fraccionadoras que comercializan el GLP envasado o a granel a los consumidores finales y las redes que distribuyen el GLP a los hogares en algunas localidades del país. Por su parte, las exportaciones en 2013 alcanzaron aproximadamente 161 mtn (comparado con 94mtn in 2012), siendo los principales destinos Chile, Paraguay y Bolivia. El transporte de GLP a los clientes del exterior se realiza por camiones, ducto y barcazas.

Las ventas totales de GLP (excepto el GLP utilizado como materia prima petroquímica) fueron de Ps. 1.298 millones y Ps.1.015 millones en 2013 y 2012, respectivamente.

La división de GLP obtiene GLP de plantas procesadoras de gas natural y de sus refinerías y plantas petroquímicas. Producimos 524 mtn en 2013 (sin incluir la producción de GLP destinados para uso petroquímico) y también hemos comprado GLP a terceros, según se detalla en la siguiente tabla:

	<i>Compras (toneladas) 2012</i>
<i>LPG a las plantas de procesamiento de gas natural:⁽¹⁾</i>	
General Cerri	20.938
El Portón.....	127.904
San Sebastián	7.972
Total Upstream.....	<u>156.814</u>
<i>LPG a las Refinerías y Plantas de petroquímica:</i>	
Refinería La Plata	223.279
Refinería Luján de Cuyo	118.470
Planta petroquímica Ensenada	25.349
Total Refinerías & Planta petroquímica ⁽²⁾	<u>367.098</u>
LPG comprado a entidades bajo control conjunto (negocios conjuntos):⁽³⁾	14.992
<i>LPG compras a terceros no relacionados</i>	40.502
Total	<u><u>579.406</u></u>

(1) La planta de San Sebastian corresponde a una Unión Transitoria de Empresas (UTE), en la cual contamos con un 30% de participación; El Portón es 100% de nuestra propiedad y General Cerri pertenece a terceros y tiene un contrato de procesamiento con nosotros

(2) Esta producción no incluye el GLP utilizado como materia prima para la industria petroquímica (derivados de olefinas, polibutenos y maleico).

(3) Comprado a Refinor.

También tenemos una participación del 50% en Refinor, la cual constituye un negocio conjunto, que produjo 308 mtn de GLP en el año 2013.

Química

Los productos petroquímicos se producen en nuestros complejos petroquímicos en Ensenada y Plaza Huinca. Adicionalmente, tenemos el 50% de participación en Profertil, una compañía que cuenta con un complejo petroquímico en Bahía Blanca, y según se menciona en párrafos siguientes.

Nuestras operaciones de producción petroquímica en Ensenada están estrechamente integradas con nuestras actividades de refinación (refinería La Plata). Esa integración permite un abastecimiento flexible de materia prima, un uso eficaz de los subproductos (como el hidrógeno) y suministro de aromáticos para incrementar los niveles de octanaje en las naftas.

Los principales productos petroquímicos y la capacidad de producción anual son los siguientes:

	Capacidad (toneladas por año)
Planta petroquímica Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (benceno, tolueno, xilenos mezclados).....	386.500
Paraxileno.....	38.000
Ortoxileno.....	25.000
Ciclohexano.....	95.000
Solventes.....	66.100
Derivados de olefinas:	
MTBE.....	60.000
Buteno I.....	25.000
Oxoalcoholes.....	35.000
TAME.....	105.000
LAB/LAS:	

	Capacidad (toneladas por año)
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos:	
PIB	26.000
Maleico:	
Anhídrido maleico	17.500
Plaza Huincul:	
Metanol.....	411.000

El gas natural, materia prima para la producción de metanol, es provisto por nuestra unidad de Exploración y Producción. El uso de gas natural como materia prima nos permite monetizar reservas, evidenciando la integración entre la unidad Petroquímica y la unidad de Exploración y Producción.

También utilizamos gas natural con alto contenido de dióxido de carbono en nuestra producción de metanol, lo que nos permite mantener nuestra planta de metanol trabajando al 50% de su capacidad de producción durante el período de invierno.

La Refinería La Plata es el principal proveedor de la materia prima para la producción petroquímica en Ensenada, que incluye nafta virgen, propano, butano y kerosene.

En 2013 y 2012 nuestras ventas de petroquímica (incluyendo propileno) en el mercado interno representaban el 71,1% y 80,8%, respectivamente. Las exportaciones de petroquímicos se destinan a los países del Mercosur, el resto de América Latina, Europa y los Estados Unidos. El aumento en las exportaciones durante 2013 se debe a las ventas de productos en Brasil, especialmente el Solvente B.

También participamos en el negocio de los fertilizantes en forma directa y a través de Profertil, sociedad en la que mantenemos un 50% de participación. Profertil es una sociedad controlada en forma conjunta por YPF y Agrium (líder mundial en fertilizantes), constituyendo un negocio conjunto que comenzó a operar en 2001. Profertil produce y comercializa en su planta de Bahía Blanca 1.100.000 toneladas anuales de urea y 750.000 toneladas anuales de amoníaco. Se comercializan también otros nutrientes y se preparan mezclas especiales para ser utilizadas en la tierra con el objetivo de optimizar su rendimiento.

Nuestra planta petroquímica Ensenada obtuvo la certificación ISO 9001 en 1996 y la recertificó en 2013 (versión 2008). La planta Petroquímica La Plata obtuvo también la certificación ISO 14001 en 2001 y últimamente recertificada (versión 2004) en 2013. La planta también obtuvo la certificación OHSAS 18001 en 2005 y últimamente recertificada en 2013 (versión 2007). Desde 2008, la planta verificó la emisión de CO² bajo ISO 14064:1 y, en 2011, también fueron verificadas emisiones de CH₄ y N₂O. El laboratorio de nuestra planta petroquímica de Ensenada obtuvo la certificación ISO 17025 (versión 2005) en 2005 y la recertificó en 2013.

La certificación negocio petroquímico de YPF abarca los siguientes procesos:

- Proceso de refinación de crudo y producción de gas y combustibles líquidos, aceites base lubricantes y parafina, coque de petróleo (coque verde) y productos petroquímicos en las unidades de refinación, transformación, lubricante, aromáticos, olefinas PIB / maleico y LAB / LAS.

- La producción y el almacenamiento de metanol.
- Gestión y desarrollo de la actividad petroquímica de la Compañía, la planificación y económica - el control comercial, comercialización y post venta de servicios de productos petroquímicos.

Nuestra planta Metanol obtuvo la certificación ISO 9001 (versión 2000) en diciembre de 2001 y últimamente recertificada en agosto de 2012 (versión 2008). La planta de Metanol también obtuvo la certificación la ISO 14001 en julio de 1998 con la refinería Plaza Huincul y últimamente recertificada en agosto de 2012 (versión 2004), y fue también certificada bajo OHSAS 18001 en diciembre de 2008 (versión 2007) y recertificada en agosto de 2012 (versión 2007).

Durante 2010, YPF inició la instalación de una Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) en el Complejo Industrial Ensenada. La inversión total fue US\$ 453,1 millones. El inicio de operaciones fue el tercer trimestre de 2013. La nueva producción de esta unidad está logrando satisfacer los incrementos de la demanda de naftas de alto octanaje en el mercado doméstico, así como también el CCR está logrando proveer hidrógeno a la nueva Unidad de Hidrotratamiento en nuestra refinería de La Plata.

Otras inversiones y actividades

Líquidos del gas natural

Participamos en el desarrollo de Mega para incrementar su capacidad para separar el gas natural de los productos líquidos del petróleo. Mega nos permitió, mediante el fraccionamiento de líquidos del gas, aumentar la producción en el yacimiento gasífero de Loma La Lata en aproximadamente 5,0 mmcm/d en el año 2001.

Mantenemos una participación del 38% en Mega, mientras que Petrobras y Dow Chemical poseen una participación del 34% y del 28%, respectivamente.

Mega opera:

- Una planta de separación, ubicada en Loma La Lata, en la provincia de Neuquén.
- Una planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural, que produce etano, propano, butano y gasolina natural. Esta planta está situada en la ciudad de Bahía Blanca, en la provincia de Buenos Aires.
- Un poliducto que une ambas plantas y que transporta líquidos del gas natural.
- Instalaciones de transporte, almacenamiento y portuarias en las cercanías de la planta de fraccionamiento.

Mega comenzó a operar a principios de 2001. La capacidad máxima anual de producción de Mega es de 1,35 millones de toneladas de gasolina natural, GLP y etano. Nosotros somos el principal proveedor de gas natural de Mega. La producción de la planta fraccionadora se utiliza principalmente en las operaciones petroquímicas de Petroquímica Bahía Blanca S.A. ("PBB") y también se exporta a través de buques a las instalaciones de Petrobras en Brasil.

En conformidad con el Decreto N° 2067/08 y las Resoluciones N° 1982/2011 y 1991/2011 del ENARGAS, y desde el primero de diciembre de 2011, se le requiere a Mega a pagar, de manera mensual, un arancel de Ps 0,405 por cada metro cúbico de gas natural que compra. Este requisito impacta significativamente en las operaciones de Mega, por lo que ha sido apelada por la compañía. El 14 de Agosto de 2012, el Poder Judicial de Argentina emitió una sentencia de primera instancia a favor de Mega, declarando inconstitucional el Decreto N° 2067/08 y las Resoluciones N°1982/2011 y 1991/2011 del ENARGAS. Esta sentencia fue apelada por el Ministerio de Planificación y por el ENARGAS. El 18 de Junio de 2013, la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal resolvió a favor de Mega. Dicha sentencia fue apelada tanto por el Ente Regulador y el Ministerio de Planificación ante el Tribunal Supremo. El 25 de febrero 2013 Mega presentó una solicitud un amparo pidiendo al tribunal que declare la inconstitucionalidad de los artículos 53 y 54 de la Ley de Presupuestos Generales del Estado de 2013, que incluye en las disposiciones de la Ley 26.095 la tasa creada por el Decreto N° 2067/08 y las resoluciones No . 1982/2011 y 1991/2011 del ENARGAS. Si estos reclamos no se resuelven a favor de Mega, este arancel podría afectar significativamente en la capacidad de Mega para seguir operando. Los Estados Contables Consolidados Auditados incluidos dentro de este Prospecto no incluyen el posible deterioro de activos que podría generarse si Mega no puede asegurar la continuidad de su negocio.

Mercado eléctrico en Argentina

La generación total de energía de Argentina fue 3,53 % mayor en 2013 que 2012 de acuerdo a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). En 2013, 63,9 % de generación de energía de Argentina provino la de las de las centrales térmicas , el 31% de las centrales hidroeléctricas , 4,4 % de las plantas nucleares, 0,2% de importaciones puntuales de Uruguay y Paraguay y el resto con recursos no convencionales como energía eólica y solar .

Las plantas de energía térmica consumieron 2.548.701 m3 de gasolina que representan un incremento de 39,49% comparado con 2012, 2.022.053 tn de Fuel Oil que representa una disminución del 29,30% comparado con 2012 y 13.571.018 dam3 de Gas Natural que representa una disminución del 3,3% comparado con 2012 .

El costo promedio de producción de electricidad fue 280,13 Ps./MWh que representa un aumento de 7% comparado con 2012, mientras que el costo marginal promedio anual de producción fue 809,83 \$/MWh lo que representa un incremento de 15,6% comparado con 2012.

En 2013, una nueva ley llamada "Resolución N ° 95/2013 " de la Secretaría de Energía, cambió los procedimientos y aumentó las tasas de retribución que reciben las plantas de generación de energía, dando incentivos para aumentar la fiabilidad de la central eléctrica.

Generación Eléctrica en YPF

Participamos en tres plantas eléctricas con una potencia instalada total de 1.622 megavatios ("MW") a través de:

- una participación del 100% en la Central Térmica Tucumán (ciclo combinado de 410 MW), a través de YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF E.E.").en la cual tenemos 100% de participación;
- una participación del 100% en la Central Térmica San Miguel de Tucumán (ciclo combinado de 370 MW), a través de YPF E.E.y• una participación del 40% en Central Dock Sud S.A. (ciclo combinado de 775 MW y turbinas de gas de 67 MW), directamente y a través de Inversora Dock Sud.

El 1 de agosto de 2013 y como resultado de los activos Pluspetrol Energy SA escindidos, YPF EE fue creada para continuar las operaciones de generación de energía y negocios de Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

En 2013 YPF E.E. generó 4.504 GWh con sus dos ciclos combinados. La producción de Central Térmica Tucumán fue de 2.133 GWh, mientras que la producción de Central Térmica San Miguel de Tucumán fue 2.371 GWh. Adicionalmente Central Dock Sud generó 4.902 GWh. La energía generada a través de YPF E.E. y Central Dock Sud S.A. (9.406 GWh) representaron 7.22% de la generación eléctrica de la Argentina en 2013.

La energía producida por la Central Térmica Tucumán fue 12,7% menor en 2013 comparada con 2012 debido a un grave fallo en el interior de la unidad TG-01 el 28 de mayo de 2013. Los trabajos de mantenimiento para restaurar la disponibilidad de la planta finalizaron el 28 de noviembre y fueron satisfactorios.

La energía producida por la Central Térmica San Miguel de Tucumán en 2013 se incrementó un 5% comparado con 2012 a pesar de la inspección de gases calientes ("HPGI") en la unidad TG-01 en noviembre y diciembre de 2013..

En agosto, después de tomar el control de las plantas de energía YPF EE aceptó la Resolución N° 95/2013 emitida por la Secretaría de Energía que permite a las empresas aumentar la retribución por las ventas de electricidad puntuales. La energía producida por Central Dock Sud S.A. en 2013 aumentó un 24.6% comparado con 2012, sobre todo porque se llevaron a cabo las principales actividades de mantenimiento previstas en las instalaciones de generación de Central Dock Sud. Asimismo, poseemos activos que corresponden a la U.T.E. Filo Morado, que tiene una capacidad instalada de 63 MW. Sin embargo, dichas instalaciones se encuentran inactivas desde Noviembre de 2008.

Además de YPF E.E., también poseemos y operamos centrales eléctricas abastecidas con gas natural de producción propia, las cuales generan energía para abastecer las actividades de upstream y downstream:

- la central eléctrica Los Perales (74 MW), ubicada en el yacimiento de gas natural Los Perales;
- la central eléctrica Chihuido de la Sierra Negra (40 MW); y
- la central eléctrica situada en la refinería de Plaza Huincul (40MW).

Distribución de gas natural

Actualmente, a través de nuestra subsidiaria YPF Inversora Energética S.A., poseemos una participación del 100% en Gas Argentino S.A. ("GASA"), que a su vez posee una participación del 70% en Metrogas S.A. ("Metrogas"), una distribuidora de gas natural de Capital Federal y la zona sur de Buenos Aires y una de las principales distribuidoras de la Argentina. Durante 2013, Metrogas distribuyó aproximadamente 19,5 mmcm/d de gas natural a 2,3 millones de clientes, en comparación con aproximadamente 20,4 mmcm/d de gas natural distribuidos a 2,3 millones de clientes en el año 2012. Durante mayo de 2013, la Compañía, a través de su filial YPF Inversora Energética SA tomó el control de la GASA (controlante de Metrogas), mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% de GASA. Antes de esta adquisición, la Compañía a través de su participación en YPF Inversora Energética SA poseía 45,33% del capital de la GASA (Ver Nota 13 a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Situaciones relacionadas a la deuda de GASA. El 11 de mayo de 2009, GASA fue notificada de un pedido de quiebra presentado por un presunto acreedor de Gas Argentino y el 19 de mayo de 2009, GASA solicitó el concurso preventivo, el cual fue abierto con fecha 8 de junio de 2009.

El 10 de febrero de 2012 GASA presentó una propuesta reestructuración de deuda dirigida a verificar los acreedores quirografarios admitidos. Con fecha 6 de agosto, GASA presentó ante el tribunal una modificación a la propuesta de reestructuración de deuda. La propuesta final incluye una quita del 61,4% del reclamo admitido por el tribunal y emisión de nuevos títulos de deuda con vencimiento el 31 diciembre de 2015, con opción de extenderlo hasta el 31 de diciembre de 2016. Todo interés devengado es pagado el 31 de diciembre de 2015 a una tasa de interés del 8,875%.

El 22 de agosto de 2012, el tribunal interviniente ratificó la propuesta de reestructuración. El concurso finalizará en el momento en que la corte emita una declaración final confirmando que los términos del acuerdo han sido cumplidos a dicho momento.

En la propuesta de reestructuración de deuda, la cual a la fecha de emisión de este prospecto se encuentra perfeccionada, GASA ofrecerá entregar nuevas obligaciones negociables a cambio de los créditos impagos. La propuesta consistió en la emisión de dos nuevas clases de obligaciones negociables: una Clase A por el equivalente al 38,6% de las obligaciones negociables existentes y una Clase B, obligaciones negociables contingentes, equivalente al 61,4% de las obligaciones negociables existentes. Las obligaciones negociables de la nueva Clase B se convertirán en cancelables y exigibles solo si la nueva Clase A son aceleradas como resultado de la ocurrencia de un evento de default antes o durante diciembre de 2015. Si un evento de default no ocurre antes de diciembre de 2015, las nuevas obligaciones negociables Clase B automáticamente se cancelarán.

En cumplimiento con el proceso de reorganización, el 15 de marzo de 2013, Gas Argentino emitió nuevas Obligaciones Negociables que fueron entregadas en canje de los créditos impagos a los acreedores financieros y los acreedores no financieros quienes fueron admitidos y declarados aceptables.

El 13 de junio de 2013, el Directorio de GASA resolvió aprobar la capitalización del 100 % de los intereses devengados a pagar el 15 de junio de 2013 respecto de las nuevas obligaciones negociables emitidas en el 15 de marzo de 2013, y la emisión de bonos adicionales para llevar a cabo la capitalización. GASA ha recibido las autorizaciones regulatorias pertinentes y el 15 de julio de 2013 emitió Obligaciones Negociables adicionales Clase AL por US\$ 1.167.480 y Clase AU por US\$ 29.632 para la capitalización de los intereses devengados.

El 12 de julio de 2013, el tribunal competente ordenó la terminación del proceso de reorganización de GASA.

El 9 de octubre de 2013, el Directorio de GASA resolvió aprobar la capitalización del 100 % de los intereses devengados a pagar el 15 de diciembre de 2013 respecto de las nuevas obligaciones negociables emitidas en el 15 de marzo de 2013, y la emisión de bonos adicionales para llevar a cabo la capitalización. La Compañía ha recibido las autorizaciones regulatorias pertinentes y el 14 de enero 2014 ha emitido Obligaciones Negociables adicionales Clase AL por US\$ 2.336.009 y Clase AU por US\$ 59.296 para la capitalización de los intereses devengados.

Situaciones relacionadas a la deuda de Metrogas. Debido a las condiciones adversas de la actividad, Metrogas en junio de 2010 decidió solicitar su concurso preventivo. En la misma fecha, Metrogas fue notificada de la Resolución N° I-1260 emitida por ENARGAS, la cual determinó la intervención judicial de la compañía. La resolución basa la decisión de intervención en la solicitud de concurso preventivo presentado por Metrogas y declara que la intervención deberá controlar la administración y disposición de los actos de Metrogas que pueden de alguna manera afectar la normal distribución de gas. El 15 de julio de 2010 el juzgado aprobó el Concurso Preventivo solicitado por Metrogas. En julio de 2011, Metrogas presentó la propuesta de reestructuración de deuda, modificada posteriormente. La propuesta incluye un recorte de 46,8% de la deuda con acreedores aceptados y la emisión de nuevos títulos de deuda, con fecha de vencimiento 31 de diciembre de 2018 y tasa de interés del 8,875%. En junio de 2012, los titulares actuales de Obligaciones Negociables fueron convocados, en el marco del artículo 45 bis de la Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), a votar dicha propuesta, la cual fue aprobada por unanimidad. El 13 de julio de 2012, Metrogas informó al juez que consideraba que había obtenido las mayorías legales establecidas en el artículo 45 bis de la Ley N° 24.522 para aprobar la propuesta.

El 6 de septiembre de 2012, el juzgado interviniente ratificó el acuerdo de reorganización de deuda de Metrogas y lo declaró oficialmente terminado, de acuerdo a los requisitos legales. Además, estipuló la creación de un Comité de los acreedores finales, que actuará como agente de control para el cumplimiento del acuerdo, según los artículos 59 y 260 de la Ley de Concursos y Quiebras.

Bajo los términos de la propuesta de reestructuración de deuda, la cual a la fecha de emisión de este prospecto se encuentra perfeccionada, Metrogas entregaría nuevas obligaciones negociables a cambio de los créditos impagos. La propuesta consiste en la emisión de dos nuevas clases de obligaciones negociables: una Clase A (por el equivalente al 38,6% de las obligaciones negociables existentes) y una Clase B, (obligaciones negociables contingentes, equivalente al 61,4% de las obligaciones negociables existentes). Las obligaciones negociables de la nueva Clase B se convertirán en cancelables y exigibles solo si la nueva Clase A son aceleradas como resultado de la ocurrencia de un evento de default antes o durante junio de 2014. Si un evento de default no ocurre antes de diciembre de 2015, las nuevas obligaciones negociables Clase B automáticamente se cancelarán.

En cumplimiento con el proceso de reorganización, el 11 de enero de 2013, Metrogas emitió nuevas obligaciones negociables que fueron entregadas en canje de los créditos impagos a los acreedores financieros y los acreedores no financieros que fueron admitidos y declarados aceptables.

El 1 de febrero y el 13 de febrero de 2013 Metrogas presentó ante el Juzgado interviniente la documentación que acredita el cumplimiento del canje de la deuda y la emisión de las nuevas obligaciones negociables con el fin de obtener la eliminación de todas las inhibiciones generales y la declaración formal de la conclusión del procedimiento de reorganización, de acuerdo con los términos y condiciones de la Sección 59 de la Ley Argentina de Concursos y Quiebras.

El 26 de marzo de 2013, el Directorio de Metrogas decidió por mayoría de votos capitalizar el 100% de la parte sujeta a la capitalización de los intereses devengados a pagar el 30 de junio de 2013 y la emisión de Obligaciones Negociables adicionales para llevar a cabo la capitalización.

Por otra parte, el Directorio también decidió emitir nuevas obligaciones negociables por los nuevos acreedores sin garantía, siempre y cuando sus reclamos hayan sido verificados en el tribunal competente en los procedimientos de reorganización. El 25 de julio de 2013, Metrogas emitió:

- Obligaciones Negociables de Verificación Tardía:

Serie A-U: US\$ 5.087.459

Serie B-U: US\$ 4.013.541

- Obligaciones Negociables de Capitalización:

Adicional de la serie A-L: US\$ 6.756.665

Adicional de la serie A-U: US\$ 704.581

El 31 de mayo de 2013, el ENARGAS dictó la Resolución ENRG I- 2, 587/13 que preveía la finalización de la intervención de ENARGAS en Metrogas.

El 9 de septiembre de 2013, Metrogas procedió a realizar una presentación formal en relación con el proceso de reorganización que solicita que la Corte declare formalmente la finalización de las actuaciones.

El 9 de octubre de 2013, el Directorio de Metrogas decidió por mayoría de votos capitalizar el 50% de la parte sujeta a la capitalización de intereses devengados por pagar al 31 de diciembre de 2013 y de emisión de Obligaciones Negociables adicionales para llevar a cabo la capitalización.

El 29 de enero de 2014, Metrogas emitió :

- Obligaciones Negociables de Capitalización :

Adicional de la serie A-L : U\$S 3.516.500

Adicional de la serie A-U: U\$S 371.456

El 18 de noviembre de 2013 Metrogas ha recibido una notificación del Juzgado Nacional de Primera Instancia N° 26 , Secretaría N° 51 , en el archivo titulado MetroGAS SA sobre concurso preventivo (presentada el 10/17/2010 Corte " D "). Este aviso, de fecha 8 de noviembre de 2013, establece la decisión de la Corte de suspender el procedimiento de reorganización previo cumplimiento de MetroGas con los términos de la Sección 59 de la Ley Argentina de Quiebras.

Situaciones relacionadas a las tarifas de Metrogas: En enero de 2002, de conformidad por la Ley de Emergencia Pública, las tarifas que Metrogas cobra a sus clientes fueron convertidas de sus valores originales en dólares a pesos, con una relación de \$ 1 a U\$S 1. De esta forma, las tarifas fueron congeladas, sin indexación de ningún tipo, ya que no está permitida por la Ley de Emergencia Publica.

Dicha ley, también establece que el gobierno argentino deberá renegociar contratos de servicios públicos afectados por la pesificación. En febrero de 2002, el gobierno emitió el Decreto N° 293, que encomendó al Ministerio de Economía ("ME") la renegociación con las empresas de servicios públicos y creó un Comité de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos ("CRC").

El 3 de julio de 2003, mediante Decreto N° 311/03, fue creada la "Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") con el objetivo de asesorar en el proceso de renegociación de obras y servicios públicos y desarrollar el marco normativo común para todos los servicios públicos. La UNIREN continúa el proceso de renegociación desarrollado previamente por el CRC.

La Ley de Emergencia, cuyo vencimiento original era en diciembre de 2003, fue prorrogado sucesivamente hasta el 31 de diciembre de 2013 (recientemente extendida hasta el 31 de Diciembre de 2015). Como consecuencia, los términos de las renegociaciones de licencias y concesiones de servicios públicos también se extendieron.

En septiembre de 2008, Metrogas y la UNIREN firmaron un acuerdo temporal. En noviembre de 2012, el ENARGAS publicó la Resolución N° 2407/12 que autoriza a Metrogas, en los términos del acuerdo temporal mencionado, aplicar un monto fijo en la factura de cada cliente, diferenciando por tipo de cliente, según los términos de la resolución y siguiendo la metodología determinada por la agencia de regulación. La resolución también establece que los ingresos cobrados por la compañía serán depositados en un fideicomiso, y los fondos recaudados se destinarán para inversiones en infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y mejoras tecnológicas en los sistemas de distribución de gas, así como cualquier otro costo necesario asociado al suministro de gas a los clientes. Metrogas necesita presentar para la aprobación del comité de ejecución (comité regulatorio creado por la Resolución 2407/12), un plan de expansión y consolidación de inversiones, que exprese tanto física como financieramente los detalles de dicho plan, alineando los objetivos establecidos en el contrato de fideicomiso entre Metrogas y Nación Fideicomiso SA. A la fecha de emisión de este Prospecto, el plan correspondiente a Metrogas ha sido aprobado por el comité antes mencionado.

La Sociedad ha estado facturando este nuevo cargo tarifario desde el 3 de diciembre de 2012.

El 27 de marzo de 2013, MetroGas ha recibido, desde el Comité de Ejecución, la notificación de la aprobación del Plan de Consolidación y Expansión de Inversiones, presentado el 1 de febrero de 2013.

Estacionalidad

Para una descripción de la estacionalidad de nuestro negocio, véase “Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones-Factores que afectan nuestras operaciones-Estacionalidad”

Investigación y Desarrollo.

Nuestros proyectos y actividades de I&D aplican al total de la cadena de valor de hidrocarburos, incluyendo la exploración de nuevos yacimientos de gas o petróleo, la extracción y acondicionamiento para el transporte, la transformación y fabricación de productos en instalaciones industriales, y su distribución al consumidor final. En 2013, aproximadamente US\$ 16 millones fueron asignados a actividades de I&D, de los cuales el 21% corresponden a la cooperación con centros tecnológicos externos. Con el fin de apoyar estas actividades de I&D, hemos invertido US\$ 4,5 millones en nuevos equipos para los laboratorios.

Doce importantes proyectos de investigación y desarrollo han sido parcialmente subvencionados por ANPCYC (Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica).

La incertidumbre sobre cuál será la tecnología principal en el futuro, los posibles resultados de I&D y los ciclos económicos hacen hincapié en el proceso que llevamos a cabo para desarrollar un plan tecnológico que soporta nuestra estrategia de negocio. El foco del plan abarca la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, refinación de petróleo y sus derivados y productos petroquímicos, la diversificación del uso de la energía, la producción de biocombustibles y la generación eléctrica.

Las esfuerzos de I&D se centraron en la explotación y exploración de recursos no convencionales, donde nuestros retos más importantes requieren el desarrollo y aplicación de tecnologías muy específicas: incluyendo el diseño y desarrollo de modelos de simulación, software específico, midiendo el diseño del equipo, fluidos y materiales para la optimización de la perforación, estimulación hidráulica y la producción en nuestros campos petrolíferos.

Para optimizar la producción de los campos maduros, nos centramos en el desarrollo de mejores tecnologías de recuperación de petróleo, para aumentar la recuperación de petróleo de yacimientos maduros y el desarrollo de nuevos procesos y materiales para reducir los costos operacionales de las instalaciones.

En Refino y Marketing de productos de petróleo, la Unidad Tecnológica se especializa en apoyo tecnológico a las refinerías para optimizar su producción y mejorar la calidad de los productos, con un fuerte foco en el logro de eficiencias energéticas y mejoras ambientales.

En el negocio petroquímico, las actividades de I&D se enfocaron principalmente en el desarrollo de nuevos productos con mayor valor agregado, tales como solventes especiales, fertilizantes y algunos productos agrícolas.

Nuestra cartera de proyectos a diciembre de 2013 consiste en 90 proyectos de los cuales 49 se encuentran en ejecución y 18 proyectos están en el análisis de factibilidad técnico-económica, desde Diciembre de 2013 y 23 de ellos son proyectos de alto impacto a corto plazo.

A fines de 2013, YPF creó la compañía YPF Tecnología S.A. (la cual cuenta con el 51 % de participación de YPF y el 49% restante del CONICET). El Directorio está conformado por 3 directores nombrados por YPF y 2 directores nombrados por el CONICET. Además, el presidente y el director general de la nueva compañía son nombrados por YPF. Prácticamente, todos los proyectos de investigación y desarrollo que lleve a cabo YPF Tecnología S.A. estarán en línea con las necesidades de YPF S.A.

Para la operación de YPF Tecnología S.A., se adquirieron 5 hectáreas pertenecientes a la Universidad Nacional de La Plata, donde se planean construir 12.000 m², con una inversión estimada de US\$ 48 millones (aproximadamente US\$ 25 por la participación de YPF). La finalización de las obras se espera para julio de 2015.

En el nuevo edificio, se espera que trabajen cerca de 250 profesionales cuya principal meta será la adquisición de conocimientos, la investigación y desarrollo de yacimientos no convencionales así como la recuperación secundaria y terciaria de petróleo en yacimientos maduros. Asimismo, el desarrollo de energías alternativas como la marina, geotérmica, eólica y solar energía entre otras. también serán parte de sus objetivos. Todas estas actividades contarán con el apoyo de más de 6.000 investigadores y doctores de diferentes áreas científicas, disponibles para el CONICET mediante acuerdos con universidades e institutos de investigación y desarrollo ubicados en todo el país.

Por otro lado la Agencia Nacional de Promoción científica y Tecnológica, apoya a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC) proyectos y actividades cuyo objetivo sea desarrollar capacidades críticas en áreas de alto impacto potencial y transferencia permanente al sector productivo. Durante 2012, le otorgó a YPF US\$ 10 millones para la adquisición de equipamiento de laboratorio en recuperación terciaria e inusual.

Competencia

En nuestros negocios de Exploración y Producción, competimos con las compañías petroleras internacionales más importantes y con otras compañías petroleras nacionales en la adquisición de permisos de exploración y concesiones de explotación. En nuestros negocios de Exploración y Producción también podremos enfrentarnos a la competencia de compañías de petróleo y gas creadas por determinadas provincias, y de propiedad de éstas, incluyendo La Pampa, Neuquén, Santa Cruz y Chubut, así como de ENARSA, la compañía energética de propiedad estatal, especialmente a la luz de la transferencia de ciertas propiedades de hidrocarburos a ENARSA y a las provincias Argentinas en 2007. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – Ley N° 26.197”.

En este nuevo contexto, se han producido una serie de medidas para promover el desarrollo de la industria. El gobierno argentino estableció un programa para fomentar la producción adicional de gas natural que ofrece a las empresas participantes, un precio de gas natural de US\$/ MMBtu 7.5 para esa producción adicional. Los productores que representan más del 70 % de la producción total de gas natural en el país participan en el programa a través de contratos con el gobierno argentino. A finales de 2013 , el Gobierno argentino puso en marcha un programa similar dirigido a los productores de segundo nivel (empresas de petróleo y gas de tamaño medio y pequeñas con carteras menos diversificadas), para promover aún más el desarrollo de recursos de gas natural autóctonos. Otra medida para promover la industria de petróleo y gas fue la creación del "Plan de Promoción de la Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" en Argentina establecido mediante el Decreto 929/13. El decreto crea un subsidio a la exportación, libre de impuestos a la exportación, hasta un 20 % de los hidrocarburos producidos a partir de proyectos que requieren una inversión de más de US\$ 1 billón. Las empresas que acceden al subsidio también pueden retener dólares de sus exportaciones en el extranjero. YPF considera que las nuevas medidas han ayudado a atraer socios estratégicos para el desarrollo de su base de recursos no convencionales, tales como Chevron y Dow Chemical, que a su vez aumentan el número de participantes en el mercado, lo que provoca que el mercado se vuelva cada vez más dinámico en el largo plazo

En nuestros negocios de Refino y Comercialización y de Química, nos enfrentamos a la competencia de varias e importantes compañías petroleras internacionales como AXION (previamente ESSO, antigua subsidiaria de Exxon Mobil y que fue recientemente adquirida por Bridas Corp.), Shell y Petrobras, así como de varias compañías petroleras locales. En nuestros mercados de exportación, competimos con numerosas compañías petroleras y de comercialización internacionales.

Operamos en un mercado dinámico en la industria del *Downstream* de Argentina y en la industria de producción de petróleo y gas natural. Los precios del crudo y de la mayoría de los productos refinados están

sujetos a la oferta y la demanda internacionales y en ciertos casos a las regulaciones de Argentina y, en consecuencia, pueden fluctuar por diversas razones. El 10 de abril de 2013, la Resolución 35/2013 de la Secretaría de Comercio Interior determinó un precio máximo para el combustible en todas las estaciones de servicio para el período de seis meses, que no podría exceder el precio más alto en circulación a partir del 09 de abril 2013 en cada de las regiones identificadas en el anexo de la Resolución. Véase “Marco regulatorio y relación con el Gobierno Argentino”. Los cambios en los precios locales e internacionales del petróleo crudo y de los productos refinados tienen un efecto directo en el resultado de nuestras operaciones y en nuestros niveles de gastos de inversión. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en Argentina y con nuestro negocio— Los precios del petróleo y el gas podrían afectar nuestro nivel de inversiones en bienes de capital”.

El 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso. La mencionada Ley declaró el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, de interés público nacional y prioritario para Argentina. Además, su objetivo declarado es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones Véase “Marco regulatorio y relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación”.

Se espera que las acciones del gobierno argentino adoptadas para promover la industria, junto con las respuestas competitivas de los diferentes actores durante el 2013 hayan fortalecido aún más la naturaleza competitiva de nuestra industria y fomentó un ambiente de negocios positivo. Sin embargo, no podemos asegurar que todas las acciones y medidas mencionadas anteriormente serán tomadas por el gobierno y los actores argentinos en nuestra industria.

Como se mencionó antes, el peso argentino ha sido objeto recientemente de una devaluación (aproximadamente un 23% durante enero de 2014). El gobierno argentino está analizando algunas medidas en respuesta a tal devaluación y su impacto en el resto de la economía, incluyendo la inflación. Como se discutió en la sección "Factores de Riesgo", la devaluación puede afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. Implicaciones similares pueden aplicarse a nuestros competidores, creando así varias tensiones competitivas más allá de nuestro control.

Cuestiones ambientales

YPF – Operaciones en Argentina

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y reglamentaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales en el medioambiente, que incluyen las emisiones al aire y al agua, la disposición de residuos tóxicos o los recursos para remediar suelos o aguas contaminados con residuos peligrosos o tóxicos, los requisitos de los combustibles para tratar las emisiones al aire y el efecto del medioambiente en la salud y la seguridad. Hemos invertido y seguiremos invirtiendo para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales son cada vez más estrictas en cuanto a la exigencia de cumplimiento de las leyes aplicables. Asimismo, desde 1997, Argentina implementa reglamentaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con normas ambientales más estrictas, comparables en muchos aspectos con aquellas vigentes en los Estados Unidos y en países de la Comunidad Europea. Estas reglamentaciones establecen el marco general para las obligaciones de protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de dichas obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estas normas y emprendimos diversos proyectos de reducción y reparación, de los cuales se detallan a continuación los más significativos. No podemos predecir la reglamentación o legislación en materia medioambiental que se promulgará en el futuro, ni cómo se administrarán o se harán cumplir las leyes existentes o futuras. El cumplimiento de leyes o reglamentaciones más estrictas, así como las políticas más enérgicas de exigencia

por parte de los organismos de control, podrían requerir inversiones adicionales en el futuro para la instalación y operación de sistemas y equipos destinados a medidas de reparación y podrían afectar nuestras operaciones en general. Adicionalmente, la violación de dichas leyes y regulaciones podría resultar en la imposición de multas administrativas o sanciones penales, y podría acarrear demandas de daños personales y otras contingencias por daños.

Continuamos realizando inversiones para cumplir con los nuevos requisitos establecidos para los combustibles en Argentina, conforme a la Resolución N° 1.283/06 de la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución 478/2009), que reemplaza a la Resolución N° 398/03 relacionada, entre otras cosas, con la pureza del gasoil. En la refinería La Plata, una nueva planta de hidrotratamiento de gasoil de bajo contenido de azufre (HTGB) fue puesta en marcha durante 2012. En la refinería Lujan de Cuyo una nueva planta HDS III (hidrotratamiento de gasoil) y HTN II (hidrotratamiento de nafta) fue puesta en marcha durante 2013. Además, hemos incrementado la capacidad de almacenamiento en varias terminales con el fin de optimizar la logística de distribución de combustibles. Durante 2013 nuevos tanques de diesel fueron implementados en la refinería Luján de Cuyo y terminal de Montecristo

La primera etapa relacionada con los biocombustibles, como el agregado de bioetanol a las naftas y FAME al gasoil, fueron llevados a cabo a finales de 2009, estando operativa al comienzo de 2010. También, durante 2010 y 2011, se instalaron terminales adicionales de bioetanol y quedaron en condiciones para operar. Asimismo, durante este período, se realizaron inversiones en proyectos tanto como para facilitar el proceso de adición de FAME al diesel como para mejorar su logística. Una nueva instalación para la mezcla de FAME se puso en marcha en 2013 en el terminal de Montecristo. Estos proyectos permitirán que cumplamos con los requerimientos gubernamentales y que ingresemos en el mercado de las energías renovables.

En cada una de nuestras refinerías durante 2013 continuamos con las iniciativas respecto a: investigaciones para remediar/reducir la contaminación, así como proyectos de estudio de viabilidad diseñados para tratar sitios potencialmente contaminados y las emisiones al aire. Además, hemos implementado un sistema de gestión medioambiental para colaborar con los esfuerzos para recolectar y analizar datos ambientales en nuestras operaciones de exploración y producción y de refino y marketing.

Asimismo, en el marco del nuestro compromiso con la satisfacción de la demanda doméstica de combustibles, como así también con estándares medioambientales de alta calificación, durante 2013 hemos puesto en marcha una nueva Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) que implicó una inversión de US\$ 453,1 millones. La planta utiliza la última tecnología disponible en el mundo para realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, que implica mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. La planta permite elaborar compuestos aromáticos que pueden ser utilizados como mejoradores octánicos de las naftas y aplicaciones para automotor. Asimismo, produce hidrógeno que permite realizar los procesos de hidrogenado de combustibles para aumentar su calidad y disminuir el contenido de azufre, reduciendo aún más el impacto ambiental de los motores de combustión interna.

También continuamos la construcción de una nueva unidad de coque en la refinería La Plata, que implicará una inversión de aproximadamente US\$ 790 millones, sustituyendo a la actual. El diseño de la nueva unidad permitirá optimizar la eficiencia energética y minimizar las emisiones de partículas. Esperamos que este proyecto sea completado en 2014.

Adicionalmente a los proyectos mencionados precedentemente, comenzamos a implementar una amplia gama de proyectos medioambientales en los segmentos de Exploración y Producción, de Refino y Marketing y Química, tales como una nueva antorcha en Refinería Luján de Cuyo, tratamiento de aguas residuales e instalaciones de protección contra incendios

Nosotros, y varias otras compañías industriales que operan en el área de La Plata, nos adherimos a un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad, para implementar un plan de contingencias

ante emergencias. El objetivo de ese programa es evitar los daños y las pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias, incluso las emergencias ambientales. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias.

En 1991, nos adherimos a un Convenio de Cooperación Interempresarial (“CCI”) con otras compañías de petróleo y gas para implementar un plan a fin de evaluar y reducir el daño ambiental ocasionado por los derrames de petróleo en aguas superficiales argentinas y así reducir el impacto ambiental de posibles derrames de petróleo *offshore*. Ese acuerdo incluye la consultoría sobre cuestiones tecnológicas y asistencia mutua en caso de derrame de petróleo en ríos o en el mar a causa de accidentes que involucren cisternas o instalaciones para exploración y producción *offshore*.

En cuanto al cambio climático, históricamente YPF ha contribuido activamente en una estrategia de cambio climático y nos hemos comprometido a:

- promover en forma activa la identificación y la búsqueda de oportunidades para reducir las emisiones de gas invernadero en nuestras operaciones; intensificar la ejecución de proyectos internos para generar derechos de emisión mediante mecanismos de desarrollo limpio a través del uso eficiente de los recursos, contribuyendo a la transferencia de tecnología y al desarrollo sustentable de Argentina;
- en diciembre de 2010, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para llevar a cabo un proyecto industrial desarrollado en la Argentina y que fue nombrado “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (“MDL”), convirtiéndose así en el primer proyecto de este tipo en el mundo. El proyecto de la refinería de La Plata, reduce las emisiones de Gases de Efecto Invernadero procedentes de los combustibles fósiles utilizados para el proceso de calentamiento reemplazando estos combustibles por gases de residuos que fueron previamente quemados en antorchas. El proyecto aumenta la eficiencia energética mediante la reducción de la demanda de fuel oil y gas natural, lo que significa una reducción de unas 200.000 toneladas de las emisiones anuales de dióxido de carbono. Durante 2013 el proyecto La Plata redujo las emisiones de CO₂e por 79.150 ton;
- en diciembre 2011, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para un proyecto industrial en Argentina definido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en la refinería de Luján de Cuyo. Durante 2013, el proyecto reduce las emisiones de 9.820 toneladas de CO₂e;
- para garantizar la aprobación del proyecto MDL, YPF desarrolló una nueva metodología que fue aprobada por las Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 “Lineamientos de base y metodología de seguimiento para la recuperación y utilización de gases residuales en las instalaciones de la refinería”. Por el momento, cinco proyectos en el mundo (Argentina, China y Egipto) están siendo desarrollados aplicando esta metodología diseñada por YPF; y
- la verificación, por parte de un tercero, de un inventario de emisiones de GHG (Gas efecto invernadero) en las operaciones de refinación y química de acuerdo a la norma ISO 14064. Dicho inventario viene siendo comprobado con éxito en el Complejo Industrial Ensenada desde 2008. En Mayo de 2013 se completó el proceso de verificación de inventario de Gases Efecto Invernadero en el complejo de La Plata y refinería Luján de Cuyo. En 2013 se planea una verificación de inventario cuya finalización se estima para primer semestre 2014;

Nuestras estimaciones en cuanto a gastos e inversiones futuras se basan en la información disponible en la actualidad y en las leyes vigentes, y cualquier nueva información o futura modificación a las leyes o tecnología podría provocar una revisión de esas estimaciones. Por otra parte, aunque no esperamos que los gastos ambientales tengan un impacto considerable en los resultados de nuestras operaciones futuras, los cambios en los planes de negocios de la gerencia o en las leyes y reglamentaciones de Argentina podrían hacer que las inversiones comiencen a ser significativas en relación con nuestra situación patrimonial y podrían afectar el resultado de nuestras operaciones en cualquier año.

Esfuerzos de crudo y gas no convencional liderados por YPF

Las formaciones de shale gas y shale oil están atrayendo cada vez más atención en todo el mundo, como fuentes de importantes reservas de gas natural y petróleo.

Desde el año 2008, YPF ha llevado varios proyectos de exploración y desarrollo relacionados con los recursos no convencionales en Argentina, siendo los más importantes en la formación Vaca Muerta dentro de la cuenca Neuquina.

La estimulación hidráulica, una tecnología probada por mucho tiempo, permite que estos recursos que se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente. La estimulación hidráulica consiste en la inyección de fluidos y arena a alta presión en el pozo para romper la roca y permitir a los hidrocarburos atrapados en la formación fluir a la superficie como en cualquier pozo convencional.

En promedio, esta técnica usa agua (99,5% se pueden reciclar), arena para mantener las fracturas abiertas y sólo 0,5% de aditivos.

Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y aplicaciones comerciales, tales como cloruro de sodio (utilizado en la sal de mesa), sales de borato (cosméticos), carbonato de potasio (detergentes), goma guar (helado) y alcohol isopropílico (utilizado en los desodorantes).

El agua utilizada para el desarrollo de estos depósitos se adquiere a partir de cuerpos de agua corriente y representa sólo un pequeño porcentaje del flujo total. Un ejemplo podría ser el desarrollo de recursos no convencionales en la Cuenca Neuquina, y consumiría sólo un 0,1 % del caudal de los ríos Neuquén dentro de un año determinado. Esto da cuenta de volúmenes mucho más bajos que los que se utilizan para el consumo humano y agrícola en la provincia.

El proceso de manejo de agua cumple con todas las regulaciones ambientales aplicables. Las políticas para el uso, tratamiento y reutilización del agua son rigurosos y controles detallados son llevados a cabo por las autoridades ambientales tanto a nivel provincial y nacional.

La formación Vaca Muerta se encuentra entre 2.500 y 4.000 metros de profundidad, más de 2.000 metros por debajo del nivel freático, que normalmente se encuentra en profundidades de 300 a 500 metros. Véase “— Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio — Nuestra operación está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales” y “Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos y ambientales significantes”.

YPF Holdings — Operaciones en los Estados Unidos

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la salud y la calidad medioambiental afectan las operaciones de YPF Holdings en los Estados Unidos. Véase “Marco regulatorio y relación con el Gobierno argentino—Regulaciones ambientales estadounidenses”.

En relación con la venta de Diamond Shamrock Chemicals Company (“Chemicals Company”) a una subsidiaria de Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”) en 1986, Maxus Energy Corporation (“Maxus”) acordó indemnizar a Chemicals y a Occidental por determinadas obligaciones vinculadas con el negocio y las actividades de Chemicals Company anteriores a la fecha de cierre del 4 de septiembre de 1986 (la “Fecha de Cierre”), las que incluían ciertas obligaciones ambientales relacionadas con determinadas plantas petroquímicas y sitios para la disposición de residuos utilizados por Chemicals Company antes de la Fecha de Cierre.

Asimismo, de conformidad con el acuerdo por el que Maxus vendió Chemicals Company a Occidental (“1986 Stock Purchase Agreement”), Maxus está obligado a indemnizar a Chemicals Company y a Occidental

por determinados costos medioambientales incurridos en proyectos que involucraban actividades de reparación relacionadas con plantas petroquímicas u otros bienes utilizados para llevar a cabo negocios de Chemicals Company a partir de la Fecha de Cierre y durante cualquier período de tiempo posterior a la Fecha de Cierre que se relacionen con, resulten o surjan de condiciones, acontecimientos o circunstancias descubiertas por Chemicals Company y sobre las que Chemicals Company informó en forma escrita antes del 4 de septiembre de 1996, independientemente de cuándo incurrió Chemicals Company en tales costos y los notificó.

Tierra Solutions Inc. (“Tierra”) se constituyó para afrontar los resultados de las obligaciones impuestas a Maxus, tal como se describen más arriba, que resulten de los actos o hechos que ocurrieron entre las décadas de 1940 y 1970 cuando Chemicals Company era controlada por otras compañías.

Véase “Información contable —Litigios - YPF Holdings” a continuación para obtener una descripción de las cuestiones ambientales relacionadas con YPF Holdings.

Operaciones offshore

Todas las áreas offshore en las que participamos, tienen en marcha un plan de gestión en Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Comunidad (SSMC) para hacer frente a los riesgos asociados con el proyecto. Adicionalmente, todos los proyectos de perforación que operamos o en los que tenemos participación, cuentan con un Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), incluyendo planes de respuesta para derrames de petróleo.

Los planes de gestión de SSMC incluyen Planes de Respuesta a Emergencias en caso de derrame o fugas de hidrocarburos, siendo estos Planes regularmente evaluados para comprobar si están adecuados según la información disponible y los últimos desarrollos técnicos. Revisamos nuestros planes de gestión de SSMC para nuestros proyectos de perforación con el objetivo de garantizar las medidas adecuadas a cada una de las fases del proyecto.

Neptune

Dentro del marco del Acuerdo de Operación Conjunta en Neptune, se requiere al operador mantener un plan de gestión SSMC basado en las reglas de Seguridad y Salud acordadas entre el operador y los no operadores. Como no operadores, somos responsables de revisar los sistemas de seguridad y cuidado del medioambiente llevados a cabo por el operador, para asegurar el cumplimiento del plan de gestión SSMC, aunque no tenemos control directo sobre las medidas tomadas por el operador en caso de ocurrencia de derrames o fugas. Se requiere al operador que informe por escrito a los no operadores, entre los cuales nos incluimos, en caso de ocurrencia de cualquier derrame que supere los 50 barriles, entre otros incidentes.

El plan de gestión de SSMC para Neptuno, el cual es gestionado por el Operador, incluye los siguientes elementos y procedimientos:

- Sistema de apagado de emergencia (ESD)
- Sistema de Detección de Incendios
- Sistema de Detección de Gases Combustibles
- Sistemas de Ventilación (mecánicos)
- Sistemas de Contención de derrames/fugas.
- Sistema de Venteo/Quemado
- Sistema de Control de Pozos Submarinos
- Refugio temporal

- Escapes de Agua
- Sistemas Críticos de Energía (incluida eléctrica, hidráulica y neumática)
- Sistemas de Comunicación de Emergencia
- Sistemas de lastre
- Elevador de Componentes
- Procedimientos Críticos
- Procedimientos de Paradas de Emergencia (PPE)
- Procedimientos de evacuación
- Procedimientos contra incendios
- Procedimientos para Operaciones de Helipuerto
- Procedimientos para Respuestas de Emergencias

Adicionalmente, los procedimientos de Emergencia, Preparación y Respuesta incluyen equipos de trabajo que generalmente están disponibles las 24 horas del día, los 7 días de la semana convocándose en base al grado de la emergencia (1 a 7, siendo 1 la más baja), a través de una base de despachos de emergencia localizada en Londres. En base a lo anterior, el operador presenta los siguientes equipos de trabajo:

- Equipo de Incendio y Seguridad (EIS) Respuesta en el lugar (Nivel 1 a 2). Proporciona la respuesta inicial en el lugar del accidente y la contención necesaria llevando a cabo tareas de evacuación, primeros auxilios, CPR, búsqueda y rescate.
- Equipo de Manejo de Incidentes (EMI) - (Nivel 2 a 5): Proporciona soporte táctico y operativo en materia de SSMC, y también relacionado a la planificación y a la logística, además de soporte técnico. Un Centro de Gestión de Incidentes se inauguró dentro de las oficinas del operador en Houston. El EMI también tiene soporte de un equipo de perforación específica del Grupo de Perforación Internacional en caso de cualquier incidente durante las actividades de perforación y terminación.
- Equipo de Manejo de Emergencias (EME) - (Nivel 3 a 5): Proporciona apoyo al EMI, con énfasis en las cuestiones estratégicas que afectan a los Activos, incluyendo la gestión de partes interesadas internas y externas, financieros, legales y suministrando apoyo a la comunicación. Un Centro para el Manejo de Emergencias de la EME se inauguró también dentro de las oficinas del operador en Houston.
- Equipo de Manejo de Crisis (EMC) – (Nivel 5 a 7). Brinda apoyo al EME haciendo hincapié en cuestiones estratégicas relativas al operador, incluyendo la comunicación con las partes interesadas en niveles jerárquicos superiores.
- Organización de Respuestas Externas: Es convocada para situaciones de gravedad elevada. Incluye grupos de respuesta del gobierno y respuestas de organizaciones sobre derrames de petróleo y consultores en situaciones de emergencia.

El plan de gestión SSMC es llevado a cabo por un contratista líder de servicios petroleros contratado por el operador, e incluye un plan de acción en el caso de derrame o fuga.

Activo fijo

La mayoría de nuestros bienes, compuestos por inversiones en activos que nos permiten y dan derecho a la exploración y explotación de reservas de petróleo crudo y gas natural, como así también refinerías, plantas de almacenamiento y transporte y estaciones de servicio, están ubicados en Argentina. Al 31 de diciembre de 2013 más que 99% de nuestras reservas comprobadas se encontraban localizadas en la Argentina (ver adicionalmente Exploración y Producción). También poseemos bienes fuera de Argentina, principalmente en

los Estados Unidos. Véase “Información sobre la Emisora - Exploración y Producción – Principales Activos-”.

Existen varias clases de propiedades sobre las que no poseemos el dominio absoluto. Nuestros derechos de exploración y producción de hidrocarburos se basan en general en otorgamientos de concesiones soberanas. Luego del vencimiento de la concesión, nuestros activos de exploración y producción asociados con el bien en particular sujeto a la concesión correspondiente vuelven al gobierno. Asimismo, al 31 de diciembre de 2013, teníamos bajo locación 85 estaciones de servicio de terceros como también actividades con estaciones de servicio que las cuales son propiedad de terceros y operadas por ellos bajo un contrato de suministro para la distribución de nuestros productos.

Seguros

El alcance y la cobertura de las pólizas de seguros y las obligaciones de indemnización analizados a continuación están sujetos a cambios y dichas políticas están sujetas a cancelación en determinadas circunstancias. Además, las disposiciones de indemnización de algunos de nuestros contratos de servicios de perforación, mantenimiento y otros servicios pueden estar sujetas a diferentes interpretaciones y la aplicación de dichas disposiciones puede verse limitada por las políticas públicas y otros factores. También podemos estar sujetos a posibles responsabilidades para las que no estamos asegurados o por encima de la cobertura de seguros, incluidas las responsabilidades que se explican en las secciones “Información clave sobre la Emisora - Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio” - Nuestra cobertura de seguros podría no ser suficiente para atender todos los riesgos a los que estamos sujetos”, “Información clave sobre la Emisora – Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio - La industria del petróleo y el gas se encuentra sujeta a riesgos operativos y económicos particulares” y “Información clave sobre la Emisora – Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio - Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad”.

Operaciones en Argentina

Aseguramos nuestras operaciones contra los riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, incluida la pérdida o el daño a los bienes y nuestros equipos, incidentes de control de pozos, incidentes de pérdida de producción o ganancias, remoción de desechos, contaminación súbita y accidental, daños y limpieza y reclamos de terceros, incluidos daños personales y pérdida de la vida, entre otros riesgos de negocios. Nuestras pólizas de seguros suelen ser renovables anualmente y, por lo general, contienen límites, exclusiones y deducibles.

Nuestra póliza de seguro que cubre nuestras operaciones en Argentina proporciona cobertura de responsabilidad civil de hasta US\$ 400 millones por siniestro, con un deducible de US\$ 2 millones, en cada pérdida. Ciertos tipos de siniestro, como la contaminación intencional y la contaminación gradual y progresiva, se excluyen de la cobertura de la póliza. La cobertura de la póliza se extiende al siniestro de control de pozos, que se define como un flujo no intencionado de fluido de perforación, petróleo, gas o agua del pozo que no puede ser contenido por el equipo en el lugar, al aumentar el peso del fluido de perforación o mediante la desviación de los fluidos en forma segura a la producción. Nuestra política establece la cobertura de responsabilidad civil de los reclamos correspondientes a la contaminación provocada por un evento de control de pozos que oscila entre US\$ 75 millones para ciertas pérdidas onshore y un límite único máximo combinado de US\$ 250 millones para las pérdidas offshore.

Nuestra póliza de seguro cubre también la pérdida física o el daño en relación con, por ejemplo, los bienes onshore y offshore de cualquier naturaleza o denominación (ya sea upstream o downstream), hasta US\$ 1.500 millones por siniestro, con deducibles que varían entre US\$ 1 millón y US\$ 10 millones, incluida la pérdida de producción o ganancias con deducibles de 90 días para las operaciones downstream y 60 días con un deducible mínimo de US\$ 20 millones para las operaciones upstream.

La normativa argentina nos exige contratar con compañías de seguros especializadas (Aseguradoras de Riesgos de Trabajo - ART) un seguro que cubra el riesgo de lesiones personales y la pérdida de la vida de nuestros empleados. Nuestras pólizas de seguros cubren gastos médicos, pérdida de sueldos y pérdida de la vida, en las cantidades establecidas en la normativa aplicable. Estas disposiciones normativas se aplican también a todos nuestros contratistas.

Hemos adoptado una posición en los acuerdos celebrados con los contratistas que prestan servicios de perforación, servicios de pozos y otros servicios a nuestras operaciones de exploración y producción (“Acuerdos de servicios de E&P”), a partir de los cuales los contratistas son generalmente responsables de indemnizarnos en diversos grados por ciertos daños causados por su personal y bienes sobre la superficie de perforación. Del mismo modo, somos generalmente responsables en nuestros contratos de perforación de indemnizar a nuestros contratistas por los daños causados por nuestro personal y bienes sobre la superficie de perforación.

En relación con las pérdidas o responsabilidades derivadas de los daños ocasionados por debajo de la superficie, hemos acordado con algunos contratistas que YPF asume la responsabilidad de indemnizar a nuestros contratistas, siempre que dichos daños bajo la superficie no han sido causados por la negligencia del contratista, en cuyo caso el contratista será responsable hasta una cantidad limitada acordado por las partes en los acuerdos de servicios de exploración y producción. Sin embargo, también hemos acordado con un número de contratistas que YPF será responsable y deberá indemnizar a los contratistas por los daños y perjuicios ocasionados por debajo de la superficie, salvo que tales daños o pasivos sean resultado de una negligencia grave o dolo de los contratistas, en cuyo caso el contratista podrá ser responsable en su totalidad o, en ciertos casos, hasta una cantidad limitada.

Los Acuerdos de servicios de E&P suelen establecer que los contratistas son responsables de la contaminación incluidos los costos de limpieza y daños a terceros causados por encima de la superficie por el derrame de sustancias bajo su control, siempre que el daño haya sido causado por negligencia o dolo del contratista. En el caso de la contaminación producida por debajo de la superficie, los contratistas también suelen ser responsables de los daños causados por su negligencia o su conducta dolosa. Sin embargo, en este último caso los daños también se limitan por lo general a una cantidad acordada entre las partes en el Acuerdo de servicios de E&P.

También somos parte en varios joint ventures y proyectos que no son operados por nosotros. Las disposiciones contractuales, así como nuestras obligaciones derivadas de cada acuerdo, pueden variar. En algunos casos, la cobertura de seguro es proporcionada por la póliza de seguro suscrita por el operador, mientras que en otros, nuestros riesgos están cubiertos por una póliza de seguro que cubre nuestras operaciones en Argentina. Además, en determinados casos se puede contratar un seguro que cubra los daños o incidentes específicos que no están previstos en la póliza de seguro del operador. También mantenemos el riesgo de responsabilidad no indemnizada por el operador del yacimiento o del equipo de perforación en exceso de nuestra cobertura de seguros.

Con respecto a los contratos de prestación de servicios downstream, los contratistas son generalmente responsables de los daños a su propio personal y de los causados por ellos a terceros y por lo general nos indemnizan por los daños en los equipos. Normalmente se incluye una disposición de exención de responsabilidad mutua por daños indirectos tales como aquellos resultantes de la pérdida de uso o pérdida de ganancias.

Operaciones en el Golfo de México

En la actualidad, nuestras operaciones en el Golfo de México sólo incluyen nuestra participación efectiva en la explotación del 15%, a través de nuestra subsidiaria Maxus U.S. Exploration Company, en el yacimiento Neptuno, que es operado por BHP Billiton. La póliza de seguro de nuestras operaciones en el Golfo de México ofrece cobertura para daños a la propiedad, gastos adicionales del operador, pérdida de producción y responsabilidad civil, sujeta a ciertas exclusiones habituales, tales como daños a la propiedad resultantes del desgaste y deterioro gradual. Se aplican los siguientes límites y deducibles a nuestra cobertura de seguros:

- La pérdida física o daño a propiedades y equipos propios se limita a US\$ 772 millones (100%), con deducibles que oscilan entre US\$ 0,75 millones (100%) y US\$ 1,25 millones (100%) La cobertura para gastos adicionales del operador está sujeta a un límite de US\$ 250 millones (100%) por incidente, con un deducible de US\$ 1 millón (100%) (US\$ 10 millones (100%) con respecto a los incidentes relacionados con huracanes - tormentas de viento-). Nuestro seguro de control de pozos cubre principalmente los gastos incurridos a causa de poner o intentar poner bajo control un pozo que está fuera de control o la extinción del incendio en un pozo, incluido, por ejemplo, el valor de los materiales y suministros consumidos en la operación, alquiler de equipos, honorarios de las personas, empresas o corporaciones especializadas en combatir incendios y/o el control de los pozos, incendio intencional de pozos y costo de perforación del o de los pozos de alivio necesarios para poner el o los pozos bajo control o extinguir el fuego y excluye lesiones personales, daños a la propiedad de terceros y pérdida del pozo (salvo en el caso de ciertos gastos incurridos en una nueva perforación y/o terminación como consecuencia del acontecimiento). A los efectos de este seguro, se considerará que un pozo está fuera de control sólo cuando existe un flujo no deseado desde el pozo de fluidos de perforación, petróleo, gas o agua (1) que no puede de inmediato (a) detenerse mediante el uso de equipos en el lugar y/o la válvula de prevención de explosiones, estranguladores u otros equipos, o (b) detenerse mediante el aumento del peso en volumen de fluido de perforación o mediante el uso de otros materiales de acondicionamiento en el pozo, o (c) desviarse con seguridad a la producción, o (2) el flujo es considerado fuera de control por la autoridad reguladora correspondiente.
- La pérdida de producción después de los daños a los bienes asegurada o los gastos extras del operador vinculados al incidente están cubierto hasta un límite de US\$ 32,0 millones (15%) con un tiempo de espera de 60 días,
- La cobertura por tormentas de viento en el Golfo de Mexico está sujeta a un límite de US\$ 40 millones (para la participación del asegurado) cada uno y cada ocurrencia y en agregado con relación con relación a la denominada tormenta de viento del Golfo de México (este límite se aplica en toda la propiedad, OEE y la pérdida de producción); que es más de una retención de US\$ 10 millones (100%) cada uno y cada ocurrencia más 90 días de tiempo de espera con respecto a la pérdida de producción.
- La cobertura de responsabilidad civil de terceros derivada de daños personales o pérdida de la vida, que se extiende a nuestros empleados, contratistas y terceros no vinculados, está sujeta a un límite de US\$ 333.33 millones (100% por incidente), con un deducible de US\$ 5.000 (100%).

De acuerdo con los procedimientos aplicables al consorcio del yacimiento Neptuno, su operador deberá utilizar sus mejores esfuerzos para exigir a los contratistas que contraten una cobertura de seguros de indemnización laboral, responsabilidad de los empleadores, responsabilidad general comercial y responsabilidad automotor. Según nuestro conocimiento, basado únicamente en las consultas efectuadas al operador, esta póliza es aplicable a todos los contratos y la mayoría de los contratistas cuentan con dicho seguro. Los Contratistas que proporcionan aeronaves y embarcaciones están obligados a proporcionar una cobertura de seguros adicional correspondiente a esta actividad. Además, nuestra propia póliza de seguro cubre los riesgos de pérdida o daños físicos producidos como consecuencia de la negligencia de un contratista de suministros y equipos de todo tipo y descripción relacionados con nuestras operaciones, incluidos, entre otros, materiales, equipos, maquinaria, accesorios y consumibles, en cada caso según lo definido en el contrato de seguro y con los deducibles y las exclusiones previstas por éste. El consorcio o el operador, según corresponda, es responsable de indemnizar a un contratista por daños y perjuicios causados por su personal y bienes. El operador o el consorcio, según corresponda, también es responsable de indemnizar a los contratistas por determinadas pérdidas y pasivos resultantes de la contaminación.

Marco Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino

Panorama general. La industria del petróleo y del gas en la Argentina ha estado y actualmente se encuentra sujeta a determinadas políticas y reglamentaciones que han dado lugar a precios internos regulados más bajos que los precios prevalecientes en el mercado internacional, regulaciones a la exportación, requerimientos de abastecimiento al mercado local que nos requieren redireccionar nuestros suministros a los mercados industriales o de exportación para aplicarlos a satisfacer la demanda de los consumidores locales, y derechos aduaneros sobre la exportación incrementales sobre los volúmenes de hidrocarburos que se permite exportar. El gobierno argentino implementó estas regulaciones de precios y exportaciones y políticas impositivas en un esfuerzo por satisfacer la creciente demanda del mercado local.

La industria de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada por la Ley N° 17.319, mencionada precedentemente como la “Ley de Hidrocarburos”, la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por la Ley N° 26.197 en 2007, la cual complementó la estructura legal para la exploración y producción de hidrocarburos, y por la Ley N° 24.076, denominada como “Ley de Gas Natural”, dictada en 1992, la cual estableció la base para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural.

El Poder Ejecutivo emite reglamentaciones para complementar estas leyes. El marco regulatorio de la Ley de Hidrocarburos se creó sobre la presunción de que los reservorios de hidrocarburos serían bienes del dominio público y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, nuestra predecesora, lideraría la industria de los hidrocarburos y operaría bajo un marco diferente al de las compañías privadas. En 1992, la Ley N° 24.145, denominada como Ley de Privatización, privatizó nuestra compañía y dispuso la transferencia de reservorios de hidrocarburos del gobierno argentino a las provincias, con sujeción a los derechos existentes de los tenedores de permisos de exploración y concesiones de explotación.

La Ley de Privatización nos otorgó 24 permisos de exploración cubriendo aproximadamente 132.735 km² y 50 concesiones de explotación cubriendo aproximadamente 32.560 km². La Ley de Hidrocarburos limita a cinco el número de concesiones que pueden ser otorgadas a una entidad cualquiera y también limita el área total de permisos de exploración que puede ser otorgada a una sola entidad. Sobre la base de nuestra interpretación de la ley, nosotros quedamos exentos de ese límite con relación a los permisos de exploración y concesiones de explotación que nos fueron otorgados por la Ley de Privatización. No obstante ello, la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos, aplicando una interpretación restrictiva de los Artículos 25 y 34 de la Ley de Hidrocarburos, ha impugnado el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación en los que nosotros tengamos una participación del 100%. Como resultado, nuestra capacidad de adquirir el 100% de nuevos permisos de exploración y/o concesiones de explotación ha sido obstaculizada, aunque esta interpretación no ha limitado nuestra capacidad para adquirir permisos o concesiones donde se otorga también participación a otras partes. Como consecuencia de la transferencia de la propiedad de determinadas áreas de hidrocarburos a las provincias, participamos en rondas de licitación competitivas organizadas desde el año 2000 por varios gobiernos provinciales para el otorgamiento de contratos para la exploración de hidrocarburos.

En octubre de 2004, el Congreso Argentino dictó la Ley N° 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, Energía Argentina S.A., denominada como “ENARSA”. El objeto societario de ENARSA es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, el almacenamiento, la distribución, comercialización e industrialización de esos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Además, la Ley N° 25.943 otorgó a ENARSA todas las concesiones de exploración con respecto a las áreas *offshore* ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la línea costera hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley, es decir, el 3 de noviembre de 2004.

Además, en octubre de 2006, la Ley N° 26.154 creó un régimen de incentivos impositivos dirigidos a alentar la exploración de hidrocarburos y que se aplica a los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas *offshore* otorgadas a ENARSA y aquellas sobre las cuales no se han otorgado derechos a terceros en virtud de la Ley de Hidrocarburos, siempre que las provincias en las cuales estuvieron ubicados

los reservorios de hidrocarburos adhieran a ese régimen. Asociarse con ENARSA es una condición previa para gozar de los beneficios que brinda el régimen creado por la Ley N° 26.154. Los beneficios incluyen: el reintegro anticipado del impuesto al valor agregado por las inversiones hechas y los gastos incurridos durante el período de exploración y por las inversiones hechas dentro del período de producción, la amortización acelerada de las inversiones hechas en período de exploración y el reconocimiento acelerado de los gastos en conexión con la producción a lo largo de un período de tres años en vez de a lo largo de la duración de la producción, y exenciones al pago de derechos de importación por activos de capital no fabricados dentro de la Argentina. A la fecha de este prospecto no hemos usado los incentivos impositivos previamente mencionados.

La propiedad de las reservas de hidrocarburos fue transferida a las provincias a través del dictado de las siguientes disposiciones legales que efectivamente modificaron la Ley de Hidrocarburos:

- En 1992, la Ley de Privatización aprobó la transferencia del derecho de dominio sobre las reservas de hidrocarburos a las provincias en que aquellas están ubicadas. Sin embargo, esta ley establecía que la transferencia estaba condicionada al dictado de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos para contemplar la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado.
- En octubre de 1994, se reformó la Constitución de la Nación Argentina, en virtud de lo cual el Artículo 124 otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales ubicados dentro de sus territorios.
- En agosto de 2003 el Decreto del Poder Ejecutivo N° 546/03 transfirió a las provincias el derecho de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en determinadas ubicaciones designadas como “áreas de transferencia”, así como también en otras áreas designadas por las autoridades provinciales competentes.
- En enero de 2007 la Ley N° 26.197 reconoció el derecho de propiedad de las provincias sobre los reservorios de hidrocarburos de acuerdo con el Artículo 124 de la Constitución de la Nación Argentina (incluyendo reservorios respecto de los cuales se habían otorgado concesiones con anterioridad a 1994) y le otorgó a las provincias el derecho de administrar esos reservorios.

La Ley de Expropiación

El 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso argentino y el 7 de mayo, se publicó en el Boletín Oficial de la República de Argentina. La mencionada ley declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece que los principios de la política de hidrocarburos de la República de Argentina son los siguientes:

- a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento

de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;

e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto;

f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;

g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;

h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

De acuerdo al artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Creación del Consejo Federal de Hidrocarburos

El artículo 4 de la Ley de Expropiación crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integrará con la participación de a) El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria, a través de sus respectivos titulares y b) Las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de los representantes que cada una de ellas designen. De acuerdo al artículo 5, son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos las siguientes: a) Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la presente; b) Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la presente ley y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

Expropiación de las acciones de propiedad de Repsol YPF

Con el propósito de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF Sociedad Anónima representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, la Ley de Expropiación establece la expropiación del cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A. representado por el sesenta por ciento (60%) de las acciones Clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas.

A la fecha de emisión de este documento la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Estado Nacional y las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encontraba pendiente. De acuerdo al artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias deberá realizarse en forma equitativa, teniendo asimismo en cuenta para tal fin los niveles de producción de hidrocarburos y de reservas comprobadas de cada una de ellas.

A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la

totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. La cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada por el plazo mínimo de cincuenta (50) años a través de un pacto de sindicación de acciones.

Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

De acuerdo al artículo 9 de la Ley de Expropiación, la designación de los Directores de YPF que corresponda nominar en representación de las acciones sujetas a expropiación deberá ser completada considerando la proporción de las tenencias del gobierno Argentino y los gobiernos provinciales y un Director representará los trabajadores de la empresa.

La gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: a) La contribución estratégica de YPF Sociedad Anónima al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; b) La administración de YPF Sociedad Anónima conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; y c) El gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada.

Vease "Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio —Somos parte en varios procedimientos legales," para obtener una descripción del Acuerdo entre Repsol e YPF para el retiro de ciertos reclamos y acciones relativas a dicha expropiación.

Intervención

De conformidad con el artículo 14 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional y el Interventor de YPF y Repsol YPF Gas SA estaban facultados para adoptar todas las medidas necesarias, hasta que el control de YPF y Repsol YPF Gas SA fuera asumido por sus nuevos respectivos administradores, que para YPF, ocurrió el 4 de junio de 2012.

Naturaleza jurídica de la Compañía

YPF continuará operando como sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V, de la Ley 19.550 y normas concordantes, no siéndole aplicable legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la administración, gestión y control de las empresas o entidades en las que el Estado nacional o los Estados provinciales tengan participación.

De acuerdo al artículo 17 de la Ley de Expropiación, con el fin de cumplir con su objeto y los fines de dicha ley, YPF acudirá a fuentes de financiamiento externas e internas y a la concertación de asociaciones estratégicas, joint ventures, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos de asociación y colaboración empresarial con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

Decreto No. 530/12

En relación con la Ley de Expropiación, el Decreto N° 530/12 del Poder Ejecutivo Nacional, estableció la intervención temporal de YPF por un período de treinta días el cual fue extendido por el Decreto 732/2012 hasta nuestra Asamblea de Accionistas, llevada a cabo el 4 de junio de 2012, con el fin de asegurar la continuidad de la empresa, la preservación de sus activos y de su patrimonio, el abastecimiento de combustibles, garantizar la cobertura de las necesidades del país y el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación. De conformidad con el artículo 3 del Decreto 530, Julio De Vido tendrá las facultades que el Estatuto de YPF S.A. confiere al Directorio y/o al Presidente de la empresa. El 7 de mayo del 2012 a través del Decreto 676/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, el Sr. Miguel Matías Galuccio fue nombrado Gerente

General de la Compañía por el plazo que dure la intervención. En nuestra Asamblea General de Accionistas que se celebró el 4 de junio de 2012, nuestros accionistas designaron los nuevos miembros de nuestro Directorio. Véase “Directores, Gerencia de Primera Línea y Empleados”

La Ley N° 26.197

La Ley N° 26.197, que modificó la Ley de Hidrocarburos, transfirió a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los reservorios de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas náuticas desde la costa. La Ley N° 26.197 también dispone que los reservorios de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas náuticas desde la costa hacia el límite exterior de la plataforma continental permanezcan dentro de la propiedad del gobierno argentino.

De acuerdo con la Ley N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones, la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley N° 26.197 estableció que las provincias serán responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación Argentina retuvo su facultad de emitir normas y regulaciones concernientes al marco legal de los hidrocarburos. Además, el gobierno argentino retuvo la facultad de determinar la política energética nacional.

Se indica expresamente que la transferencia no afectará los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación ni la base para el cálculo de regalías, las cuales se calcularán de acuerdo con el título de concesión y pagadas a la provincia donde están ubicados los reservorios.

La Ley N° 26.197 dispone que el gobierno argentino retiene la facultad de otorgar concesiones de transporte para: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) concesiones de transporte que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos. Consiguientemente, las concesiones de transporte que están ubicadas dentro del territorio de una sola provincia y que no están conectadas con instalaciones de exportación, son transferidas a las provincias.

Finalmente, la Ley N° 26.197 otorga las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley N° 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional y canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

Decreto No. 1277/12

El Decreto N° 1277/12 derogó las principales previsiones sobre la libre disponibilidad de los hidrocarburos que figuran específicamente en el capítulo 5 inciso d) y capítulos 13, 14 y 15 del Decreto N° 1055/89, capítulos 1, 6 y 9 del Decreto N° 1212/89 y los capítulos 3 y 5 del Decreto N° 1589/89. El Decreto N° 1277/12, reglamentario de la Ley N° 26.741, aprobó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

Esta reglamentación crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), la cual se encuentra integrada con representantes de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, Secretaría de Energía y la Secretaría de

Comercio Interior. Esta Comisión se encarga de realizar anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Según el artículo 6 del Anexo I, dicho plan será diseñado a partir de una evaluación completa e integral del Sector de Hidrocarburos de la Argentina y establecerá los criterios y los objetivos deseables en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

El Decreto N° 1277/12 requiere a cada compañía que realiza actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos a suministrar a la Comisión toda la información técnica requerida. La Comisión también es responsable del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el que todas las compañías que realizan las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización deben registrarse. Todas estas compañías también tendrán que presentar un plan anual de inversiones ante el Registro.

En cuanto a la industria de Refino, el Decreto N° 1277/12 le brinda a la Comisión la facultad de regular el porcentaje mínimo de refinación primaria y secundaria. También tiene la posibilidad de adoptar medidas de promoción y de coordinación, con el objetivo de garantizar el desarrollo de la capacidad de procesamiento local de acuerdo con las metas establecidas en el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburos.

Con respecto a la comercialización, la Comisión tiene derecho a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Asimismo, la Comisión tiene que revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados y de los precios de venta, con derecho a adoptar las medidas necesarias para prevenir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar a los intereses de los consumidores en cuanto a precio, calidad y disponibilidad de los combustibles.

Emergencia pública

El 6 de enero de 2002 el Congreso de la Argentina dictó la Ley de Emergencia Pública, que representó un profundo cambio del modelo económico vigente hasta esa fecha, y derogó la Ley de Convertibilidad que había estado vigente desde 1991 y había atado el peso al dólar en una paridad uno a uno. Además, la Ley de Emergencia Pública otorgaba al Poder Ejecutivo del gobierno argentino la facultad de dictar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica en la que la Argentina se encontraba inmersa. La situación de emergencia declarada por la Ley 25.561 ha sido extendida hasta el 31 de diciembre de 2015 por la ley 26.896. El Poder Ejecutivo Nacional está autorizado para ejercer los poderes delegados por la ley 25.561 hasta la fecha indicada.

Las siguientes son las medidas más significativas dictadas desde la sanción de la Ley de Emergencia Pública hasta la fecha en la Argentina para superar la crisis económica:

- Conversión a pesos de (i) todos los fondos depositados en entidades financieras a una tasa de cambio de Ps. 1,40 por cada dólar y (ii) todas las obligaciones (por ej., préstamos) con entidades financieras denominadas en moneda extranjera y regidas por la ley argentina a una tasa de cambio de Ps. 1,00 por cada US\$ 1,00. Los depósitos y obligaciones convertidos en pesos serían de allí en adelante ajustados por un índice de estabilidad de referencia, denominado el Coeficiente de Estabilidad de Referencia (“CER”), publicado por el Banco Central. Las obligaciones regidas por el derecho no argentino no han sido convertidas a pesos bajo las nuevas leyes. Casi la totalidad de nuestra deuda denominada en dólares está regida por el derecho extranjero.
- Conversión a pesos a una tasa de cambio de Ps. 1,00 por cada US\$ 1,00 de todas las obligaciones entre partes privadas pendientes al 6 de enero de 2002 regidas por la ley argentina y pagaderas en moneda extranjera. Las obligaciones así convertidas en pesos serían ajustadas a través del índice CER, según se explicó en el párrafo anterior. En el caso de obligaciones no financieras, si como resultado de la conversión obligatoria a pesos el valor intrínseco resultante

de los bienes o servicios que fueren el objeto de la obligación fuese mayor o menor que su precio expresado en pesos, cualquiera de las partes podrá pedir el ajuste equitativo del precio. Si éstas no pudieren ponerse de acuerdo sobre ese ajuste equitativo del precio, cualquiera de las partes podrá recurrir a los tribunales. El Decreto del Poder Ejecutivo N° 689/02 estableció una excepción a la Ley de Emergencia Pública y sus reglamentaciones, estableciendo que los precios de los contratos de compraventa y transporte de gas natural de largo plazo destinados a la exportación celebrados previo al dictado del Decreto 689 y denominados en dólares no serán convertidos a pesos (Ps. 1,00 por cada US\$ 1.00).

- Conversión a pesos a una tasa de cambio de Ps. 1,00 por cada US\$ 1.00 de todas las tarifas de servicios públicos, la eliminación del ajuste de tarifas por índices extranjeros tales como el Índice de Precios de Compra (PPI por sus siglas en inglés)/ Índice de Precios al Consumidor (CPI por sus siglas en inglés), y la imposición de un período de renegociación con las autoridades gubernamentales de allí en adelante.
- Imposición de derechos de exportación de hidrocarburos, instruyendo al Poder Ejecutivo del gobierno argentino a la determinación de la alícuota correspondiente a los mismos. La aplicación de estos derechos de exportación han sido extendidos hasta enero de 2017 por la ley 26.732. Véase también “Información adicional - Carga tributaria” más adelante.

Exploración y producción

La Ley de Hidrocarburos establece el marco legal básico para la regulación de la exploración y producción de hidrocarburos en Argentina. La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo del gobierno argentino a crear una política nacional para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos de la Argentina, con el principal objetivo de satisfacer la demanda doméstica.

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación. La Ley de Hidrocarburos permite también el reconocimiento superficial del territorio no cubierto por permisos de exploración o concesiones de explotación, con autorización de la Secretaría de Energía y/o de la autoridad provincial competente, según lo determinado por la Ley N° 26.197, y con el permiso del propietario de la propiedad privada. La información obtenida como resultado del reconocimiento superficial debe ser dada a la Secretaría de Energía y/o a la autoridad provincial competente, quienes no podrán revelar esta información por un plazo de dos años sin el permiso de la parte que llevó a cabo el reconocimiento, salvo en conexión con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, las autoridades federales y/o las autoridades provinciales competentes, según corresponda, pueden otorgar permisos de exploración a través de licitaciones públicas. Los permisos otorgados a terceros en conexión con el proceso de desregulación y desmonopolización se otorgaron de acuerdo con los procedimientos detallados en los Decretos del Poder Ejecutivo N° 1055/89, N° 1212/89 y N° 1589/89 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”). Asimismo, mediante la Ley de Privatización se nos otorgaron los permisos de exploración sobre áreas en las que estaba operando nuestra empresa predecesora, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad de Estado, a la fecha de sanción de dicha ley. En 1991, el Poder Ejecutivo Nacional creó un programa bajo la Ley de Hidrocarburos (conocido como el Plan Argentina) en virtud del cual se licitaban permisos de exploración. El titular de un permiso de exploración tiene el derecho exclusivo de realizar las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de hidrocarburos dentro del área determinada por el permiso. Cada permiso de exploración puede cubrir solo áreas no comprobadas que no excedan los 10.000 km² (15.000 km² offshore), y puede tener un plazo de hasta 14 años (17 años para la exploración offshore). El plazo de 14 años está dividido en tres períodos básicos y un período de prórroga. El primer período básico es de hasta cuatro años, el segundo período básico es de hasta tres años, el tercer período básico es de hasta dos años y el período de prórroga es de hasta cinco años. A la finalización de cada uno de los primeros dos períodos básicos, las áreas cubiertas por el permiso se reducen, como mínimo, al 50% de las áreas restantes cubiertas por el permiso, y el titular del permiso puede decidir

qué parte del área conserva. A la finalización de los tres períodos básicos, el titular del permiso debe devolver toda el área remanente al gobierno argentino, a menos que el titular solicite un período de prórroga, en cuyo caso ese otorgamiento es limitado al 50 % del área restante.

Si el titular de un permiso de exploración descubre cantidades comercialmente explotables de petróleo o de gas, tiene el derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de esos hidrocarburos. La Ley de Hidrocarburos establece que las concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán vigencia durante 25 años desde la fecha del otorgamiento de la concesión de explotación, con más el lapso no transcurrido del permiso de exploración. La Ley de Hidrocarburos establece además que el período de concesión pueda ser prorrogado por hasta 10 años adicionales, con sujeción a que los términos y condiciones sean aprobados por la autoridad concedente al momento de la prórroga (Véase “Información sobre la Emisora-Exploración y Producción-Principales Activos”). Según la Ley N° 26.197, la facultad para prorrogar los plazos de permisos y concesiones de explotación existentes y nuevos ha sido conferida a los gobiernos de las provincias en las cuales se encuentra ubicado el bloque pertinente (y al gobierno argentino con respecto a los bloques offshore más allá de las 12 millas náuticas). A efectos de estar habilitado para obtener la prórroga de una concesión de explotación, un concesionario, tal como nosotros, debe haber cumplido con todas sus obligaciones bajo la Ley de Hidrocarburos, incluyendo, aunque no limitado al pago de impuestos y regalías y el cumplimiento de obligaciones ambientales, de inversión y de desarrollo. Luego del vencimiento del período de prórroga de 10 años de las concesiones actuales, las provincias tienen el derecho de otorgar nuevas concesiones o contratos con respecto a los bloques pertinentes.

Una concesión de explotación también otorga al titular el derecho de realizar todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción de hidrocarburos, siempre que esas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación. Una concesión de explotación da derecho al titular a obtener una concesión de transporte a efectos de evacuar los hidrocarburos producidos en el área. Véase “Información sobre la Emisora - Transporte de Hidrocarburos Líquidos” más adelante.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación establecen la obligación de los titulares de llevar a cabo todos los trabajos que les correspondan por la Ley de Hidrocarburos, observando las técnicas más adecuadas y eficientes, y de hacer las inversiones comprometidas. Además, los titulares deben:

- Evitar daños a los yacimientos de hidrocarburos y el desperdicio de hidrocarburos;
- Adoptar medidas adecuadas para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, a la industria pesquera, a las redes de comunicación y a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación; y
- Cumplir con todas las leyes y reglamentaciones federales, provinciales y municipales aplicables.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación, incluyéndonos a nosotros, también deben pagar regalías a la provincia donde se realiza la producción. Se paga una regalía del 12%, y un adicional de 3% en ciertas concesiones cuyo plazo de vencimiento ha sido extendido (véase “Acuerdos de Extensión de Concesiones en la provincia del Neuquén, Mendoza, Salta, Santa Cruz, Chubut y Tierra del Fuego), sobre el valor a boca de pozo (igual al precio donde el producto es entregado, menos costos de transporte, y tratamiento y otras deducciones) de la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados. Sin perjuicio de lo anterior, en la extensión que comprende nuestras concesiones en Santa Cruz, acordamos una regalía del 10% (en lugar del 12%) para los hidrocarburos no convencionales. El valor se calcula en base al volumen y precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de transporte y almacenamiento. Además, en conformidad con la Resolución S.E. 435/04 emitida por la Secretaría de Energía de Argentina, si un concesionario asigna producción de crudo para llevar a cabo procesos industriales en sus plantas, el mismo concesionario deberá acordar con las autoridades provinciales, o en su caso la Secretaría de Energía de Argentina, el precio de referencia a utilizar para el cálculo de las regalías.

Considerando, entre otras cosas, que como resultado de la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 394/07, que elevó los derechos de exportación sobre ciertos hidrocarburos, compañías argentinas comenzaron a negociar el precio del petróleo crudo en el mercado doméstico, el cual después sería usado como base para el cálculo de regalías. En enero de 2013, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitió la Resolución 1/13, modificando el Anexo I de la Resolución 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, estableciendo así un nuevo precio de referencia para el petróleo crudo (70 U\$S por barril), entre otros productos.

Adicionalmente, la Ley de Emergencia Pública, la cual creó las retenciones a las exportaciones, estableció que éstas no serían deducidas del precio de exportación a los fines de calcular las regalías del 12%. El gasto de regalías incurrido en la Argentina se contabiliza como un costo de producción (como se detalla en “Exploración y Producción- Producción de petróleo y gas. Precios y costos de producción”). De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, cualquier hidrocarburo producido por el titular de un permiso de exploración antes del otorgamiento de una concesión de explotación está sujeto al pago del 15% por regalías.

Además, en virtud de los Artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual por cada kilómetro cuadrado o fracción del área del permiso o la concesión y que varía dependiendo de la fase de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. Adicionalmente, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1454/07, de fecha 17 de octubre de 2007, aumentó el monto del canon de exploración y explotación expresadas en pesos argentinos que son pagaderos a las provincias en las cuales están ubicados los yacimientos de hidrocarburos o, en el caso de campos offshore y otros campos determinados, al gobierno argentino.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o de transporte pueden caducar ante cualquiera de los siguientes hechos:

- Falta de pago de una anualidad del canon respectivo dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento,
- Falta de pago de regalías dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento,
- Incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversión, trabajo o ventajas especiales,
- Por trasgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación correspondiente o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos,
- En el caso de permisos de exploración, la falta de solicitud de la concesión de explotación dentro de los 30 días de determinada la existencia de cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos,
- La quiebra del titular del permiso o concesión,
- El fallecimiento o la finalización de la existencia legal del titular del permiso o concesión, o
- Si no se transportare hidrocarburos para terceros sobre una base no discriminatoria o la violación reiterada de las tarifas autorizadas para ese transporte.

La Ley de Hidrocarburos establece además que, de manera previa a la declaración de caducidad, la autoridad de aplicación deberá otorgar al concesionario que hubiere incumplido, un período para la

subsanción de la infracción que será determinado por la Secretaría de Energía y/o las autoridades provinciales competentes.

Cuando una concesión venciere o concluyere, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasarán automáticamente a la provincia donde el reservorio está ubicado o al gobierno argentino en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal (es decir, ubicados en la plataforma continental o más allá de las 12 millas náuticas offshore), sin indemnización al titular de la concesión.

Algunas de las concesiones de explotación que nos fueron otorgadas terminan en el año 2017. El otorgamiento de la prórroga es un proceso no regulado y normalmente involucra prolongadas negociaciones entre el solicitante y el gobierno correspondiente. Aunque la Ley de Hidrocarburos establece que las solicitudes deben ser presentadas por lo menos seis meses antes de la fecha de vencimiento de la concesión, es una práctica de la industria comenzar el proceso mucho antes, tradicionalmente tan pronto como la factibilidad técnica y económica de los nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de la concesión se hagan visibles.

El 16 de marzo de 2006 la Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 324/06 estableciendo que los titulares de permisos de exploración y concesiones de hidrocarburos debían presentar ante esa agencia detalles de sus reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, cada año, con la certificación de un auditor externo de reservas. Los titulares de concesiones de hidrocarburos que exportaren hidrocarburos tienen la obligación de certificar sus reservas comprobadas de hidrocarburos. La certificación antes mencionada solo tiene el significado establecido por la Resolución S.E. N° 324/06, de acuerdo con la cual la certificación no deberá ser interpretada como una certificación de hidrocarburos bajo las normas de la SEC (véase “Exploración y Producción –Reservas de Petróleo y Gas”).

En marzo de 2007, la Secretaría de Energía dictó la Resolución n° 407/2007 que aprobó nuevas normas sobre el Registro de Empresas Petroleras. De acuerdo a la Resolución 407/2007, YPF, como titular de Concesiones de Producción y Permisos de Exploración, está prohibida de contratar o de alguna manera se beneficie de cualquier empresa o entidad que esté desarrollando o ha desarrollado actividades de exploración de petróleo y gas en la plataforma continental argentina sin la autorización de las autoridades argentinas pertinentes.

Además, mediante la Resolución 130/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas publicada el 19 de abril de 2013 en el Boletín Oficial, se crea el Fondo Argentino de Hidrocarburos, que será un fideicomiso de administración en el que el Ministerio de Economía será fiduciante y Nación Fideicomisos S.A. será fiduciario. Dicho fondo administrará recursos con fin de otorgar préstamos o realizar aportes de capital o adquirir instrumentos financieros destinados a la ejecución de proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocarburos en relación a empresas hidrocarburíferas en las cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria, o ejercicio de derechos económicos y políticos, por hasta un monto de US\$ 2.000.000.000.

Ver adicionalmente “-Liquidez y Recursos de Capital”.

Acuerdos de Extensión de Concesiones en la provincia del Neuquén

Adicionalmente a la extensión realizada en el año 2002 de la concesión de explotación del área Loma La Lata, durante los años 2008 y 2009, la Sociedad suscribió con la Provincia del Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de dichas concesiones, la Sociedad en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US\$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes

mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US\$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones; y iv) efectuar a la provincia donaciones en concepto de “Responsabilidad Social Empresaria” por un total de US\$ 23 millones.

Decreto N° 1208/2013 de la Provincia de Neuquén aprueba un acuerdo celebrado entre la Provincia de Neuquén e YPF SA del 24 de julio de 2013, que (i) se separa de la concesión de Loma La Lata-Sierra Barrosa una superficie de 327,5 km², (ii) incorpora la superficie separada en la concesión Loma Campana y (iii) se extiende la concesión Loma Campana al 11 de noviembre, 2048, de acuerdo con el Decreto 929/13.

Acuerdo de Extensión de Concesiones en Mendoza

En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta Acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican más abajo y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de la Provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento, lo cual fue ratificado por Decreto provincial N° 1465/11 publicado en julio de 2011.

El Acta Acuerdo firmado entre YPF y la Provincia del Mendoza establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones comprendidas: el Portón, Barrancas, Cerro Fortunoso, el Manzano, La Brea, Llanquanelo, Llanquanelo R, Puntilla de Huincán, Río Tunuyan, Valle del Río Grande, Vizcacheras, Cañadón Amarillo, Altiplanicie del Payún, Chihuido de la Sierra Negra, Puesto Hernández, La Ventana.
- Prórroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 10 años los plazos de las concesiones de explotación
- YPF asumió los siguientes compromisos: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un pago inicial por un monto total de 135 millones; ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las Partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos a las exportaciones o incremento del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración complementarias sobre las áreas de exploración remanentes y a realizar ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US\$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo, iv) realizar dentro del ámbito de la Provincia del Mendoza un aporte de US\$ 16,2 millones en concepto de “Responsabilidad Social Empresaria” que será efectivizado en los mismos plazos, términos y condiciones que el Pago Inicial. . Dicho aporte tendrá por objetivo contribuir al desarrollo de dicha Provincia en materia de educación, salud, deporte, cultura, equipamiento y desarrollo comunitario; v) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “Canon Extraordinario de Producción” para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo.

Acuerdo de extensión de concesiones en Santa Cruz

En noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican abajo, lo cual fue ratificado por ley por parte de la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz, la cual entró en vigencia el 15 de noviembre de 2012 con la publicación de la misma en forma completa en el Boletín Oficial.

El Acta Acuerdo firmada entre YPF y la Provincia de Santa Cruz establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones comprendidas: Cerro Piedra-Cerro Guadal Norte; Cañadón de la Escondida-Las Heras; Cañadón León-Meseta Espinosa; Los Monos; Pico Truncado-El Cordón; Los Perales-Las Mesetas; El Guadal-Lomas del Cuy; Cañadón Vasco; Cañadón Yatel, Magallanes (parte ubicada en Santa Cruz) y Barranca Yankowsky.
- Prorroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 25 años los plazos de las concesiones de explotación que vencían originariamente en el año 2017.
- YPF mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos:
 - i) abonar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Canon de Prorroga de US\$ 201 millones;
 - ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; y pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos;
 - iii) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del Acta Acuerdo;
 - iv) realizar inversiones en exploración complementaria;
 - v) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prorroga. Dicho monto se erogará conforme al avance de obras de los proyectos que YPF acuerde con la Provincia y los Municipios;
 - vi) realizar el aporte al Fondo de Fortalecimiento Institucional;
 - vii) llevar adelante en el ámbito de la Provincia el programa de formación técnica y productividad denominado “YPF y los Trabajadores” y el programa “Sustenta” de desarrollo regional de contratistas y proveedores pymes locales;

Acuerdo de extensión de concesiones en Salta

En octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un Acta Acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican más abajo a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento, habiéndose sujetado el inicio de la vigencia de dicha Acta Acuerdo a la aprobación del Poder Ejecutivo por decreto en un plazo máximo de sesenta días.

El Acta Acuerdo fue aprobada por Resolución No. 35/12 de la Secretaría de Energía de Salta de fecha 26 de octubre de 2012 y Decreto No. 3694/12 de fecha 6 de diciembre de 2012. El Acta Acuerdo firmada entre YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I. por una parte y la Provincia de Salta por la otra parte establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones comprendidas: concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas Sierras de Aguarañe, Campo Durán-Madrejones, La Bolsa y Río Pescado.
- Prorroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 10 años los plazos de las concesiones de explotación contando dicho plazo a partir de la fecha de vencimiento del

período original de 25 años, finalizando en consecuencia dicha prórroga el 14 de noviembre de 2027 inclusive.

YPF y las empresas asociadas firmantes (Tecpetrol, Petrobrás, CGC y Ledesma) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguaragüe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US\$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US\$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US\$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US\$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones, sujeto a determinadas condiciones y (vi) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a invertir US\$ 1 millón en la ejecución de proyectos de infraestructura social en la provincia.

-Negociación extensión de concesiones en Tierra del Fuego:

La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones de explotación en dicha provincia y Chorrillos que se llevan a cabo en forma conjunta por YPF (30%), Petrolera LF Company SRL (35%), Petrolera TDF Company S.R.L. (35%). Petrolera LF Company S.R.L. y Petrolera TDF _Compañía S.R.L. fueron subsidiarias de Apache han sido recientemente adquirida por nosotros. El acuerdo final fue ejecutado por YPF, Petrolera LF Company SRL y Petrolera TDF Company S.R.L. el 18 de diciembre de 2013. El acuerdo concede una prórroga de la concesión de Tierra del Fuego hasta noviembre de 2027 y una extensión de la concesión Chorrillos hasta noviembre de 2026.

- Extensión de concesiones en Chubut:

La Compañía ha obtenido la prórroga de las siguientes concesiones en la Provincia de Chubut:

- Las concesiones de explotación de El Tordillo - La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013, la Provincia de Chubut publicó la ley provincial que se aprueba el convenio para la ampliación de las concesiones de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicado en la Provincia de Chubut. YPF tiene una participación de 12,196% en dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina SA tiene una participación del 35,67 % y TECPETROL SA posee el 52,133 % restante. Las concesiones fueron prorrogadas por un período de 30 años a partir de 2017. Los siguientes son los principales términos y condiciones del Acuerdo de Extensión celebrado por y entre la Provincia del Chubut y las partes que tienen participación en las concesiones:

(i) Para realizar los pagos iniciales a la Provincia de Chubut por un monto total de US\$ 18 millones.

(ii) Pagar un canon extraordinario de producción del 4% de la producción de las áreas incluidas en la extensión.

- (iii) Para hacer desembolsos e inversiones orientadas a la conservación y protección del medio ambiente.
 - (iv) Para mantener en funcionamiento un número mínimo de perforación y de trabajo sobre plataformas.
 - (v) Al vencimiento de los diez primeros años del período de prórroga, las Partes deberán transferir y ceder Petrominera SE - el Provincial Compañía Estatal de Petróleo - una participación del 10 % en las áreas cubiertas por el Acuerdo de Extensión.
- Las concesiones de explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central - Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol - Escalante - Escalante: El 26 de diciembre 2013 YPF suscribió un acuerdo con la Provincia de Chubut para la prórroga del plazo original de vigencia de estas concesiones de explotación. YPF tiene una participación del 100% en todas las concesiones a excepción del Campamento Central - Cañadón Perdido Concesión donde Enap Sipetrol SA e YPF poseen cada una un 50% de interés:

Las concesiones fueron prorrogadas por un período de 30 años a partir de la expiración de los plazos de las concesiones originales que terminarán en 2017 (Campamento Central - Cañadón Perdido y El Trébol - Escalante), en 2015 (Restinga Alí) y en 2016 (Manantiales Behr). Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados entre YPF y la Provincia de Chubut.

(i) Para realizar los pagos iniciales a la Provincia de Chubut por un monto total de US\$ 30 millones.

(ii) Para pagar un Canon Extraordinario de producción de 3% de la producción de las áreas incluidas en el acuerdo de prórroga.

(iii) Cumplir con un programa de inversión mínima.(iv) Para mantener en funcionamiento un número mínimo de perforación y de trabajo sobre plataformas.

(v) Para asignar a Petrominera SE, 41 % de la participación de YPF en las concesiones de explotación de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes al 5 % del total de intereses en las concesiones).

Enap Sipetrol SA ha acordado cumplir las obligaciones establecidas en el acuerdo de prórroga sobre una base prorrateada en relación a su participación en el contrato de concesión en Campamento Central - Cañadón Perdido.

Legislación sobre Zonas de Seguridad

La ley argentina restringe la capacidad de las compañías que no son argentinas de ser propietarias de bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos de minería ubicados dentro o con respecto a áreas definidas como zonas de seguridad (principalmente áreas fronterizas). Se requiere la aprobación del gobierno argentino:

- Para que accionistas no argentinos adquieran control de nuestra compañía, o
- Si, y cuando la mayoría de nuestras acciones pertenecieran a accionistas no argentinos, como lo fue recientemente (ver “Información sobre la Emisora - Marco regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino”---La Ley de Expropiación”), para cualquier adquisición adicional de bienes inmuebles, derechos de minería, petróleo u otras concesiones del gobierno argentino ubicadas dentro o con respecto a zonas de seguridad.

Transporte y distribución de gas natural

El sistema de transporte de gas se divide entre dos sistemas principalmente sobre una base geográfica (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), el cual es operado por dos compañías. Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo, en Buenos Aires y sus alrededores. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires.

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas como nosotros tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Se construyeron gasoductos transfronterizos para interconectar Argentina, Chile, Brasil y Uruguay y productores, como nosotros, han exportado gas natural a los mercados chilenos y brasileros en la medida en que lo permite el gobierno argentino. Durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/04 y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino) instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Véase “Información sobre la Emisora — Regulación del Mercado - Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento doméstico”.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional de diez años luego de ser solicitado al Poder Ejecutivo. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para operación eficiente de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte están sujetas a aprobación de la Secretaría de Energía para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas revierten al gobierno argentino sin ningún pago al titular. La Ley de Privatización nos otorgó una concesión de transporte de 35 años con respecto a los que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. a tal fecha. Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural.

Adicionalmente, en virtud de la Ley N° 26.197, todas las concesiones de transporte ubicadas íntegramente dentro de la jurisdicción de una provincia y no conectadas directamente a un ducto de

exportación revierten a esa provincia. El Poder Ejecutivo retiene la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte conectadas directamente a ductos de exportación.

Refinación

Las actividades de refinación de petróleo crudo llevadas a cabo por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las compañías petroleras en el registro que lleva la Secretaría de Energía y al cumplimiento de disposiciones ambientales y sobre seguridad, como también a la legislación ambiental provincial e inspecciones municipales de seguridad e higiene. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras a optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

Por medio del Decreto N° 2.014/2008 de fecha 25 de Julio de 2008 emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, se creó el programa de Refinación Plus, destinado a fomentar la producción de combustible diesel y gasolina. La Secretaría de Energía por medio de la Resolución 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. De acuerdo a dicho programa, las empresas refinadoras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión de una refinería existente, cuyos planes sean aprobados por la Secretaría de Energía, tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el Ministerio de Economía y Producción. Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF hasta la fecha de las notas antes mencionadas. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. El 16 de marzo de 2012 YPF recurrió la suspensión temporal antes mencionada.

Regulación del mercado

Panorama general

Bajo la Ley de Hidrocarburos y los Decretos de Desregulación del Petróleo, los titulares de concesiones de explotación, como nosotros, tienen el derecho de producir y adquirir la propiedad de los hidrocarburos que extraen, y están habilitados para disponer de esa producción en el mercado local o en el de exportación, con sujeción, en cada caso, a las condiciones que se describen a continuación.

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los mercados argentinos del petróleo y el gas y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante los períodos en que el Poder Ejecutivo Nacional encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si el Poder Ejecutivo Nacional restringe la exportación de combustible crudo y productos o la libre disponibilidad del gas natural, los Decretos de Desregulación del Petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio:

- En el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y
- En el caso del gas natural, no inferior al 35% del precio internacional por m3 del *Arabian Light Oil*, 34° API.

Asimismo, los Decretos de Desregulación del Petróleo requieren expresamente que el Poder Ejecutivo Nacional notifique con doce meses de anticipación todas las futuras regulaciones a las exportaciones. No obstante las disposiciones precedentes, algunas resoluciones dictadas con posterioridad (la Resolución S.E. 1679/04, la Resolución del Ministerio de Economía y Producción 532/04 y la Resolución 394/07 del

Ministerio de Economía y Producción) han modificado el mecanismo de precios mencionado precedentemente, resultando, en determinados casos, en precios a los productores menores que los niveles descritos más arriba.

Adicionalmente, el 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso argentino y el 7 de mayo, se publicó en el Boletín Oficial de la República de Argentina. La mencionada ley declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Asimismo, el Decreto N° 1277/12 derogó las principales previsiones sobre la libre disponibilidad de los hidrocarburos que figuran específicamente en el capítulo 5 inciso d) y capítulos 13, 14 y 15 del Decreto N° 1055/89, capítulos 1, 6 y 9 del Decreto N° 1212/89 y los capítulos 3 y 5 del Decreto N° 1589/89. El Decreto N° 1277/2012 aprobó el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". Esta reglamentación crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión"), la cual tiene derecho, entre otros, a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Véase "Marco Regulatorio y relación con el Gobierno Argentino" - "La Ley de Expropiación" y "Decreto 1277/12".

El 15 de julio de 2013, mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el "Régimen Promocional"), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/12 un "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1 billón calculada al momento de la presentación del "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto. Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos" aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1 billón y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos "Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

Adicionalmente, el Decreto crea la figura de la "Explotación No Convencional de Hidrocarburos", la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no

convencionales aplicadas en reservorios ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight gas y tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. En este orden, se dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tendrán derecho a solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”. Asimismo, los titulares de una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

Producción de petróleo crudo y reservas

Mediante el Decreto N° 2014/2008 del 25 de noviembre de 2008, el Poder Ejecutivo Nacional creó el programa Petróleo Plus, destinado a fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La Secretaría de Energía por medio de la Resolución 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. El programa autoriza a las empresas de producción, cuyos planes sean aprobados por la Secretaría de Energía, que aumentan su producción y reservas en el ámbito del programa, a recibir créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394 / 2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el Ministerio de Economía y Producción. Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF hasta la fecha de las notas antes mencionadas. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. El 16 de marzo de 2012 YPF recurrió la suspensión temporal antes mencionada.

Productos refinados

En abril de 2002, el gobierno argentino y las principales compañías petroleras en Argentina, incluidos nosotros, llegaron a un acuerdo sobre un subsidio dado por el gobierno argentino a las compañías de transporte público de colectivos. El Convenio de Estabilidad de Suministro de Gas Oil fue aprobado mediante el Decreto del Poder Ejecutivo N° 652/02 y aseguró a las compañías de transporte la provisión necesaria de gasoil a un precio fijo de Ps. 0,75 por litro desde el 22 de abril de 2002 hasta el 31 de julio de 2002. Acuerdos posteriores entre el gobierno argentino y las principales compañías petroleras en Argentina extendieron el esquema de subsidios hasta Diciembre de 2009, habiendo sido revisado el precio antes mencionado en ciertas ocasiones, siendo el actual de 2,50 pesos por litro.

En marzo de 2009, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1390/2009 autorizó al Jefe de Gabinete a firmar acuerdos anuales extendiendo el subsidio para el gasoil destinado a compañías de transporte para el año fiscal 2009 y hasta la finalización de la emergencia pública declarada por la Ley de Emergencia Pública y sus modificaciones, y ordenó a dicho funcionario incorporar las modificaciones necesarias con el objeto de extender la posibilidad de compensar con créditos por impuestos a las exportaciones de todos los productos hidrocarburíferos actualmente exportados, y en su defecto, en efectivo. A la fecha de este prospecto, los acuerdos correspondientes a los años 2010 y 2011 se encuentran pendiente de firma. No obstante, el esquema de subsidios ha continuado vigente sobre la base de la comunicaciones mensuales de la Secretaría de Transporte de la Argentina indicando a las compañías petroleras los volúmenes a ser distribuidos a cada beneficiario de los subsidios, habiendo asimismo continuado el gobierno argentino con la correspondiente compensación a las compañías petroleras por las entregas de gasoil hechas bajo el esquema antes indicado. Adicionalmente, a la fecha de emisión de este prospecto, los acuerdos correspondientes a los años 2012 y

2013 han sido suscriptos.

Durante los meses pasados recientes, la Secretaría de Transporte de la Argentina ha reducido sustancialmente los volúmenes de gasoil subsidiado bajo el esquema mencionado. Adicionalmente, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”) una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, lo cual ha sido concedido a la Sociedad.

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución Nro. 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y a ESSO PETROLERA ARGENTINA S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. En mayo de 2012, YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Res. SCI N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la Resolución Nro. 17/2012. El 31 de agosto 2012 la Corte de Apelaciones notificó a YPF la nulidad de la resolución, sobre la base de la incompetencia de la Secretaría de Comercio Interior. Asimismo, esta decisión fue apelada por la Secretaría estando el pendiente el fallo final.

La Secretaría de Energía ha emitido una serie de resoluciones que afectan el mercado de combustibles. Por ejemplo, la Resolución S.E. N° 1.102/04 creó el Registro de Bocas de Expendio de Combustibles Líquidos, Consumo Propio, Almacenamiento, Distribuidores y Vendedores Mayoristas de Combustibles e Hidrocarburos, y de Gas Natural Comprimido; la Resolución S.E. N° 1.104/04 creó un módulo de información de precio de venta mayorista como parte integrante del sistema federal de información de combustibles, así como también un mecanismo para la comunicación de precios y volúmenes a cargo de los titulares de las empresas inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, Empresas Elaboradoras y/o Comercializadoras; la Resolución S.E. N° 1.834/05 obliga a las estaciones de servicio y/u operadores de bocas de expendio y/o consumo propio de combustibles líquidos e hidrocarburos que hubieren pedido suministro de gasoil, y que aún no se les hubiere efectuado el suministro, a comunicar esa situación a la Secretaría de Energía; la Resolución S.E. N° 1.879/05 estableció que las compañías refinadoras registradas por la Secretaría de Energía que fueren partes en contratos que crean algún grado de exclusividad entre la compañía refinadora

y el expendedor de combustible, deben asegurarle a éste el suministro continuado, confiable, regular y no discriminatorio, dando el derecho al expendedor de obtener el producto de una fuente alternativa, y ante ello, cobrar la diferencia extra en los costos correspondientes a la compañía refinadora.

La Disposición S.S.C. N° 157/06 de la Subsecretaría de Combustibles dispone que los operadores de estaciones de servicios que son parte de contratos que crean algún grado de exclusividad entre la compañía refinadora y la estación de servicios, y que por alguna razón estuvieren buscando rescindir de ese contrato, deberán informar la rescisión en forma anticipada a la Subsecretaría de Combustibles a fin de informar a la Secretaría de Comercio Interior. El Secretario de Comercio Interior debe: (i) emitir una declaración con relación a la validez de la rescisión del contrato y (ii) emplear todos los medios necesarios para permitir que la estación de servicios que está rescindiendo el contrato celebre otro contrato con una compañía refinadora y/o comercializador de combustibles para garantizarle el suministro de combustible.

La Resolución S.E. N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/2002, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución S.E. N° 1338/06 incorporó otros productos hidrocarbúricos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó a la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/2002, (crudo, fuel oil, gasoil, carbón de coque y nafta, entre otros). Asimismo, la Resolución N° 25/06 de la Secretaría de Comercio Interior, dictada dentro del marco de la Ley N° 20.680, impone a las compañías refinadoras argentinas la obligación de abastecer toda la demanda razonable de gasoil, suministrando ciertos volúmenes mínimos (establecidos por la resolución) a sus usuarios habituales, principalmente distribuidores y operadores de estaciones de servicio.

El 17 de agosto de 2010, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 295/2010, la cual estableció que el precio de comercialización de los combustibles líquidos debía ser nivelado de nuevo a los precios vigentes el 31 de julio de 2010. Esta resolución fue impugnada con éxito por otra empresa y mediante una medida cautelar se concedió la suspensión de los efectos de esta Resolución. La Resolución fue derogada posteriormente por la Resolución N° 543/2010 de la Secretaría de Comercio Interior.

Asimismo, el 2 de febrero de 2011, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 13/2011, la cual indicaba que el precio de los combustibles líquidos tenía que ser retrotraído a los precios vigentes al 28 de enero de 2011. Esta resolución también requería que las refinerías y las compañías petroleras continúen suministrando cantidades de combustible al mercado interno compatible con el volumen de entregas del año anterior, ajustado por la correlación positiva entre el aumento de la demanda de combustible y el producto bruto interno. Sin embargo, el 29 de marzo de 2011, la Secretaría de Comercio Interior derogó dicha Resolución, alegando modificaciones en las condiciones de mercado.

Adicionalmente, el 3 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso argentino y el 7 de mayo, se publicó en el Boletín Oficial de la República de Argentina. La mencionada ley declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Asimismo, el Decreto N° 1277/12 derogó las principales previsiones sobre la libre disponibilidad de los hidrocarburos que figuran específicamente en el capítulo 5 inciso d) y capítulos 13, 14 y 15 del Decreto N° 1055/89, capítulos 1, 6 y 9 del Decreto N° 1212/89 y los capítulos 3 y 5 del

Decreto N° 1589/89. El Decreto N° 1277/12 aprobó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Esta reglamentación crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), la cual tiene derecho, entre otros, a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Véase “La Ley de Expropiación” y “Decreto 1277/12”.

Mediante la Resolución SCI 35/2013 publicada en el Boletín Oficial el 10 de marzo de 2013, la Secretaría de Comercio Interior en uso de facultades atribuidas a dicho organismo por la ley 20.680, determina un precio tope de comercialización de hidrocarburos líquidos a aplicar por todos los expendedores, el cual debía ser igual al más elevado que se hubiera informado al 9 de abril de 2013 en cada una de las regiones geográficas identificadas en el Anexo a la Resolución, y que cubren la República Argentina. Para ello quedaba a cargo de las empresas dedicadas a la destilación, comercialización de petróleo y derivados informar el precio más alto de cada región. El cumplimiento de este último requisito fue supervisado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. La resolución tenía un plazo de vigencia de 6 meses.

El 30 de diciembre de 2013, la Comisión Nacional de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan de Inversiones de Hidrocarburos aprobó, mediante la Resolución N° 99/2013, las normas generales para la concesión de cuotas de volúmenes de combustibles líquidos que pueden ser importados por empresas registradas en el país, incluyendo, entre otros, las compañías petroleras registradas en los registros pertinentes de la Secretaría de Energía. Esta Ley regula los requisitos, concesión de volúmenes a ser importados y otras condiciones que deben cumplir las empresas que deseen importar combustibles líquidos libres de Impuestos sobre Combustibles Líquidos (establecido por la Ley 23.966) y de Impuestos sobre el Gas Oil (establecido por la Ley 26.098), conjuntamente con otros combustibles, hasta un importe máximo total de 7.000.000 metros cúbicos.

Gas natural

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 (i) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (ulteriormente regulado por la Resolución N° 1.146/04 de noviembre de 2004 y la Resolución N° 882/05 emitidas por la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG.

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 181/04 autorizó a la Secretaría de Energía a negociar con los productores de gas natural un mecanismo de ajuste de precios del gas natural suministrado a industrias y compañías de generación de electricidad.

El 14 de junio de 2007, la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía homologó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación al suministro de gas natural al mercado local durante el período 2007 a 2011, dándole a esos productores un plazo de cinco días hábiles para adherirse al Acuerdo 2007-2011. Nosotros firmamos el acuerdo teniendo en cuenta que las exportaciones de gas natural y determinadas ventas internas de productores que no celebren el Acuerdo 2007-2011 serán llamados en primer lugar para satisfacer la demanda interna, antes de que sean afectadas las ventas de exportación de los productores firmantes del Acuerdo 2007-2011. Si bien los productores están autorizados a retirarse del Acuerdo 2007-2011 en virtud de sus términos, si así lo hicieran, dichos productores serían tratados como cualquier productor que no haya suscripto el Acuerdo 2007-2011 en primer lugar. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta

Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado local a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento en demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales. Los productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometerían a abastecer una parte de los niveles de demanda acordados según su participación determinada sobre la base de la producción total de los 36 meses previos a abril de 2004. Para este período, nuestra participación en la producción fue de aproximadamente 36,5%, o 36,8 mmcm/d, (o 1.300 mmcf/d). El Acuerdo 2007-2011 también establece las pautas respecto de los términos de los contratos de suministro de cada segmento del mercado y ciertos límites de precios para cada segmento de los niveles de demanda acordados. Con el fin de garantizar la demanda de gas natural del mercado local que exceda los niveles de demanda acordados, la Resolución S.E. N° 599/07 mantiene la validez de las Resoluciones que implementaron los cortes de los compromisos de exportación de gas natural y el redireccionamiento de esos volúmenes de gas natural hacia determinados sectores del mercado local. Véase “Información sobre la Emisora — Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento doméstico”. La Resolución también señala que el Acuerdo 2007-2011 no obsta a la eventual suspensión o caducidad de los permisos de exportación.

Nos vimos compelidos a firmar el Acuerdo 2007-2011, entre otras razones, para mitigar potenciales daños. Los productores que no firmaran el Convenio podrían ser sancionados y ser objeto de otras medidas desfavorables por parte de las autoridades reguladoras. Sin embargo, señalamos expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no implicaba reconocimiento alguno de nuestra parte de la validez de los términos y condiciones de las diversas Resoluciones de la Secretaría de Energía que establecen programas para la restricción o redireccionamiento de las exportaciones para satisfacer la demanda interna. Nosotros impugnamos la Resolución N° 599/07 y manifestamos que firmábamos el Acuerdo 2007-2011 teniendo en cuenta las posibles consecuencias de no hacerlo.

La Secretaría de Energía creó, bajo la Resolución N° 24/08 emitida el 13 de marzo de 2008, un programa denominado “GAS PLUS” para incentivar la producción de gas natural, resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, tight gas, etc. El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no estará sujeto al Acuerdo 2007-2011 y particularmente no estará sujeto a las condiciones de precio establecidas en dicho acuerdo.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.031/2008 emitida el 12 de Septiembre de 2008, modificó la Resolución N° 24/2008, estableciendo las condiciones personales que los peticionantes deberán tener para solicitar GAS PLUS. Mediante Resolución N° 695/2009 de la Secretaría de Energía se modificaron ciertas condiciones para solicitar GAS PLUS exigiendo el cumplimiento de los compromisos asumidos con anterioridad.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.070/2008 emitida el 1 de Octubre de 2008, ratifica el acuerdo complementario suscripto entre los Productores de Gas Natural y la Secretaría de Energía el 19 de septiembre de 2008 (el “Acuerdo Complementario”) cuyo objeto es (i) la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural y (ii) establecer el aporte de los productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020. El Acuerdo Complementario también contiene ciertos requerimientos vinculados a la provisión de GLP al mercado doméstico. Ver “---Gas Licuado de Petróleo.”. A través de la Resolución 1470/08, la Secretaría de Energía determinó los precios bases para el segmento residencial aplicable a los productores que firmen el Acuerdo Complementario. Con fecha 13 de Enero de 2010 se firmó una Adenda al Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural de fecha 19 de septiembre de 2008 estableciendo el aporte del sector de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la ley 26.020 para el período comprendido entre el 1 de Enero y el 31 de diciembre de 2010. Con fecha 25 de Enero de 2011 se firmó una segunda Adenda al Acuerdo Complementario que extendió dicho compromiso hasta el 31 de diciembre de 2011.

El 19 de marzo de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 55/2012 de la Secretaría

de Energía, el cual extendió el Acuerdo Complementario para el año 2012 y estableció lo siguiente respecto de los no firmantes del Acuerdo: (i) el incremento en el precio del gas natural establecido en el Acuerdo Complementario no será aplicable al gas natural inyectado en el sistema de gas natural por los no firmantes del Acuerdo; (ii) el gas natural inyectado por los no firmantes será consumido primero en el orden de prioridad por los usuarios residenciales, cuyas tarifas se encuentran en el rango más bajo; y (iii) los no firmantes deberán cumplir con los compromisos asumidos por los productores de gas natural bajo el Acuerdo 2007 – 20011, extendido por la Resolución No. 172. El 23 de marzo de 2012, la Resolución SE No. 55/2012 fue complementada por la Resolución del ENARGAS No. 2087/2012 que establece, entre otros, el procedimiento de distribución que deben seguir las empresas para asegurar los montos a ser depositados en el fondo fiduciario creado por la Ley No. 26.020. Además, según esta resolución, los productores no firmantes de la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente a 2012 no les es permitido cargar a los consumidores abastecidos directamente por las empresas distribuidoras los precios incrementales para el precio del gas en boca de pozo según lo establecido por las Resoluciones No. 1070/2008 y 1417/2008. Consecuentemente, los productores no firmantes tienen que facturar los precios más bajos que estaban en vigor antes de la adopción de dichas resoluciones para el gas suministrado a las empresas de distribución.

A partir de entonces, el 19 de abril de 2012, 18 de diciembre de 2012 y 19 de diciembre de 2013, YPF firmó la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente al año 2012, 2013 y 2014, respectivamente.

El Decreto del Poder Ejecutivo 2.067/2008 del 3 de diciembre de 2008, creó el Fondo Fiduciario para atender las Importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector. Este decreto ha sido objeto de diversos reclamos judiciales. En ese sentido, juzgados de diversas zonas del país han dictado medidas cautelares suspendiendo los efectos derivados de la aplicación del mencionado decreto. Con fecha 8 de noviembre de 2009 el ENARGAS dictó la Resolución No. 1982, complementaria del Decreto No. 2067. La resolución mencionada ajusta los importes del cargo establecido por el Decreto 2067/08 como así también amplía los sujetos alcanzados, incluyendo los servicios residenciales, procesamiento de gas y centrales de generación eléctrica, entre otros. La presente medida es de aplicación para los consumos que se efectúen a partir del 1º de diciembre de 2011. Con fecha 24 de noviembre de 2011 se dictó la Resolución ENARGAS No. 1991 ampliando los sujetos alcanzados por el cargo mencionado. YPF ha recurrido las mencionadas Resoluciones. El 13 de abril de 2012, nos fue otorgada una medida cautelar con relación a la planta de procesamiento El Portón, suspendiendo los efectos de la Resolución No. 1982 y con relación a dicha planta.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.784, la cual aprobó el Presupuesto Nacional para 2013. El artículo 54 de la Ley establece que los cambios tarifarios y el fondo fiduciario establecidos por el Decreto N° 2067/08 y todos sus actos complementarios, de regirán por la Ley N° 26.095.

El 17 de julio de 2009 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y los Productores de Gas Natural firmaron un acuerdo en el cual: (i) se fijan los precios de gas natural en boca de pozo para el segmento usina desde julio hasta diciembre de 2009 y (ii) se fija un incremento del precio del gas natural, a partir de agosto de 2009, a percibir por los productores de Gas Natural por sus ventas al segmento residencial, cuyo valor será ajustado mensualmente de forma tal que los montos resultantes representen el 50% de lo recaudado por el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural.

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la

industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación:

- Las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aún cuando se trate de volúmenes que excedan los que la SE les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07.
- Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No podemos en consecuencia predecir la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007/2011 homologado por Resol. N° SE 599/07.
- Una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones.
- En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.

En consecuencia, el Procedimiento impone una obligación “solidaria” de suministro a todos los Productores en caso de una inyección deficiente de un productor. Hemos recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

El 17 de Diciembre de 2010 ciertos productores de gas natural (incluyendo YPF) firmaron un acuerdo que fija el porcentaje de GNL regasificado que será asignado a cada productor de gas natural por el año 2011, lo cual deberá ser computado para los compromisos de proveer gas natural a las distribuidoras bajo la Resolución N° 599/07. A la fecha de emisión de este Prospecto, no se ha firmado un acuerdo similar para el año 2012.

El 27 de agosto de 2012, el Boletín Oficial publicó la Resolución N ° 1445/2012 de la Secretaría de Energía, de acuerdo a las consideraciones establecidas en el Decreto No. 1.277/12, que modificó los precios del gas en boca de pozo relativo al gas natural comprimido (GNC) lo cual representa un incremento de aproximadamente 369% de los precios obtenidos por la Compañía para ese segmento de producto.

En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas están invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/ MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. El 23 de mayo de 2013, la Comisión aprobó el proyecto presentado por YPF.

Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento doméstico

En marzo de 2004, la Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 265/04 adoptando medidas con la intención de asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de la electricidad. Entre las medidas adoptadas estaban:

- La suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural,
- La suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes de exportación de gas natural,
- La suspensión de todas las solicitudes de nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas o a ser presentadas ante la Secretaría de Energía, y
- Autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles, en virtud de las facultades otorgadas por la Resolución S.E. N° 265/04, emitió la Disposición S.S.C. N° 27/04 estableciendo el programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte. Entre otras cosas, la Disposición N° 27/04 estableció un límite a las autorizaciones de exportación de gas natural, las cuales, en ausencia de autorización expresa de la Subsecretaría de Combustibles, no podían ser ejecutadas por volúmenes que excedan el volumen las exportaciones registradas durante el año 2003.

En junio de 2004, la Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 659/04, la cual estableció un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado local (que sustituye al programa creado por la Disposición S.S.C. N° 27/04). Bajo la Resolución S.E. N° 659/04 (modificada por la Resolución S.E. N° 1.681/04), las exportaciones de gas natural podían ser reducidas debido a escasez de gas natural en el mercado local, requiriéndose a los productores exportadores que entreguen al mercado local volúmenes adicionales de gas natural más allá de aquellos que esos productores se hubieren comprometido contractualmente a suministrar. La exportación de gas natural bajo los actuales permisos de exportación está condicionada al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional impuestos a los productores exportadores por las autoridades gubernamentales.

Este programa fue nuevamente modificado y complementado por la Resolución S.E. N° 752/05 emitida por la Secretaría de Energía en mayo de 2005, que redujo aún más la capacidad de los productores de exportar gas natural y creó un mecanismo bajo el cual la Secretaría de Energía puede requerir a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales a los consumidores domésticos durante un período estacional (la “Inyección Adicional Permanente”), volúmenes de gas natural que tampoco están contractualmente comprometidos por los productores exportadores. Sobre la base de las disposiciones de la Disposición N° 27/04, la Resolución S.E. N° 659/04 y de la Resolución S.E. N° 752/05, la Secretaría de Energía y/o la Subsecretaría de Combustibles nos han ordenado a redireccionar volúmenes de exportación de gas natural al mercado local, afectando de ese modo los compromisos de exportación. Nosotros impugnamos las regulaciones y resoluciones mencionadas y hemos invocado el acaecimiento de un evento de fuerza mayor bajo los contratos de compraventa de gas natural de exportación correspondientes. Las respectivas contrapartes de esos contratos han rechazado nuestra posición. Véase “Información contable - Litigios”.

La Resolución S.E. N° 752/05 también establece (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de expendio de gas natural comprimido realicen sus adquisiciones de gas natural en condiciones de mercado reguladas, y cuya demanda está garantizada por la Secretaría de Energía a través de la Inyección Adicional Permanente requerida a los productores exportadores y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de electricidad y los usuarios industriales y comerciales obtengan un suministro de gas natural, y cuya demanda se encuentra garantizada por la Secretaría de Energía a través de la imposición de Inyección Adicional Permanente mencionada anteriormente.

En virtud del procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que opera en el MEG, cualquier

consumidor directo puede ofertar para la compra de gas natural a término al precio promedio del gas natural de exportación neto de retenciones por cuenca. El volumen necesario para satisfacer las ofertas irrevocables estandarizadas-que no hubieren sido satisfechas, se requerirá como Inyección Adicional Permanente-hasta el final del período estacional durante el cual se hubieran efectuado las ofertas no satisfechas (octubre-abril o mayo-septiembre). Esa Inyección Adicional Permanente es requerida a los productores que exportan gas y que inyectan gas natural desde las cuencas que pueden abastecer las ofertas irrevocables estandarizadas no satisfechas La Resolución N° 1.886/2006 de la Secretaría de Energía, publicada el 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas-hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles a suspender su vigencia cuando esté satisfecha la demanda doméstica de gas natural ya sea mediante regulaciones, acuerdos o debido al descubrimiento de reservas.

Mediante la Resolución S.E. N° 1.329/06, posteriormente complementada por la Nota SSC N° 1.011/07, la Secretaría de Energía forzó a los productores a dar primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a los gasoductos a determinados consumidores preferenciales y obligó a las compañías transportadoras a que garanticen esas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En términos generales, estas regulaciones subordinan todas las exportaciones de gas natural a la entrega previa de volúmenes de gas natural suficientes para satisfacer la demanda local.

Asimismo, desde el severo invierno argentino de 2007 y con posterioridad a ello, nosotros y la mayoría de los productores de gas así como también las compañías transportadoras, hemos recibido instrucciones del gobierno argentino de suspender las exportaciones, salvo por determinados volúmenes dirigidos a satisfacer los consumos residenciales chilenos y otros consumos específicos.

Gas licuado de petróleo (GLP)

La Ley N° 26.020 sancionada el 9 de marzo de 2005 establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP. Esta Ley regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley:

- crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad,
- protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP,
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos,
- requiere a la Secretaría de Energía cumplir con las siguientes tareas: (i) crear mecanismos de transferencia de GLP con el fin de garantizar el acceso al producto a todos los agentes de la cadena de abastecimiento, (ii) establecer mecanismos para la estabilización de los precios de GLP cobrados a los fraccionadores locales de GLP y (iii) junto con la CNDC, hacer un análisis del mercado de GLP y su comportamiento, con el fin de establecer límites a la concentración del mercado en cada fase del mismo, o a la integración vertical a lo largo de la cadena de la industria de GLP. Esas limitaciones deben incluir a sociedades vinculadas, subsidiarias, y sociedades controladas, y
- otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP y
- crea un Fondo Fiduciario para atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos: a) la totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la ley No. 26.020, b) los fondos que por Ley de Presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) Los

aportes específicos que la Autoridad de Aplicación convenga con los operadores de la actividad.

La Secretaría de Energía estableció, a través de varias resoluciones subsiguientes, precios de referencia aplicables a las ventas de envases de GLP de menos de 45 kilogramos y a las ventas de GLP al por mayor exclusivamente a fraccionadores de GLP. Asimismo, la Secretaría de Energía aprobó el método para calcular la paridad de exportación de GLP que será actualizada mensualmente por la Subsecretaría de Combustibles. La Secretaría de Energía aumentó en el año 2007 los volúmenes de GLP a ser vendidos a los fraccionadores a los precios de referencia establecidos en las resoluciones mencionadas precedentemente.

La Disposición 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía. Las compañías que buscan exportar GLP deben demostrar primero que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de vender GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el “Acuerdo Complementario”. El acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10,12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el mismo volumen de GLP suministrado al año anterior y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El vencimiento de ese acuerdo operará el 1 de diciembre de 2009, pudiendo ser prorrogado sólo por voluntad de las partes manifestada en forma expresa. El 23 de octubre de 2009, YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. firmaron una modificación al Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP por el cual se requiere a los productores de GLP proveer a los fraccionadores durante el año 2010 el volumen suministrado durante el año 2009 más un 5% de dicho volumen.

El 29 de diciembre de 2010 los productores de GLP firmaron una segunda modificación al Acuerdo Complementario la cual lo extiende hasta el 31 de diciembre de 2011. Dicha segunda modificación estableció que los productores de GLP debían suministrar al mercado en 2011, el mismo volumen vendido durante 2010.

El 16 de marzo de 2012, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 77 de la Secretaría de Energía de la Argentina, que ratificó la ejecución de la ampliación del Acuerdo Complementario para el año 2012 respecto a la provisión de garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos para los usuarios residenciales. Esta Resolución establece que todos los productores de GLP, independientemente de que sean parte o no del Acuerdo Complementario, deben suministrar los volúmenes de GLP a ser determinado por la Secretaría de Energía argentina a los precios de referencia establecidos en el Acuerdo Complementario. El incumplimiento de tales obligaciones puede dar lugar a la aplicación de las sanciones de embotellado de GLP establecidos en la Resolución, incluida la prohibición de exportar GLP y la limitación de las ventas de GLP en el mercado interno. El 19 de abril de 2012, YPF firmó la extensión para el año 2012 del Acuerdo Complementario.

El 19 de abril de 2012 YPF firmó la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente al año 2012. El 21 de diciembre de 2012 YPF firmó la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente al año 2013.

El 5 de julio de 2013, la Resolución N° 429 de la Secretaría de Energía fue publicada en el Boletín Oficial, apruebando la ampliación del Acuerdo Complementario para la provisión de garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos para los usuarios residenciales, para el año 2013. Términos similares de la extensión de 2012 (Resolución No. 77 de fecha 16 de marzo de 2012) se incluyeron en la extensión 2013.

Regulaciones ambientales argentinas

La sanción de los artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal del daño al medio ambiente. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más vigilante en lo atinente al acatamiento de las

leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

De acuerdo con el nuevo texto de los artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, todos los habitantes argentinos gozan del derecho a un ambiente sano y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley aplicable. El gobierno argentino establece los presupuestos mínimos para la protección del medio ambiente en tanto que las provincias y los municipios establecen los presupuestos específicos y las normas regulatorias.

Las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales relacionadas con la calidad ambiental en Argentina afectan nuestras operaciones. Estas leyes y reglamentaciones fijan estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén la obligación de recomponer en determinadas circunstancias.

En general, nos encontramos sujetos a los requisitos de las siguientes leyes ambientales argentinas (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
- Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
- Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- Ley de de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
- Código Penal; y
- Código Civil, que establece las normas generales del derecho de daños.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de desperdicios asociados con las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos de indemnización por daños y perjuicios a los recursos naturales y responsabilidad por hechos ilícitos extracontractuales respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

Asimismo, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, federales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.

Mediante la Resolución N° 404/94, la Secretaría de Energía modificó la Resolución N° 419/93, y creó el Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad, los cuales pueden actuar con respecto a áreas de almacenamiento de hidrocarburos, refinerías de petróleo, estaciones de servicio de gas natural, plantas comercializadoras de combustibles y plantas de fraccionamiento de GLP en contenedores o cilindros. La resolución dispone que las auditorías externas de refinerías de petróleo, estaciones de servicio y todas las plantas de almacenamiento de combustibles deben ser realizadas por profesionales inscriptos en el Registro. Las compañías que fabrican y comercializan combustibles tienen prohibido suministrar esos productos a las estaciones de servicio que no cumplen con sus obligaciones. Las sanciones por no realizar las auditorías y las tareas de reparación o de seguridad incluyen la descalificación de plantas o estaciones de servicio de gas. Además hay un conjunto de obligaciones en relación con los sistemas subterráneos de almacenamiento de combustible, incluyendo un mecanismo para la notificación instantánea en caso de

pérdidas o sospecha de pérdidas de las instalaciones de almacenamiento.

El citado Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad fue luego reemplazado, por medio de la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por el Registro de Universidades Nacionales para la Realización de Auditorías Técnicas, Ambientales y de Seguridad, por lo que las auditorías de los tanques de almacenamiento, bocas de expendio, refinerías de combustible, etc, debe ser realizado por las universidades nacionales allí inscriptas.

El 19 de julio de 2001, la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires emitió la Resolución N° 1037/01, ordenándonos limpiar determinadas áreas junto a la refinería de La Plata. La Resolución fue apelada a través de un procedimiento administrativo el cual aún no ha sido resuelto. Sin embargo, hemos comenzado trabajos con el fin de identificar soluciones técnicas posibles para el tratamiento de la contaminación histórica, mientras se reserva el hecho de que la reparación debe ser hecha por las partes responsables del daño ambiental. El gobierno argentino, de acuerdo con la Ley N° 24.145, tiene la obligación de indemnizarnos por toda responsabilidad y mantenernos indemnes por hechos y reclamos emergentes antes del 1° de enero de 1991.

Durante el año 2005 la Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 785/05, modificada por la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Depósito de Hidrocarburos, una medida dirigida a reducir y corregir la contaminación ambiental causada por los tanques aéreos de depósito de hidrocarburos. Nosotros hemos comenzado a desarrollar e implementar un plan de auditoría técnica y ambiental según lo requerido por esta Resolución.

La descripción precedente de las principales normas ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. El resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha del presente Prospecto, estando las mismas sujetas a cambios.

Regulaciones ambientales estadounidenses

Las regulaciones federales, estatales y locales relacionadas con la calidad de la salud, seguridad y el medio ambiente en los Estados Unidos, donde opera YPF Holdings, afectan a las operaciones de esta subsidiaria. Muchas de las operaciones estadounidenses de YPF Holdings, conducidas principalmente a través de Maxus Energy Corporation (“Maxus”), están sujetas a los requisitos de las siguientes leyes ambientales de los Estados Unidos:

- Ley de Agua Potable Segura (*Safe Drinking Water Act*),
- Ley de Agua Limpia (*Clean Water Act*),
- Ley de Contaminación por Petróleo (*Oil Pollution Act*),
- Ley de Aire Limpio (*Clean Air Act*),
- Ley de Conservación y Recuperación de Recursos (*Resource Conservation and Recovery Act*),
- Ley Nacional de Política Ambiental (*National Environmental Policy Act*),
- Ley de Seguridad e Higiene Ocupacional (*Occupational Safety and Health Act*),
- Ley Ómnibus de Responsabilidad, Indemnización y Respuesta Ambiental (*Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act*),y
- otras leyes federales, estatales y locales diversas

Estas leyes y regulaciones establecen diversas normas para determinados aspectos de la calidad de la salud, seguridad y el medio ambiente (incluyendo límites en descargas relacionadas con operaciones de petróleo y gas), disponen multas y sanciones penales y otras consecuencias (incluyendo límites a las operaciones y pérdida de los correspondientes permisos) por la violación de esas normas y establece procedimientos sobre el lugar de trabajo y otras operaciones, y en algunos casos, imponen obligaciones referidas a la denuncia, investigación y subsanación de daños, al igual que responsabilidades por indemnización de daños y perjuicios a los recursos naturales y responsabilidades por demandas de hechos ilícitos extracontractuales.

Impuestos

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y aranceles aduaneros normales sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a esos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y contra determinados incrementos impositivos a nivel provincial y municipal, salvo incremento general de impuestos.

En virtud de los Artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de km² de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. El 17 de octubre de 2007, el Boletín Oficial publicó el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.454/07, el cual incrementó de manera importante el monto de las tasas de superficie de exploración y explotación expresadas en pesos argentinos que deben pagarse a las distintas jurisdicciones donde están ubicados los campos de hidrocarburos. Véase “Información sobre la Emisora - Exploración y Producción”.

Además, las “ganancias netas” (según la definición de la Ley de Hidrocarburos) de los titulares de permisos o concesiones, devengadas de la actividad como titulares de permisos o concesiones podrían estar sujetas a la aplicación de un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca fue aplicado. Cada permiso o concesión otorgado a una entidad distinta de nosotros ha dispuesto que el titular del permiso o concesión está sujeto, en cambio, al régimen tributario general argentino, y un decreto del Poder Ejecutivo dispone que nosotros estamos también sujetos al régimen tributario general argentino (actualmente 35% de impuesto a las ganancias).

Luego de la introducción de precios de mercado para los productos de petróleo downstream en conexión con la desregulación de la industria petrolera, la Ley N° 23.966 estableció un impuesto, basado en el volumen, sobre las transferencias de determinados tipos de combustible, reemplazando al régimen anterior, el cual se basaba en el precio regulado. La Ley N° 25.745 modificó, con vigencia a partir de agosto de 2003, el mecanismo para el cálculo del impuesto, reemplazando el antiguo valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable al precio de venta, manteniendo el antiguo valor fijo como impuesto mínimo.

Derechos de Exportación

En 2002, el gobierno argentino comenzó a implementar derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos. La tasa de exportación de crudo, butano, metano y GLP se situó en un 20%, y de naftas y combustible diesel en un 5%. En mayo de 2004, la Resolución N° 337/04 del Ministerio de Economía y Producción, aumentó los derechos de exportación sobre el crudo al 25%. Los derechos de exportación volvieron a incrementar de nuevo en 2004, cuando el Ministerio de Economía y Producción emitió la Resolución N° 532/04, en la cual se estableció un régimen progresivo de derechos de exportación para el crudo, con tasas que variaban del 25% al 45%, en función de la cotización del precio de referencia WTI en el momento de la exportación. Asimismo, en mayo de 2004, y de conformidad con la Resolución N° 645/04 del Ministerio de Economía y Producción, se establecieron derechos a la exportación de gas natural y líquidos de gas natural a una tasa del 20%. El derecho de exportación relativo al gas natural se incrementó de nuevo en

julio de 2006, cuando el Ministerio de Economía y Producción aumentó la tasa al 45% y encargó a la Administración General de Aduanas para aplicar el precio fijado por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia como precio base para que se aplicara la nueva tasa de impuestos, con independencia del precio de venta real. Además, el 10 de octubre de 2006, el Ministerio de Economía y Producción impuso derechos de exportación relativos a las exportaciones de la provincia de Tierra del Fuego, que previamente estaban exentos de impuestos. Por otra parte, en mayo de 2007 el Ministerio de Economía y Producción aumentó un 25% los derechos de exportación sobre el butano, propano y gas licuado.

La Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, con fecha 16 de noviembre de 2007, aumentó los derechos de exportación sobre las exportaciones de crudo y otros productos derivados del crudo. El nuevo régimen establece que cuando el precio del WTI sea superior al precio de referencia, fijado en US\$ 60,9 por barril, el productor estará autorizado a cobrar US\$ 42 por barril, siendo el resto retenido por el gobierno argentino como un impuesto a la exportación. Si el precio WTI internacional está por debajo del precio de referencia, pero superior a US\$ 45 por barril, se aplicará una tasa de retención del 45%. Si dicho precio se sitúa por debajo de US\$ 45 por barril, el impuesto a la exportación aplicable será determinado por el gobierno argentino en un plazo de 90 días hábiles. Mediante la Resolución N° 1/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, la Resolución N° 394/07 fue modificada, reemplazando los valores de referencia, US\$ 70 por barril (modificando el valor de US\$ 42) y US\$ 80 (modificando el valor de US\$ 60,9) relativo al crudo. Esto significa que cuando el precio internacional del crudo sea superior a US\$ 80 por barril, el productor local estará autorizado a cobrar US\$ 70 por barril, siendo el resto retenido por el gobierno argentino.

La Resolución N° 127 del Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país (abandonando el precio de referencia del Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia antes aplicable). Respecto del GLP (incluyendo propano, butano y mezcla) la Resolución N° 127 dispuso que en caso que el precio internacional del producto según informe diariamente la Secretaría de Energía se mantenga por debajo del valor de referencia que establece la Resolución N° 127 para cada producto (US\$ 338/m³ para propano, US\$ 393/m³ para butano, y US\$ 363/m³ para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será del 45%. En caso de que el precio internacional supere al valor de referencia, el productor cobrará el monto máximo establecido por la Resolución para el producto en cuestión (US\$ 233/m³ para propano, US\$ 271/m³ para butano, y US\$ 250/m³ para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el gobierno argentino en concepto de derechos de exportación.

Además, el procedimiento de cálculo descripto anteriormente también se aplica a otros productos petrolíferos y lubricantes, basados en diferentes tipos de retención, precios de referencia y precios permitidos para los productores.

No puede haber ninguna garantía en cuanto a los niveles futuros de derechos de exportación.

Repatriación de moneda extranjera

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.589/89, relacionado con la desregulación de la industria *upstream* del petróleo, nos permitía a nosotros y a otras compañías dedicadas a actividades de producción de hidrocarburos en Argentina vender y disponer libremente de los hidrocarburos producidos. Adicionalmente, bajo el Decreto N° 1.589/89, nosotros y otros productores de petróleo teníamos derecho a mantener fuera de la Argentina hasta el 70% del producido en moneda extranjera que recibimos por ventas de exportación de petróleo crudo y gas, pero debíamos repatriar el 30% restante a través de los mercados de cambio de la Argentina.

En julio de 2002 el Procurador General de la Argentina emitió un dictamen (Dictamen N° 235) que efectivamente nos habría requerido liquidar el 100% de nuestros créditos por exportaciones en Argentina, en lugar del 30% establecido en el Decreto N° 1.589/89, basado en el supuesto de que el Decreto N° 1.589/89

había sido sustituido por otros decretos (Decreto N° 530/91 y 1.606/01) emitidos por el gobierno. Luego de este dictamen, sin embargo, el gobierno argentino emitió el Decreto N° 2.703/02 ordenando al Banco Central aplicar el régimen del 70%/30% establecido en el Decreto N° 1.589/89. Sin embargo, la incertidumbre generada por la opinión del Procurador General de la Argentina resultó en reclamo.

El Decreto No. 1722/2011, del 26 de octubre de 2011, restableció el Decreto No. 2581/64 exigiendo que todas las empresas de petróleo y gas (incluida YPF), deben repatriar el 100% de sus créditos en moneda extranjera vinculados a exportaciones y negociarlas en el mercado único y libre de cambios (el "MULC").

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

Información contable y operativa seleccionada

Los siguientes cuadros presentan nuestra información contable y financiera seleccionada seleccionada por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Dicha información debe leerse junto con los Estados Contables Consolidados Auditados y sus notas relacionadas, según se los define en el párrafo siguiente, y con la información que contienen las secciones “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información contable y operativa seleccionada” y “Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”, en otra parte del presente Prospecto.

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 y por los ejercicios finalizados en dichas fechas, surge de nuestros estados contables consolidados auditados (los “Estados Contables Consolidados Auditados”), incorporados al presente Prospecto. Nuestros Estados Contables Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). Con respecto a los mismos corresponde realizar la siguiente aclaración:

Con fecha 20 de marzo de 2009, la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) aprobó la Resolución Técnica N° 26 “Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”)” del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), posteriormente modificada por la Resolución Técnica N° 29 de fecha 3 de septiembre de 2010. Dicha resolución ha sido aprobada por la CNV a través de la Resolución General N° 562/09 del 29 de diciembre de 2009, modificada esta última por la Resolución General N° 576/10 del 1 de julio de 2010, para ciertas entidades incluidas en la Ley de Mercado de Capitales. La aplicación de tales normas resultó obligatoria para nosotros a partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2012, con fecha de transición 1 de enero de 2011.

Adicionalmente, de acuerdo a lo establecido por la RG 609/12 de la CNV, el ajuste inicial imputado contra la cuenta resultados no asignados producto de la aplicación inicial de las NIIF (Ps. 3.648 millones) fue imputado a una reserva especial por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2013, en la cual se aprobaron asimismo los estados contables por el ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2012. Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de la Sociedad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta “Resultados no asignados”, de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

Algunas de las cifras contenidas en este Prospecto han sido objeto de ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras indicadas como totales pueden no coincidir debido a dicho redondeo.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	En millones de Pesos		
Síntesis de resultados (1)			
Información de los Estados de Resultados Consolidados(1):			
Ingresos ordinarios (2).....	90.113	67.174	56.211
Utilidad bruta.....	21.542	16.907	15.068
Gastos de comercialización.....	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de administración.....	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de exploración.....	(829)	(582)	(574)
Otros egresos, netos.....	704	(528)	(46)

Utilidad operativa	11.160	7.903	7.188
Resultados de inversiones en sociedades	353	114	685
Resultados financieros, netos.....	2.835	548	(287)
Utilidad neta antes del impuesto a las ganancias.....	14.348	8.565	7.586
Impuesto a las ganancias	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto diferido.....	(6.425)	(1.943)	(646)
Utilidad neta del ejercicio.....	5.079	3.902	4.445
Otros resultados integrales del ejercicio	12.031	4.241	1.852
Resultado integral total del ejercicio	17.110	8.143	6.297
<i>Otros indicadores</i>			
EBITDA (7).....	22.946	16.298	14.372
Margen de EBITDA (8)	25%	24%	26%

Al 31 de **Al 31 de** **Al 31 de**
Diciembre de **Diciembre de** **diciembre de**
2013 **2012** **2011**

En millones de Pesos

Datos de los Balances Consolidados (1):

Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713	4.747	1.112
Capital de trabajo (3)	1.706	(2.582)	(7.750)
Total del Activo.....	135.595	79.949	60.990
Préstamos corrientes y no corrientes (4)	(31.890)	(17.104)	(12.198)
Total del Pasivo	(87.355)	(48.689)	(37.570)
Total de Aportes de los Propietarios (5)	10.600	10.674	10.674
Total de Reservas (6).....	14.173	7.758	3.064
Total de Resultados no Asignados.....	5.131	6.741	7.818
Total Otros Resultados Integrales.....	18.112	6.087	1.864
Patrimonio neto	48.240	31.260	23.420

Otros datos de los balances consolidados

Depreciación activos fijos y amortización de activos intangibles	11.433	8.281	6.499
Efectivo utilizado en la adquisición de activos fijos	27.639	16.403	12.156

Indicadores

Liquidez corriente (9)	1,05	0,88	0,63
Solvencia (10).....	0,55	0,64	0,62
Inmovilización del Capital (11)	0,75	0,77	0,78
Rentabilidad (12).....	0,11	0,14	0,19
DF/EBITDA (13).....	1,39	1,049	0,849
DFN/EBITDA (14).....	0,92	0,758	0,771
EBITDA/Intereses Netos (15).....	7,88	11,993	16,165

- (1) Los estados contables reflejan el efecto de la aplicación del concepto de moneda funcional y moneda de presentación. Véase Nota 1.b.1) de los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (2) Los ingresos ordinarios se exponen netos del pago del impuesto a la transferencia de combustibles y el impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen como gastos de comercialización en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 2.k) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos. Véase la Nota 1.b.16) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (3) El Capital de Trabajo corresponde al total del Activo Corriente neto del total del Pasivo Corriente al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2011 según Estados Contables Consolidados Auditados.
- (4) Los préstamos incluyen montos no corrientes por Ps. 23.076 millones al 31 de diciembre de 2013, Ps. 12.100 millones al 31 de diciembre de 2012 y Ps 4.435 millones al 31 de diciembre de 2011 y deuda a corto plazo por Ps. 8.814 millones, Ps. 5.004 millones y Ps.7.763 millones al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente. Véase "Gestión de Riesgos Financieros-Riesgo de Liquidez" en la Nota 1.d) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.
- (5) Nuestro capital suscrito al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 está representado por 393.312.793 acciones ordinarias y dividido en cuatro clases de acciones, con un valor nominal de Ps. 10 y un voto por acción. Dichas acciones están totalmente

suscriptas, integradas y autorizadas para su cotización en bolsa. Al 31 de diciembre de 2013, total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.924 millones de Capital suscrito, Ps.6.087 millones de Ajuste del capital, Ps. 9 millones de Acciones Propias en Cartera, Ps. 14 millones de Ajuste de acciones propias en cartera, Ps. 40 de Planes de Beneficios en Acciones, Ps. (110) de Costo de Costo de Adquisición de Acciones Propias, Ps. (4) millones de Prima de Negociación de Acciones y Ps. 640 millones de Primas de emisión. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.933 millones de Capital suscrito, Ps.6.101 millones de Ajuste del capital Ps. 640 millones de Primas de emisión. Véase adicionalmente la Nota 1.b.10.iii) a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados en relación a las acciones compradas por YPF y asignadas como resultado de los planes de compensación de nuestros empleados.

- (6) Al 31 de Diciembre de 2013 se conformaba por Ps.2.007 de Reserva legal, Ps. 4 millones de Reserva para Futuros Dividendos y Ps 8.394 de Reserva para Inversiones, Ps. 120 de Reserva para Compra de Acciones Propias y Ps. 3.648 de Reserva Especial Ajuste Inicial NIFF. Al 31 de diciembre de 2012 se conformaba por Ps.2.007 de Reserva legal, y Ps 5.751 millones de Reserva para inversiones, siendo las mismas de Ps. 2.007 millones de Reserva legal, y Ps. 1.057 millones de Reserva para futuros dividendos en 2011.
- (7) El EBITDA se calcula excluyendo de la utilidad neta los intereses generados por activos y pasivos, la diferencia de cambio neta, el impuesto a las ganancias e impuesto diferido y la depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles. Para conocer sobre la conciliación del EBITDA con la utilidad neta, véase “-Conciliación de EBITDA”.
- (8) El margen de EBITDA se calcula dividiendo el EBITDA por nuestros ingresos ordinarios.
- (9) Liquidez corriente es calculada como el cociente entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente.
- (10) Solvencia es calculada como el cociente entre el Patrimonio Neto y el Pasivo Total.
- (11) Inmovilización del Capital es calculado como el cociente entre el Activo No Corriente y el Activo Total.
- (12) Rentabilidad es calculada como el cociente entre la Utilidad Neta y Patrimonio Neto promedio.
- (13) Deuda Financiera/EBITDA se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo) y el EBITDA.
- (14) Deuda Financiera Neta/EBITDA se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo), deducida la posición de caja y equivalentes de efectivo, y el EBITDA.
- (15) EBITDA/Intereses Netos se calcula como el cociente entre el EBITDA y la suma de intereses generados por activos y pasivos.

Conciliación de EBITDA

El EBITDA se calcula excluyendo de nuestra utilidad neta los intereses generados por activos y pasivos, las diferencias de cambio neta, el impuesto a las ganancias y diferido, la depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles. Nuestra Dirección considera que el EBITDA es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas similares en la industria del petróleo y gas, excluyendo el efecto sobre la comparabilidad de las variaciones en la depreciación y amortización que resulta de las diferencias en el agotamiento de sus campos de petróleo y gas. Asimismo, el EBITDA es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria del petróleo y gas. El EBITDA no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA no debe considerarse como una alternativa a la utilidad operativa, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los ejercicios indicados, nuestro EBITDA conciliado con la utilidad neta:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2013	2012	2011
	En millones de Pesos		
Utilidad neta	5.079	3.902	4.445
Intereses generados por activos	(924)	(198)	(180)
Intereses generados por pasivos	3.833	1.557	1.045
Diferencia de cambio (neta)	(5.744)	(1.907)	(578)
Depreciación de los bienes de uso y amortización de activos intangibles	11.433	8.281	6.499
Impuesto a las ganancias	2.844	2.720	2.495
Impuesto diferido	6.425	1.943	646
EBITDA	22.946	16.298	14.372

Reservas comprobadas, producción y otra información operativa

El siguiente cuadro presenta información sobre nuestras reservas, producción y otra información operativa para los ejercicios indicados, la cual está basada en cálculos e información interna de la Sociedad.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
Revisiones, extensiones, descubrimientos y mejoras en la recuperación compras y ventas de reservas comprobadas al cierre del ejercicio (1)			
Petróleo (mmbbl)(2)	140	106	153
Gas (bcf)	808	255	270
Total (mmbpe)	284	152	201
Reservas comprobadas al final del ejercicio			
Petróleo (mmbbl)(2)	628	590	585
Gas (bcf)	2.558	2.186	2.361
Total (mmbpe)	1.083	979	1.005
Reservas comprobadas desarrolladas al cierre del ejercicio			
Petróleo (mmbbl) (2)	477	453	437
Gas (bcf)	1.938	1.807	1.760
Total (mmbpe)	822	775	751
Producción promedio diaria del ejercicio			
Petróleo (mmbbl) (2)	279	275	274
Gas (mmcf)	1.197	1.179	1.208
Total (mmbpe)(3)	493	485	488
Capacidad de refinación(3)			
Capacidad (mmbbl/d)	320	320	320
Distribución minorista al cierre del ejercicio.....			
Estaciones de servicio (3)	1.542	1.535	1.557

Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones

El siguiente análisis debe leerse conjuntamente con nuestros Estados Contables Consolidados Auditados incluidos en este prospecto.

Panorama General

Somos la principal compañía de energía de la República Argentina y operamos una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* (“*Exploración y Producción*”) y *downstream* (“*Refino y Marketing*”) del país. Nuestras operaciones de *upstream* consisten en la exploración, explotación y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Nuestras operaciones de *downstream* incluyen la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural. En 2013, nuestras ventas netas consolidadas fueron de Ps. 90.113 millones y nuestra utilidad neta fue de Ps. 5.079 millones.

Presentación de Información Financiera

Nuestros Estados Contables Consolidados Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés). Estos Estados Contables Consolidados Auditados cumplen totalmente con las NIIF. Consolidamos totalmente los estados contables de las sociedades controladas en las cuales tenemos cantidad suficiente de acciones con derecho de voto para controlar la voluntad social.

Las participaciones en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares (“UTES”) que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato (“operaciones conjuntas”), han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato.

Con fecha 20 de marzo de 2009, la F.A.C.P.C.E. aprobó la Resolución Técnica N° 26 “Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”)”. Dicha resolución ha sido aprobada por la CNV a través de la Resolución General N° 562/09 del 29 de diciembre de 2009, modificada esta última por la Resolución General N° 576/10 del 1 de julio de 2010, para ciertas entidades incluidas en la Ley de Mercado de Capitales. La aplicación de tales normas resultó obligatoria para la Sociedad a partir del ejercicio fiscal que se inició el 1 de enero de 2012, con fecha de transición 1 de enero de 2011.

Por último, ciertos desgloses de petróleo y gas se incluyen en este Prospecto bajo el título “Cambios en nuestras reservas comprobadas netas estimadas”.

Información por segmentos

Reportamos nuestros negocios en los siguientes segmentos: (i) exploración y producción, que incluye las actividades de exploración y producción, las compras contractuales de gas natural y petróleo crudo, así como las ventas de petróleo crudo intersegmento y gas natural y sus derivados (“*Exploración y Producción*”); (ii) la refinación, transporte, compra de petróleo crudo y gas natural a terceros y ventas entre segmentos de negocio, y comercialización de petróleo y crudo, gas natural, productos refinados, petroquímicos, generación de energía eléctrica y distribución de gas natural (“*Downstream*”). Las restantes actividades realizadas por el grupo YPF, que no encuadran en las mencionadas categorías, son agrupadas bajo la clasificación de “Administración Central y Otros”, que comprende principalmente los gastos y activos de la administración central, asuntos medioambientales relacionados con YPF Holdings (Véase la Nota 3 a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados) y ciertas actividades de construcción. Véase adicionalmente en este prospecto “Organización del negocio”.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por nosotros, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

Resumen de los Estados de Resultados Consolidados

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	En millones de Pesos		
Ingresos ordinarios	90.113	67.174	56.211
Costo de Ventas.....	(68.571)	(50.267)	(41.143)
Utilidad bruta	21.542	16.907	15.068
Gastos de comercialización	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de administración.....	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de exploración	(829)	(582)	(574)
Otros egresos, netos.....	704	(528)	(46)
Utilidad operativa.....	11.160	7.903	7.188
Resultados de inversiones en sociedades	353	114	685
Resultados financieros, netos	2.835	548	(287)
Utilidad neta antes del impuesto a las ganancias	14.348	8.565	7.586
Impuesto a las ganancias	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto diferido	(6.425)	(1.943)	(646)
Utilidad neta del ejercicio.....	5.079	3.902	4.445
Otros resultados integrales del ejercicio	12.031	4.241	1.852
Resultado integral total del ejercicio	17.110	8.143	6.297

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestras operaciones resultan afectadas por varios factores, entre los que se incluyen:

- el volumen del petróleo crudo, derivados del petróleo y del gas natural que producimos y vendemos;
- las regulaciones sobre los precios internos;
- las administraciones a las exportaciones por el Gobierno Argentino y requerimientos vinculados a la satisfacción de la demanda interna;
- los precios internacionales del petróleo crudo y productos derivados del petróleo;
- nuestras erogaciones en bienes de capital y la disponibilidad financiera para la Compañía;
- los aumentos de costos;
- la demanda de productos de hidrocarburos en el mercado local;
- los riesgos operacionales, incluyendo huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- los impuestos, incluyendo los impuestos sobre las exportaciones;
- regulaciones de flujo de capital;
- el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense;

- la revocación de nuestras concesiones en el caso de incumplimiento de ciertas disposiciones según lo establecido por las leyes y acuerdos con las provincias en Argentina;
- la dependencia en la infraestructura y la red logística utilizada para entregar nuestros productos;
- las leyes y reglamentaciones que afectan nuestras operaciones, tales como regulaciones vinculadas a importaciones; y
- las tasas de interés.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores exógenos como ser la demanda interna, los precios de mercado, disponibilidad financiera para nuestro plan de negocio y sus correspondientes costos, y las regulaciones del gobierno. Consecuentemente, nuestra situación financiera pasada, los resultados de nuestras operaciones y las tendencias indicadas por los mismos y condición financiera podrían no ser indicativas de la condición financiera futura, resultados de las operaciones o tendencias en ejercicios futuros. Véase adicionalmente “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relaciones con el Gobierno argentino – La Ley de Expropiación”.

La utilidad operativa en 2013 aumentó aproximadamente 41% comparada con 2012. Este incremento fue atribuible, entre otros, al incremento de los precios internos del gasoil y naftas y al incremento en los volúmenes vendidos de naftas y fuel oil. Los efectos positivos antes mencionados fueron parcialmente compensados por el incremento en la depreciación de activos fijos, incremento de los volúmenes de productos refinados (principalmente diesel y gasolina) adquiridos a terceros como consecuencia principalmente del incidente sufrido por nuestra refinería de La Plata (ver más adelante), incremento en regalías (impulsado principalmente por los mayores precios de petróleo crudo en boca de pozo), mayor costo de las ventas, así como los aumentos generalizados de costos, sobre todo costos de conservación, reparación y mantenimiento, los sueldos y los gastos de seguridad social y los costos de los servicios prestados por terceros. Este aumento en los costos obedece principalmente a nuestro aumento de la actividad y a los incrementos de los precios en la Argentina.

El 2 de Abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un temporal severo y sin precedentes, registrando más de 400 mm. de lluvia (máximo jamás registrado en la zona). Las fuertes lluvias interrumpieron los sistemas de la refinería y causó el incendio que afectaron las unidades Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual debió ser parada en su totalidad.

A finales de mayo, la unidad de Topping C reanudó totalmente sus operaciones a los niveles nominales de capacidad. La unidad de Coque A fue apagada de forma permanente desde la tormenta, afectando el volumen de crudo procesado en la refinería, debido a una reducción en la capacidad de conversión. El complejo industrial está asegurado por los daños y la pérdida de beneficios causados por el incidente bajo nuestra póliza de seguro. A partir del 31 de diciembre 2013 hemos reconocido en nuestro resultado operativo US\$ 300 millones correspondientes a la indemnización de los daños Coke A y pérdidas operativas para 2013 relacionadas con la cobertura de seguro por el incidente de la refinería de La Plata sufrido en abril de 2013 (Ver adicionalmente nota 11.b a los Estados Financieros consolidados Auditados).

Adicionalmente, el día 21 de marzo, se produjo un incendio en la planta de tratamiento de crudo Cerro Divisadero, ubicada a 20 kilómetros de la localidad de Bardas Blancas, en la provincia de Mendoza. La planta de Cerro Divisadero que cuenta con 6 tanques, de los cuales 4 son de proceso y 2 son de despacho de crudo tratado, concentra la producción de 10 yacimientos del área de Malargüe, que totaliza una producción diaria de aproximadamente 9.200 barriles de petróleo y representa el 3,8% de la producción de petróleo de YPF. Actualmente, el incendio ha sido extinguido definitivamente y se han comenzado tareas de mantenimiento para el reinicio de las operaciones de las instalaciones cercanas, que habían sido suspendidas preventivamente, debido al riesgo de su afectación, y a trabajar en el restablecimiento de la producción. El personal técnico de la empresa se encuentra definiendo el plan para la reanudación total de las actividades en

los próximos días. Además estamos en el proceso de recopilación de la información necesaria para hacer efectiva la cobertura de seguro existente.

Condiciones macroeconómicas

Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y por lo tanto están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en Argentina. Cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en ese país antes de hacer una inversión en nosotros.

La economía argentina ha experimentado volatilidad en las últimas décadas, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo y elevados niveles variables de inflación. La inflación alcanzó su pico a fines de la década de 1980 y a principios de 1990. Debido a las presiones inflacionarias anteriores a la década del '90, la moneda argentina se devaluó repetidas veces y la inestabilidad económica condujo a amplias fluctuaciones en el tipo de cambio real de la moneda argentina en comparación con el dólar estadounidense. A fin de subsanar estas presiones, los últimos gobiernos argentinos implementaron diversos planes y emplearon diversos sistemas de tipo de cambio.

En el último trimestre de 1998, las condiciones económicas adversas internacionales hicieron que la economía argentina entrara en recesión y que el PBI se redujera en términos reales un 3,4% en 1999, 0,8% en 2000 y 4,4% en 2001. Hacia fines de 2001, la Argentina sufrió un profundo deterioro en las condiciones sociales y económicas, acompañado de una elevada inestabilidad política y económica. Las restricciones al retiro de depósitos bancarios, el establecimiento de controles cambiarios, la suspensión del pago de la deuda pública argentina, y la derogación de la paridad uno a uno del peso con el dólar (con la consiguiente depreciación del peso contra el dólar) provocó la reducción en la actividad económica. El PBI real disminuyó el 10,9% en 2002, la inflación anual se incrementó al 41%, el tipo de cambio continuó altamente volátil, y el índice de desempleo subió a más del 20%. La inestabilidad política y económica no solamente restringió las actividades comerciales y financieras en Argentina sino que también restringió severamente el acceso del país a la financiación internacional.

El sólido crecimiento económico en las economías de los países desarrollados y los precios favorables de las materias primas desde 2003 hasta la primera mitad de 2008 y la implementación de nuevas políticas macroeconómicas allanaron el camino para la recuperación económica de Argentina. El PBI real creció a un promedio acumulado de 8,5% entre 2003 y 2008. Como consecuencia de la crisis económica global, la tasa de crecimiento de la Argentina desaceleró su ritmo en 2009 a 0,9%, pero se recuperó en 2010 y 2011 con un crecimiento de aproximadamente 9% cada año, de acuerdo con información preliminar.

Después de un vigoroso crecimiento en el período 2010-2011, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento de la economía argentina en 2012 y 2013 en comparación con el crecimiento anterior. El crecimiento de la economía mundial no se expandió tan fuerte como se esperaba después de la relajación de la crisis económica de EE.UU. que comenzó en 2007, y la volatilidad financiera continuó en niveles elevados. A pesar de que la actividad económica mundial se incrementó durante el segundo semestre de 2013, las revisiones a la baja de las proyecciones de crecimiento en algunas economías de importancia continúan frágiles y permanecen riesgos a la baja. Esto crea incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las economías desarrolladas y emergentes. A nivel local, entre otros factores, los sectores agrícolas clave sufrieron de una fuerte sequía, la reducción de la producción y las exportaciones de la Argentina. El consumo privado se mantuvo positivo, aunque creciendo a un ritmo más lento de lo previsto.

En este marco, de acuerdo a las estimaciones del FMI, en 2013, el crecimiento económico mundial alcanzó el 3%, aunque la tasa de crecimiento o, en algunos casos, la contracción, varió significativamente de

región a región. Además, según el FMI, la producción mundial se expandirá en aproximadamente un 3,7% en 2014. Además, de acuerdo con datos preliminares, el BCRA estima que el crecimiento de la actividad económica interna alcanzó aproximadamente 5% en 2013.

El tipo de cambio oficial del peso argentino frente al dólar de Estados Unidos al 31 de diciembre de 2013 fue Ps. 6,52 por US\$ 1,00 dólares, lo que refleja una depreciación aproximada del 32,5% frente al dólar en comparación con el 31 de diciembre 2012 (Ps. 4,92 por US\$ 1,00). Además, el peso argentino ha sido recientemente objeto de una nueva devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). El Gobierno Argentino está analizando ciertas medidas en respuesta a tal devaluación y al impacto en el resto de la economía, incluyendo la inflación. En este marco, las recientes negociaciones entre los productores de petróleo crudo, refinerías y el Gobierno en Argentina han permitido a llegar a un acuerdo informal para pasar el efecto de la devaluación mencionado anteriormente al petróleo crudo y los productos refinados en los próximos meses y en términos graduales, con el objetivo de mitigar los efectos económicos en el resto de la economía argentina.

Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el Instituto Nacional de Estadística (Instituto Nacional de Estadística y Censos, INDEC), de 2008 a 2013, el índice de precios al consumidor argentino ("IPC") se incrementó un 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8 % and 10,9% respectivamente, mientras que el índice de precios al por mayor aumentó un 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7% respectivamente. En 2014 el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor ("IPCNU") que refleja una medición más amplia sobre los precios al consumidor, incluyendo la información de los precios de las 24 provincias del país, dividido en seis regiones. De acuerdo con el IPCNU, la inflación de enero y febrero de 2014 fue de 3,7% y 3,4%, respectivamente. Ver "Sección 3. Factores de Riesgo-Riesgos Relacionados con Argentina-Nuestro negocio de riesgo depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina".

Durante 2013, la balanza comercial de Argentina fue un superavit de aproximadamente US\$ 9.024 millones excedentes de acuerdo con estimaciones preliminares del INDEC comparadas con las exportaciones totales de aproximadamente US\$ 83,026 millones durante 2013, lo que representa un aumento del 3% respecto a 2012, y las importaciones totales fueron de aproximadamente US\$ 74,002, lo que representa un aumento del 8% comparado con 2012.

En Argentina, los precios de los combustibles en el mercado doméstico se han incrementado en los últimos cinco años, aunque no han sido proporcionales a los aumentos o disminuciones de los precios internacionales para productos petroleros debido a las condiciones de mercado y las regulaciones del mercado interno. No obstante lo antes mencionado, la diferencia entre los precios en el mercado doméstico de algunos productos con los precios internacionales ha disminuido de vez en cuando fundamentalmente como consecuencia del aumento antes mencionado.

Asimismo, en el 2005, la República de Argentina estructuró una parte sustancial de su deuda de bonos y canceló la totalidad de su deuda con el FMI. En Junio de 2010, la República de Argentina completó la renegociación de aproximadamente el 67% de los bonos en default que no fueron canjeados en el 2005. Como resultado de los canjes de 2005 y 2010, aproximadamente el 91% de la deuda de bonos del país que la República de Argentina dejó de pagar en el año 2002 ha sido reestructurado. Algunos tenedores de bonos no participaron en la reestructuración y en su lugar demandaron a la República de Argentina para el pago. A finales de octubre de 2012, la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito en Estados Unidos rechazó una apelación de la República de Argentina con respecto a una demanda de los tenedores de bonos con relación a las obligaciones pendientes de pago de los tenedores de bonos que no habían sido canjeados los canjes de deuda presentados en 2005 y 2010 y en relación con el pago de la deuda reclamada por ellos. El 21 de noviembre de 2012, el Tribunal Federal del Distrito Sur de Nueva York ordenó a la República de Argentina hacer un depósito de U.S.\$ 1.330 millones para pago a los tenedores de bonos (holdouts). El 21 de noviembre, la República de Argentina apeló la solicitud del Tribunal de Distrito en el Cámara de Apelaciones

del Segundo Circuito, que concedió accedió a la solicitud de la República de Argentina para suspender el requerimiento del 21 de Noviembre una estancia de orden. El 19 de Marzo de 2013, la República de Argentina presentó ante el Juzgado Segundo Juzgado de Circuito una propuesta de plan de pago a los tenedores de bonos (holdouts). Dicha propuesta fue rechazada por los demandantes el 19 de Abril de 2013.

El 30 de Agosto de 2013, la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito reafirmó la orden del Tribunal de Distrito del 21 de Noviembre de 2012 pero mantuvo su decisión en espera de una apelación ante la Corte Suprema de los Estados Unidos.

El 3 de Septiembre de 2013 la Corte del Distrito concedió a los demandantes- tenedores de bonos (holdouts) la solicitud de requerimiento de información a la República de Argentina otorgó los requerimientos realizados por demandantes y a ciertas instituciones financieras relacionadas, entre otras, a los bienes de la República de Argentina y la relación entre la República de Argentina e YPF. En Enero de 2014, la Corte Suprema de los Estados Unidos aceptó una apelación presentada por la República de Argentina sobre el alcance permitido admisible en relación al requerimiento de información sobre sus activos del descubrimiento en sus activos. Las demandas iniciadas por los tenedores de bonos (holdouts) contra la República de Argentina podrían resultar en embargos o medidas cautelares sobre los activos de, o que se reputan de, la República de Argentina, lo que podría tener un efecto material adverso sobre la economía del país, así como afectar nuestra capacidad de acceder al financiamiento internacional o repagar nuestras obligaciones, incluyendo las Obligaciones Negociables.

En relación al litigio de los tenedores de Bonos (holdouts) ante la Corte Federal de Nueva York contra la República de Argentina (de la cual YPF no es parte), los tenedores de bonos presentaron citaciones a diversas instituciones financieras en Nueva York con pedidos de información respecto a la existencia de cuentas y movimientos de cuentas que involucran a cientos de entidades supuestamente controladas total o parcialmente por la República de Argentina, como es el caso de YPF. En la audiencia del 3 de septiembre de 2013, la Corte Federal de Nueva York dictaminó que dicho pedido de información a la República de Argentina y a las instituciones financieras puede seguir su curso a fin de que los tenedores de bonos puedan determinar, inter alia, si existen evidencias de que cualquiera de esas entidades, incluida YPF, es la misma persona que la República de Argentina. Cabe destacar que la Corte Federal de Nueva York sostuvo con anterioridad que el Banco de la Nación Argentina (“BNA”), no era considerada una misma persona que la República de Argentina (alter ego), y un juez federal de California ha dictaminado recientemente que un demandante bonista solicitando pruebas de un tercero no logro establecer que YPF y la República de Argentina debían ser considerados la misma persona (alter ego). YPF no es un receptor de las citaciones judiciales y, como tal, no tiene la obligación de revelar información o participar de alguna otra forma en el pedido de información.

No podemos predecir la evolución de acontecimientos macroeconómicos futuros, ni el efecto que probablemente tengan sobre nuestro negocio, la situación financiera o el resultado de nuestras operaciones. Véase “Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con Argentina”.

El consumo de energía en Argentina ha aumentado significativamente desde 2003. El crecimiento continuo en la demanda ha conducido a la escasez de combustible y cortes de energía eléctrica, apresurando al gobierno argentino a adoptar medidas adicionales a fin de asegurar el suministro interno.. Como resultado de esta creciente demanda, la declinación de la producción de determinados productos y compañías en nuestra industria y de las medidas adoptadas por la autoridad regulatoria argentina para priorizar el suministro interno, los volúmenes de exportación de productos hidrocarbúricos, en particular del gas natural, han declinado sostenidamente durante este período. Al mismo tiempo, en el pasado reciente la Argentina ha aumentado las importaciones de gas natural y productos refinados.

El siguiente cuadro refleja la producción, las ventas, las exportaciones y las importaciones totales de petróleo crudo, gasoil y nafta correspondiente a los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
Petróleo crudo en Argentina			
Producción (mmbbl)	191,7	197,3	208,9
Exportaciones (mmbbl)	13,7	21,8	21,7
Importaciones (mmbbl)	2,6	-	-
Gasoil en Argentina			
Ventas (mcm)(1).....	14.490,6	14.076,4	14.680,2
Producción (mcm)	11.680,8	11.978,2	12.091,5
Exportaciones (mcm).....	—	—	—
Importaciones (mcm)	2,427,10	1.348,7	1.994,8
Nafta en Argentina			
Ventas (mcm)(1).....	8.579,7	7.846,3	7.320,2
Producción (mcm)	7.609,80	7.301,1	6.853,6
Exportaciones (mcm)	14,0	—	1,3
Importaciones (mcm)	378,7	53,0	143,0

(1) Incluye la totalidad de las ventas en el mercado local.

Novedades en materia política y regulatoria en Argentina, incluyendo la Ley de Expropiación

En la actualidad, la industria del petróleo y del gas en la Argentina se encuentra sujeta a ciertas políticas y regulaciones gubernamentales que hacen que (i) los precios internos que no siguen el ritmo de los precios vigentes en el mercado internacional y que hayan sido habitualmente más bajos que los precios vigentes en el mercado internacional, (ii) a regulaciones a la exportación e importación, (iii) a requerimientos respecto a la satisfacción de la demanda interna que nos obligan periódicamente a desviar la oferta del mercado externo o industrial para satisfacer la demanda de consumo interna residencial, (iv) a derechos de exportación cada vez más altos sobre los volúmenes de hidrocarburos que se permiten exportar, (v) mayores inversiones y requerimientos de gastos para satisfacer la demanda interna y (vi) incrementos de impuestos cada vez mayores. Véase “Información sobre la Emisora — Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino”. El gobierno argentino implementó estas medidas de administración de precios, de la exportación y políticas impositivas en un esfuerzo por satisfacer la creciente demanda del mercado local. Según se analiza en “Información clave sobre la Emisora - Factores de Riesgo” y en las demás secciones de este prospecto, las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y seguirán teniendo un impacto significativo sobre las empresas argentinas, incluyendo la nuestra.

El desarrollo de políticas y regulaciones relacionadas con la industria del petróleo y gas en Argentina incluyen, entre otros:

- Administración de los precios. A fin de respaldar el crecimiento económico, el gobierno argentino ha buscado limitar los aumentos de los precios de hidrocarburos que podrían afectar directamente al consumidor final a través de una serie de políticas y medidas (Ver adicionalmente-*Condiciones Macroeconómicas*). No obstante lo anterior, y para determinados productos el Gobierno ha implementado ciertos incentivos a los precios e inversiones permitiéndole a las compañías recibir importes mayores que los obtenidos a través de los precios finales, principalmente en relación con las inversiones y ciertas ventas (Ver Programas de Gas y los programas de Refinación Plus y Petróleo

Plus). Como resultado, las fluctuaciones en los precios internos de hidrocarburos de Argentina no han reflejado los aumentos o disminuciones al ritmo que los precios internacionales y regionales.

- Administración de la exportación. Desde 2004, el gobierno argentino ha priorizado la demanda interna y ha adoptado políticas y regulaciones que restringen parcialmente la exportación de ciertos productos hidrocarburíferos. Estas regulaciones han impactado en nuestras exportaciones según se detalla en el apartado “—Caída en los volúmenes de exportación.”
- Derechos de exportación. Desde la crisis económica en 2002, el gobierno argentino ha impuesto derechos de exportación respecto de ciertos productos hidrocarburíferos. Estos derechos han aumentado sustancialmente en los años siguientes al mismo tiempo que aumentaban los precios internacionales. Para una descripción de los derechos de exportación más recientes sobre exportaciones de hidrocarburos, véase “Precios internacionales del petróleo y del gas natural y derechos a la exportación en Argentina”.
- Requerimientos de la demanda local. El gobierno argentino ha dictado decretos reglamentarios que requieren que los productores inyecten más gas natural que lo establecido en sus compromisos contractuales y que suministren otros productos hidrocarburíferos al mercado local. Como resultado de lo antedicho, hemos tenido que limitar nuestras exportaciones. Adicionalmente, hemos importado gasoil con el objetivo de satisfacer la demanda doméstica, lo que ha incrementado nuestros costos operativos, véase “Costo de Ventas”.
- *Programas de Gas.* a) La Secretaría de Energía creó, bajo la Resolución N° 24/08 emitida el 13 de marzo de 2008, un programa denominado “GAS PLUS” para incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, *tight gas*, etc. El gas natural producido bajo el programa Gas Plus no estará sujeto a los precios fijados por el Acuerdo 2007-2011. Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y relación con el Gobierno Argentino — Regulación del mercado-Gas Natural”, b) El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”). Dicha resolución crea formalmente el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas están invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural (“los proyectos”) con la Comisión antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/ MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. El 23 de mayo de 2013, la Comisión aprobó el proyecto presentado por YPF . c) El 29 de noviembre 2013 la Resolución 60/2013 de la Comisión se publicó en el Boletín Oficial. La presente Resolución crea formalmente el “Programa de Estímulo adicional de inyección de gas natural para las empresas con inyección reducida”. Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas con una inyección promedio de gas natural inferior a 3,5 millones de metros cúbicos por día durante los seis meses anteriores a la emisión de la Resolución 60/ 2013 podrán solicitar su inclusión, incluyendo aquellos sin inyección de gas previa. Se invitó a las empresas a presentar a la Comisión antes del 31 de marzo 2014 proyectos para aumentar la inyección de gas natural. Las empresas que participan actualmente en el “ Programa de Estímulo adicional de inyección Gas Natural ” y que son elegibles para el nuevo programa , pueden retirarse del programa original y solicitar al nuevo programa. Los proyectos pueden tener una extensión máxima de cuatro (4) años, y los participantes pueden solicitar a la Comisión una extensión de un año, otorgada a discreción de la Comisión. El programa establece una gama de precios de garantía (7,5 US\$/ MBTU - 4 US\$/ MBTU), dependiendo de los resultados de inyección de gas natural de los productores. El

23 de mayo de 2013, la Comisión aprobó el proyecto presentado por YPF. c) El 29 de noviembre 2013 la Resolución 60/2013 de la Comisión se publicó en el Boletín Oficial. La presente Resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo adicional de inyección de gas natural para las empresas con inyección reducida". Bajo esta regulación, se pueden aplicar las empresas productoras de gas con una inyección de medio de gas natural inferior a 3,5 millones de metros cúbicos por día durante los seis meses anteriores a la emisión de la Resolución 60/2013, incluidas las que no inyectan gas en absoluto. Se invita a las empresas a presentar a la Comisión antes del 31 de marzo 2014 proyectos para aumentar la inyección de gas natural. Las empresas que participan actualmente en el " Programa de Estímulo adicional de inyección Gas Natural " y que son elegibles para el nuevo programa, pueden retirarse del programa original y solicitar al nuevo programa. Los proyectos pueden tener una extensión máxima de cuatro (4) años , renovable a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión por un año adicional. El programa establece una gama de precios de garantía (7,5 US\$/ MBTU - 4 US\$/ MBTU), que depende del rendimiento de inyección de gas natural de los productores

- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas "Refinación Plus" y "Petróleo Plus" para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. La Secretaría de Energía mediante Resolución SE N° 1.312/2008 del 1 de diciembre de 2008 aprobó la reglamentación de estos programas. Estos programas dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación a ser aplicados en la exportación de productos alcanzados por la Resolución N° 394/2007 y por la Resolución N° 127/2008 (Anexo) emitidas por el Ministerio de Economía y Producción. En febrero 2012, a través de las Notas N° 707/12 y 800/12 de la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos.
- *Declaración jurada relativa a las importaciones.* El 5 de enero de 2012, la Administración Federal de Ingresos Públicos o "AFIP" emitió la Resolución N° 3252, la cual requiere a los importadores la presentación de una declaración jurada (*Declaración Jurada Anticipada de Importación*) con anterioridad a la emisión de la orden de compra para concertar sus operaciones de compras en el exterior, con efecto desde el 1 de febrero de 2012. Dependiendo de la naturaleza de la mercadería a importar, o a otras condiciones establecidas, ciertos organismos del Estado, podrían tener acceso a esta declaración y formular objeciones. Los criterios para la aprobación o rechazo de de la declaración jurada no están legalmente definidos.
- *Reporte de información de Servicios realizados por prestadores situados en el exterior.* El 9 de febrero de 2012, la AFIP emitió la Resolución N° 3276 (modificada por la Resolución N° 3307/12), la cual requiere tanto a individuos o compañías argentinas que contraten servicios de prestadores situados en el exterior, cuando los importes a pagar igualen o superen los U.S.\$100.000, que presenten una declaración jurada (*Declaración Jurada Anticipada de Servicios*) respecto a dichos servicios, con efecto al 1 de abril de 2012.

Recientemente, la Ley de Expropiación declaró el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Además, declara como objetivo garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias argentinas y regiones. Con

fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – La Ley de Expropiación”. Tras la aprobación de la Ley de Expropiación, el gobierno argentino obtuvo el control de la Compañía. Véase “Información Clave sobre la Emisora- Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con Argentina - El Estado nacional ejerce los derechos sobre las acciones sujetas a expropiación bajo la Ley 26.741 y se espera que la Sociedad sea operada conforme a la política energética de acuerdo con la mencionada ley”.

Caída en los volúmenes de exportación

Los volúmenes exportados de varios de nuestros productos de hidrocarburos han registrado una importante caída, provocada principalmente por el aumento en la demanda interna, a la administración a la exportación, y por las caídas en la producción. Este cambio de exportaciones a ventas internas ha tenido un impacto sobre los resultados de nuestras operaciones, ya que los precios de los hidrocarburos en el mercado local en general, debido a la administración de los precios, no han mantenido el mismo nivel que los precios internacionales y regionales. No obstante lo anterior, como resultado de las retenciones a las exportaciones que afectan a los productos de hidrocarburíferos Véase “Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – Exploración y Producción, el efecto mencionado en relación con la venta de determinados productos en el mercado interno en lugar del mercado internacional actualmente no difiere considerablemente, a pesar de resultar en menores precios netos (luego de retenciones a las exportaciones) que aquellos que prevalecen en los mercados internacionales (Véase "Precios internacionales del petróleo y del gas natural y derechos a la exportación en Argentina ").

El siguiente cuadro muestra, para los ejercicios indicados, los volúmenes exportados de algunos de nuestros principales productos de hidrocarburos.

Producto	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre		
	2013	2012	2011
	(unidades vendidas)		
Gas Natural (mmcm).....	27	45	91
Naftas (mcm)	74	184	290
Fuel oil (mtn)(1)	567	544	490
Petroquímicos (mtn)	281	335	334

(1) Incluye ventas bunker por 567, 544 y 490 mtn para los ejercicios 2013, 2012 and 2011, respectivamente.

Debido a los menores volúmenes de exportación de los productos indicados precedentemente y al aumento en los derechos de exportación, la parte de nuestras ventas netas correspondientes a exportaciones disminuyeron en forma constante en los últimos años. Las exportaciones representaban 13,3%, 11,5% y 14.2%, de nuestras ventas netas consolidadas en 2013, 2012 y 2011, respectivamente. Las retenciones a las exportaciones son contabilizadas como gastos impositivos en nuestros Estados Contables Consolidados Auditados.

El gobierno argentino requiere que las compañías que prevén exportar petróleo crudo, gasoil y GLP obtengan la autorización previa de la Secretaría de Energía demostrando que se ha satisfecho la demanda interna de esos productos. Desde 2005, como la producción local de gasoil en general no ha sido suficiente para satisfacer las necesidades del consumo en la Argentina, se han restringido sustancialmente las exportaciones de dicho producto.

Precios internacionales del petróleo y del gas natural y derechos a la exportación en Argentina

Desde la crisis económica de 2002, a fin de priorizar la demanda interna, el gobierno argentino ha impuesto ciertos derechos a la exportación de algunos productos hidrocarburíferos. Estos gravámenes han aumentado en forma sustancial en los años siguientes a la par que los precios internacionales han mostrado subas repentinas. Para una descripción de estos derechos y precios de referencia véase “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Regulación del Mercado” y “Información sobre la Emisora - Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino – Impuestos”.

Estos derechos a la exportación han afectado de manera significativa la rentabilidad de las exportaciones de hidrocarburos. Además, contribuyeron a que cambiáramos las exportaciones por las ventas internas, conforme se describe en “—Caída en los volúmenes de exportación”, y a una disminución en los precios de paridad de exportación.

Estacionalidad

Históricamente, nuestros resultados han estado sujetos a fluctuaciones estacionales a lo largo del año, especialmente como resultado de la mayor venta de gas natural durante el invierno. Después de la devaluación de 2002, y como consecuencia del congelamiento del precio del gas natural impuesto por el gobierno argentino, se diversificó el uso de este combustible, generándose un aumento en su demanda de largo plazo durante todo el año. No obstante, todavía son típicamente mucho más altas en invierno las ventas de gas natural al sector residencial del mercado local argentino, cuyos precios son significativamente menores que los de otros sectores de dicho mercado.

No obstante lo anterior, durante 2013 el gobierno ha aprobado la Resolución N° 1/2013 sobre la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos. Dicha resolución crea formalmente “Programa de Estímulo de inyección de gas natural adicional”. Bajo esta regulación, las compañías productoras de gas fueron invitadas a presentar Proyectos para incrementar la inyección total de gas natural (“los proyectos”) con la Comisión antes del 30 de junio de 2013, a fin de recibir un precio de 7,5 U\$S/MBTU para todo el gas inyectado por encima de un cierto nivel (Inyección Adicional). El proyecto deberá cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución N° 1/2013, y estará sujeto a la aprobación de la Comisión. Por ejemplo, los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a pedido del beneficiario y aprobado por la Comisión. Si la empresa beneficiaria, en un determinado mes, no alcanza al aumento de producción comprometido en su proyecto, aprobado por la Comisión, tendrá que compensarlo su imposibilidad de alcanzar la inyección mínima comprometida en su proyecto. A la fecha de emisión de este Prospecto la Comisión ha aprobado el proyecto presentado por la Sociedad.

Criterios contables relevantes

Con fecha 20 de marzo de 2009, la FACPCE aprobó la Resolución Técnica N° 26, “Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB). Dicha resolución fue aprobada por la CNV a través de la Resolución General N° 562/09 del 29 de diciembre de 2009, (modificada esta última por la Resolución General N° 576/10 del 1 de julio de 2010), para ciertas entidades incluidas en la Ley de Mercado de Capitales. La aplicación de tales normas fue obligatoria para YPF a partir del ejercicio que se inicie el 1 de enero de 2012.

Presentamos nuestros estados contables conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) y que fueran adoptadas por la Resolución Técnica N° 26. Nuestros criterios contables se describen en las Notas 1 y 2 de los Estados Contables Consolidados Auditados. Las NIIF nos exigen que en los estados contables efectuemos estimaciones y presunciones que pueden afectar los montos informados de activos y pasivos, ingresos y gastos, y las exposiciones de activos y pasivos contingentes. Los resultados reales pueden diferir de dichas estimaciones. Consideramos las siguientes políticas para ser más críticos en la comprensión de los juicios que están involucrados en la preparación de nuestros estados financieros y las incertidumbres que podrían afectar nuestros resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

- Moneda funcional y moneda de presentación. Ver Nota 1.b.1) a los Estados Contables Consolidados Auditados;
- Deterioro de activos fijos. Ver Nota 1.b.8) a los Estados Contables Consolidados Auditados;
- Depreciación de propiedades productoras de petróleo y gas. Ver Nota 1.b.6) a los Estados Contables Consolidados Auditados;
- Obligaciones de abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 1.b.6) a los Estados Contables Consolidados Auditados;
- Pasivos ambientales, acciones legales y otras contingencias. Ver Notas 3 y 11 a los Estados Contables Consolidados Auditados;
- Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuesto diferido. Ver Nota 10 a los Estados Contables Consolidados Auditados.

Adicionalmente, con relación a la estimación de reservas de petróleo y gas, véase “Exploración y Producción – Reservas de Petróleo y Gas”

Principales Rubros del Estado de Resultados

La siguiente es una breve descripción de las partidas principales de nuestra cuenta de resultados.

Ingresos Ordinarios

Las ventas netas comprenden principalmente nuestras ventas consolidadas de combustibles refinados y no refinados y productos químicos, netas del pago del impuesto a la transferencia de combustibles correspondiente y el impuesto a los ingresos brutos. Las retenciones a las exportaciones son registradas como gastos de comercialización en nuestro estado de resultados integrales consolidados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como costo de producción y no se deducen al determinar las ventas netas. Véase “ Información sobre la Emisora - Exploración y Producción - Producción de petróleo y gas, los precios de producción y costos de producción" y la Nota 1.b.16) a los Estados Contables Consolidados Auditados.

Costo de Ventas

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, un desglose de nuestro costo de ventas consolidado por categoría (cifras expresadas en millones de Pesos):

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
Existencia al inicio	6.992	6.006	3.748
Compras en el año	26.323	17.974	17.679
Costos de producción (1)	42.980	32.374	25.354
Diferencia de conversión	2.227	835	368
Existencia al final del año	(9.881)	(6.922)	(6.006)
Costo de ventas	<u>68.571</u>	<u>50.267</u>	<u>41.143</u>

(1) La siguiente tabla presenta, para cada uno de los años indicados, un desglose de los costos de producción consolidadas por categoría:

	2013	2012	2011 (*)
	Cifras en millones de Pesos		
Sueldos y cargas sociales	4.211	3.229	2.430
Honorarios y retribuciones por servicios.....	393	251	247
Otros gastos de personal	1.108	782	684
Impuestos, tasas y contribuciones	1.123	590	426
Regalías, servidumbres y cánones.....	5.845	4.444	3.518
Seguros	520	208	160
Alquileres de inmuebles y equipos.....	1.747	1.315	943

	2013	2012	2011 (*)
	Cifras en millones de Pesos		
Depreciación de bienes de uso	10.766	7.832	6.141
Amortización de activos intangibles	95	90	61
Materiales y útiles de consumo	1.992	1.447	989
Contrataciones de obras y otros servicios.....	2.540	2.555	3.006
Conservación, reparación y mantenimiento	7.673	5.690	3.988
Compromisos contractuales	167	212	88
Transporte, productos y cargas.....	2.582	2.002	1.211
Combustible, gas, energía y otros	2.218	1.727	1.462
Total.....	42.980	32.374	25.354

(*) De acuerdo a información interna de la Emisora.

El costo de ventas representó el 76,1% y 74,8% de nuestras ventas netas consolidadas en 2013 y 2012, respectivamente. Nuestro costo de ventas aumentó un 36,4% desde 2012 a 2013, atribuible principalmente a: un aumento en las compras de petróleo crudo a terceros, impulsado por el aumento del precio del petróleo en el mercado interno, durante 2013; aumento de las compras de productos refinados (principalmente gasolina y diesel) de terceros, principalmente como resultado del incidente sufrido por nuestra refinería de La Plata durante abril 2013, un incremento en las regalías, dada principalmente por mayores precios de crudo en boca de pozo como resultado de lo expuesto anteriormente; mayores costos laborales; mayores costos relacionados con la renegociación de ciertos contratos de servicios a partir de la actualización de tarifas; y mayores depreciaciones de activos fijos como resultado de mayores inversiones en activos fijos y revalorización de activos en Pesos, como resultado de la depreciación del Peso Argentino frente al Dólar, la cual es nuestra moneda funcional.

Otros (egresos) ingresos netos

La cuenta Otros (egresos) ingresos netos comprende principalmente provisiones para juicios pendientes y otros reclamos, costos estimados para trabajos de remediación ambiental y provisiones para planes de beneficios definidos y otros beneficios post-jubilatorios. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2013 también incluye US\$ 300 millones correspondientes a la indemnización de los daños Coke A y pérdidas operativas para 2013 relacionadas con la cobertura de seguro por el incidente de la refinería de La Plata sufrido en abril de 2013 (Ver adicionalmente nota 11.b a los Estados Financieros consolidados Auditados).

Resultados financieros y por tenencia

Los resultados financieros y por tenencia incluyen en el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados y perdidos y diferencias de cambio.

Impuesto a las ganancias

Las tasas impositivas efectivas para los ejercicios analizados en este prospecto difieren de la tasa legal del impuesto de sociedades en la Argentina (35%) principalmente debido a la registración del impuesto diferido como resultado del efecto de la aplicación de la tasa actual del impuesto (35%) en la diferencia generada entre la valuación fiscal de los bienes de uso y activos intangibles (para los cuales no es aceptable cualquier

remediación de su valor original en pesos bajo la ley de impuesto a las ganancias) y su valor contable bajo NIIF, medido en su moneda funcional y convertido a pesos tal como se describe en la Nota 1.b.1) a nuestros Estados Contables Consolidados Auditados. Véase Nota 10 de los Estados Contables Consolidados Auditados para una descripción más detallada de la diferencia entre la tasa efectiva de impuesto a las ganancias y la tasa legal de dicho impuesto.

Resultados de las Operaciones

Resultados consolidados de las operaciones en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

La siguiente tabla muestra cierta información financiera como porcentaje de ventas netas para los años indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	(porcentaje de ingresos ordinarios)		
Ingresos ordinarios	100,0%	100,0%	100,0%
Costo de ventas	(76,1)	(74,8)	(73,2)
Utilidad bruta	23,9	25,2	26,8
Gastos de administración	(3,0)	(3,3)	(3,2)
Gastos de comercialización	(8,4)	(8,4)	(9,7)
Otros egresos, netos	0,8	(0,8)	(0,1)
Gastos de exploración	(0,9)	(0,9)	(1,0)
Utilidad operativa	12,4	11,8	12,8

Los siguientes cuadros presentan, para los ejercicios indicados, el volumen y precio de las ventas consolidadas que realizamos de nuestros principales productos en el mercado local y externo, respectivamente. Debido a que los volúmenes de productos de exportación disminuyeron, la porción de nuestros ingresos netos destinado a la exportación han disminuido continuamente en los últimos años. Las exportaciones representaban 13,3%, 11,5% y 14,2%, de nuestras ventas netas consolidadas en 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

Mercado Local

Por el período finalizado el 31 de Diciembre de,

Producto	2013		2012		2011	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾
	<i>(in pesos)</i>		<i>(in pesos)</i>		<i>(in pesos)</i>	
Gas natural	11,092 mmc	817/mcr	12,176 mmc	375/mcm	12,170 mmc	341/mcm
Gasoil	8,098 mc	4,277/cr	8,029 mc	3,409/cm	8,546 mc	2,613/ cm
Naftas	4,545 mc	3,895 / cr	4,128 mc	3,000/ cm	3,884 mc	2,400/ cm
Fuel oil	734 m	2,963 /to	736 n	2,467/ton	353 n	1,997/ton
Petroquímicos	579m	4,189/to	609 n	3,210/ton	665 n	2,669/ton

Exportaciones

Por el período finalizado el 31 de Diciembre de,

Product	2013		2012		2011	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾
	<i>(in pesos)</i>		<i>(in pesos)</i>		<i>(in pesos)</i>	
Gas natural	27 mmcm	4,540/mcm	45 mmcn	3,096/mcr	91 mmcm	2,115/mcr
Naftas	74 mcm	5,274/ cm	131 mcn	4,398/ cr	290 mcm	2,730/ cr
Fuel oil	567 mtn	3,157/ton	544 mti	2,777/tor	490 mtn	2,507/tor
Petroquímicos (2)	281 mtn	5,262/ton	335 mti	4,521/tor	334 mtn	4,038/tor

(1) Los precios promedio indicados son antes de retenciones a las exportaciones aplicables a nuestro cargo.

(2) Incluye exportaciones de refinado parafínico.

Ingresos Ordinarios

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2013 fueron de \$ 90.113 millones, lo que representa un aumento del 34,1% en comparación con la suma de \$ 67.174 millones correspondiente a 2012. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Compañía antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante 2013 y comparado con 2012, el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 7.259 millones representando un incremento del 27%. Adicionalmente, el precio promedio obtenido por la Compañía para el mix de gasoil representó durante el año 2013 un incremento de aproximadamente 25,4% respecto al precio promedio obtenido en 2012. Este efecto se vio acompañado a su vez, con un leve aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestros productos Diesel 500 y Eurodiesel en el segmento de estaciones de servicio, compensado parcialmente con una disminución del volumen de ventas de Ultradiesel en los segmentos de estaciones de servicio y de transporte;

- Con respecto a las naftas, durante 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 10,1% (12,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante 2013 el precio promedio obtenido por la Compañía para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 29,8% recomparado con el año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por ventas de naftas de aproximadamente \$ 5.320 millones, el cual representa un incremento porcentual de 43%, en 2013;
- Las ventas de fuel oil aumentaron en 2013 por aproximadamente Ps. 359 millones, en comparación con 2012, en el mercado nacional, lo que representó un aumento de aproximadamente 19,8%. Los volúmenes comercializados localmente durante 2013 se mantuvieron casi sin variación respecto a 2012 (734 mil toneladas en 2013 versus 736 mil toneladas en 2012), habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización temporal por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, su precio promedio se incrementó durante 2013 aproximadamente 20,1% con relación a 2012.
- Los ingresos por ventas de petróleo crudo a terceros aumentaron aproximadamente \$ 1.702 millones comparado con 2012, lo que representa un aumento del 298%. Este aumento fue debido a la disminución temporal en la capacidad de procesamiento de nuestro segmento de Downstream, mencionada en el párrafo anterior, se registraron excedentes de producción y por ende se incrementaron los volúmenes vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 123 mil m3) como también se realizaron ventas al exterior de unos 378 mil m3 en 2013.
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico representaron un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 4.492 millones comparado con 2012, el cual respresentó un aumento del 98%. Este aumento se debió a una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, como GNC, usinas y algunas industrias. Adicionalmente, en 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El incremento fue parcialmente compensado por una disminución principalmente en las ventas al segmento de generación de energía y en segundo lugar en el GNC. Los ingresos por comercialización de granos y productos relacionados se incrementaron en 2013 por Ps.1,013 millones en comparación con 2012, lo que representó un incremento de 78,9%, principalmente como resultado de mayores volúmenes de exportación, parcialmente compensado por menores ventas en el mercado local; y
- Finalmente, también contribuyen al incremento de ingresos, la consolidación a partir de la toma de control de las ventas de Gas Argentino S.A. (controlante de MetroGAS S.A.) por \$ 1.363 millones y de YPF Energía Eléctrica S.A. por \$ 266 millones, tal como se describe en la nota 13 a los Estados Contables Consolidados.

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2012 fueron de \$ 67.174 millones, lo que representa un aumento del 19,5% en comparación con la suma de \$ 56.211 millones correspondiente a 2011. La evolución y

comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Consecuentemente, durante el corriente año la evolución de los principales sectores productivos en la Argentina se ha visto afectada, entre otros, por el impacto de condiciones climáticas adversas sobre la campaña agrícola 2011/2012, reduciendo el nivel de cosechas y por ende los volúmenes demandados de gasoil. En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 5 mil millones, lo cual representó un aumento del 22,6%. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante 2012 un incremento de aproximadamente 30% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto antes mencionado fue parcialmente compensado con la disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 6,0%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- Los ingresos por ventas de nafta aumentaron en 2012 por Ps. 3.068 millones en comparación con 2011, lo que representó un aumento del 32,9%. Este aumento se debió a un un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 6,3%. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 25% respecto al precio promedio obtenido en 2011;
- Los ingresos por ventas de fuel oil aumentaron en 2012 por Ps. 1.395 millones en comparación con 2011, lo que representó un aumento del 72,2%. Este aumento se debió a que los volúmenes comercializados localmente durante 2012 se incrementaron aproximadamente 108% respecto a 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2012 aproximadamente 24% con relación a 2011.
- Los ingresos por ventas de gas natural en Argentina se incrementaron en 2012 por Ps. 420 millones en comparación con 2011, lo que representó un incremento del 10,1%. Este incremento se debió al aumento del precio promedio del gas natural vendido por la Compañía en aproximadamente un 10% durante 2012. El volumen de gas natural vendido en Argentina durante el año 2012 se mantuvo estable con respecto a 2011.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent se mantuvo casi sin modificación en su promedio del año 2012 y con respecto al promedio del año anterior.

Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 431 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con

relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, todo lo cual representó un efecto neto positivo entre ambos períodos de aproximadamente \$ 194 millones.

Para más información sobre nuestras ingresos ordinarios para los ejercicios mencionados anteriormente, véase "-Los resultados de las operaciones por segmento de negocio para los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2013, 2012 y 2011."

Costo de Ventas

El costo de ventas en 2013 fue de \$ 68.571 millones, en comparación con los \$ 50.267 millones en 2012, lo que representó un aumento del 36,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores volúmenes de compras y costos pagados por combustibles resultaron un aumento de costo de \$ 8.349 millones. Este aumento en el costo de ventas se debió a mayores importaciones de gas oil, mayormente de bajo contenido de azufre (Eurodiesel) y de naftas Súper y Premium, todo ello con el objetivo de satisfacer la demanda según se menciona anteriormente, considerando los efectos del siniestro que afectara nuestra refinería en La Plataque redujo la capacidad de procesamiento de la Sociedad. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de combustibles de aproximadamente \$ 2.946 millones o 78%. Adicionalmente, se realizaron mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 342 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) añadidos al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en 2013 fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 18,6% los volúmenes comprados, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 916 millones;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 2.934 millones o 37% debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Compañía;
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Compañía de aproximadamente \$ 1.974 millones o 27%. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad, fundamentalmente en Upstream, donde la Compañía ha logrado detener la curva de declino de producción de crudo e incluso incrementar la producción de gas natural;
- Durante 2013 (especialmente durante el primer trimestre) se compraron a terceros aproximadamente 150 mil metros cúbicos de crudo más con respecto al año anterior, principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante, y con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas generadoras de electricidad, entre otros. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 24,5% en 2013 y en comparación con el registrado en el año anterior, fundamentalmente como consecuencia del impacto de la

depreciación del Peso Argentino frente al Dólar. El efecto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 1.871 millones o 31%;

- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 1.308 millones o 33%;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 1.258 millones o 37%, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante 2013, y en comparación con el año anterior, mostró un leve aumento del 2,5%, alcanzando los US\$ 77 por barril al cierre de 2013; esto efectivamente tiene un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 20,4% ocurrida entre ambos ejercicios). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012.

El costo de ventas en 2012 fue de \$ 50.267 millones, en comparación con los \$ 41.143 millones en 2011, lo que representa un aumento del 22,2%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Aumento en las regalías de crudo, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, el precio de compra promedio durante 2012 ascendió a US\$ 72,0 por barril, mientras que en 2011 el mismo fue de US\$ 59,7, todo lo cual tiene asimismo un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 10,3% ocurrida durante 2012). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al año 2012 se vio incrementado como consecuencia de los mayores volúmenes de crudo producidos (la producción de crudo se incrementó 2,5% durante 2012), y por el aumento de las alícuotas registrados en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones recientemente, como Mendoza a finales de 2011 y Santa Cruz a finales del presente año 2012.
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen fundamentalmente en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año. Adicionalmente, la mayor actividad desarrollada durante 2012, tanto en lo vinculado a los recursos no convencionales como así también a sus yacimientos maduros, ha resultado en un incremento de los costos operativos del corriente año; los resultados potenciales de estos esfuerzos, sujetos al riesgo propio de la industria, no son observables en el corto plazo y, como tal, se espera comenzarán a dar sus frutos en un futuro próximo.
- Incrementos salariales fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes.
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.691 millones con motivo de la mayor producción de crudo registrada en el presente ejercicio, según lo anteriormente mencionado, así como también debido a las mayores inversiones en activos y a la

mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad.

- Durante 2012 se compraron a terceros aproximadamente 772 mil metros cúbicos de crudo menos respecto al año anterior, principalmente con motivo de la menor producción propia en el segundo trimestre de 2011, como así también por la menor disponibilidad de crudo neuquino (liviano) en el mercado en el primer trimestre de 2012. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 34% en 2012 y en comparación con el registrado en el año pasado, fundamentalmente como consecuencia de los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y en menor medida, teniendo en cuenta el efecto del incremento en el tipo de cambio, ya que los mismos son fijados en dólares. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 334 millones.
- Adicionalmente, también se realizaron menores importaciones de gas oil automotor común y de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al año 2011.

Cabe destacar también que en 2012 se incrementaron aproximadamente en un 23% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes. Asimismo, estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, puntualmente en el caso del bioetanol, atento a las cotizaciones internacionales para dicho producto.

Gastos de Administración

Los gastos de administración correspondientes a 2013 fueron \$ 2.686 millones, presentando un aumento de \$ 454 millones (20,4%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales en el transcurso del año 2012 y durante 2013, como así también debido a mayores cargos por honorarios por asesoramiento jurídico vinculados a ciertas contingencias y por la incorporación al proceso de consolidación de Metrogas S.A., a partir de la toma de control en Mayo 2013, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados Auditados.

Los gastos de administración correspondientes a 2012 presentan un aumento de \$ 410 millones (22,5%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2012, como así también debido a mayores cargos por honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización en 2013 ascendieron a \$ 7.571 millones, comparados con \$ 5.662 millones en 2012, lo que representó un incremento del 33,7%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia del aumento de los volúmenes

exportados durante 2013, principalmente de crudo según se menciona anteriormente, y gas licuado, y en comparación con 2012. Las mayores retenciones correspondientes a las exportaciones de petróleo realizadas durante el segundo y tercer trimestre de 2013 ascendieron aproximadamente a \$ 367 millones en 2013.

Los gastos de comercialización en 2012 ascendieron a \$ 5.662 millones, comparados con \$ 5.438 millones en 2011, lo que representa un incremento del 4,1%, motivada fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, efecto que fue parcialmente compensado por las menores retenciones a las exportaciones, como consecuencia de los menores volúmenes exportados de nafta virgen, refinado parafínico liviano y gas licuado durante 2012.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 829 millones en la presente gestión, con un incremento neto de \$ 247 millones con respecto a 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de seis pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no se consideraba realizar un desarrollo adicional en ellos.

Los gastos de exploración han mantenido sin variación significativa en 2012 y con respecto a 2011, principalmente como resultado de similitud en los importes vinculados a actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas e imputada a resultados en el año 2011, y el cargo por el abandono definitivo del pozo improductivo Jaguar correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana en 2012. Asimismo amerita destacarse también que la actividad exploratoria desarrollada a partir del compromiso de la Sociedad en materia de búsqueda de nuevos recursos en la Argentina, lo cual implica la concentración de importantes recursos de la Sociedad, continuó y continuará siendo uno de sus objetivos estratégicos.

Otros egresos, netos

Los Otros Ingresos (Egresos) netos correspondientes a 2013 fueron positivos en \$ 704 millones, en comparación con los \$ 528 millones negativos correspondientes a 2012. Este aumento se explica fundamentalmente por el efecto neto de los siguiente factores: los US\$ 300 millones (Ps. 1.956 millones) reconocidos en nuestro resultado operativo correspondiente a la compensación parcial de los daños del Coke A y pérdidas operativas para 2013 relacionadas con la cobertura de seguro por el incidente de la refinería de La Plata en Abril de 2013, parcialmente compensado por el efecto no material imputable a la cancelación total del valor contable del Coke A de la refinería de la Plata y cancelación parcial del valor contable de la Unidad Topping C; la Compañía ha provisionado su mejor estimación respecto a los reclamos bajo arbitraje con AES Uruguaiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados Auditados).

Tal como se mencionara precedentemente, la Compañía se vio afectada por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó toda el área de La Plata, Berisso y Ensenada y en particular nuestra Refinería La Plata. Este hecho de características absolutamente inusuales, ha afectado ciertos activos de la Compañía, y también ha tenido un impacto en los márgenes operativos vinculados a nuestro segmento de Downstream. Desde el temporal, la Compañía ha realizado esfuerzos muy significativos a partir de ese momento, tendiendo tanto a mantener satisfecha su demanda, así como para restaurar la capacidad de

procesamiento de la unidad Topping C en la fecha prevista, la cual se ha encontrado totalmente operativa desde finales de mayo de 2013.

Con relación a Otros Egresos netos, durante 2012 se vio afectado fundamentalmente por cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings, a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios. Asimismo, en cuanto a la actividad propia de YPF S.A., durante el pasado ejercicio 2011 se habían percibido aproximadamente \$ 135 millones como compensación del seguro ante el siniestro ocurrido en la plataforma de la UTE Magallanes en 2010.

Utilidad Operativa

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2013 alcance los \$ 11.160 millones, en comparación con los \$ 7.903 millones correspondientes al año 2012, lo que representó un aumento de aproximadamente \$ 3.257 millones o 41,2%

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2012 alcance los \$ 7.903 millones, en comparación con los \$ 7.188 millones correspondientes al año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 9,9%.

Resultados Financieros

Los resultados financieros correspondientes a 2013 fueron \$ 2.835 millones, en comparación con los \$ 548 millones correspondientes al año anterior. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio durante 2013 y también debido a mayores tasas de interés aplicables a la deuda debido a los cambios en las condiciones del mercado en Argentina, lo que fue parcialmente compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor depreciación observada durante 2013 respecto al mismo período del año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Compañía.

Los ingresos financieros para el 2012 fueron \$ 548 millones, en comparación con los \$ 287 millones negativos correspondientes al año 2011. Este ingreso fue principalmente debido a los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y a mayores tasas durante el ejercicio 2012, fue más que compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante 2012 respecto al año anterior, y atento a la moneda funcional de la Sociedad y a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para 2011 fue de \$ 9.774 millones (no obstante ascender dicho monto al 31 de diciembre de 2011 a \$ 12.198 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para 2012 fue de \$ 14.651 millones (siendo el saldo al 31 de diciembre de 2012 de \$ 17.104 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 era de \$ 1.112 millones, mientras que al 31 de diciembre de 2012 el mismo ascendió a \$ 4.747 millones.

Impuestos a las Ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias en 2013 alcanzó los \$ 9.269 millones, aproximadamente \$ 4.606 millones superior al cargo correspondiente al año anterior, el cual alcanzó los \$ 4.663 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias, \$ 2.844 millones y \$ 2.720 millones, respectivamente para los años 2013 y 2012, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 6.425 millones en 2013 y \$ 1.943 millones en 2012 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Compañía, lo cual representa en este último caso un incremento de aproximadamente \$ 4.482 millones que afectará los resultados de la Compañía.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2012 alcanzó los \$ 4.663 millones, aproximadamente \$ 1.522 millones superior al cargo correspondiente al año 2011 el cual alcanzó los \$ 3.141 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias y según se menciona previamente, \$ 2.720 millones y \$ 2.495 millones, respectivamente para los años 2012 y 2011, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 1.943 millones en 2012 y \$ 646 millones en 2011 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

Para información adicional en nuestro gasto por impuesto a las ganancias ver Nota 10 a los Estados Contables Consolidados Auditados.

Utilidad Neta y Otros Resultados Integrales

La utilidad neta correspondiente a 2013 fue de \$ 5.079 millones, en comparación con \$ 3.902 millones para el año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 30,2%, debido a los factores descriptos anteriormente.

La utilidad neta correspondiente al año 2012 fue de \$ 3.902 millones, en comparación con \$ 4.445 millones para el año 2011, lo que representa una disminución aproximada del 12,2%, producto de los efectos mencionados anteriormente.

Los otros resultados integrales en 2013 ascendieron a \$ 12.031 millones, comparados con \$ 4.241 millones para 2012, lo que representó un incremento del 183,7% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, debido al impacto de la depreciación del peso frente al dólar, que es la moneda funcional de la Compañía y los cambios en el tipo de cambio peso/dólar.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente a 2013 fue de \$ 17.110 millones, en comparación con \$ 8.143 millones para 2012, lo que representó un incremento del 110,1%.

Los otros resultados integrales en 2012 ascendieron a \$ 4.241 millones, comparados con \$ 1.852 millones en 2011, lo que representa un incremento del 129,0% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2012 fue de \$ 8.143 millones, en comparación con \$ 6.297 millones para el año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 29,3%.

Resultados de operaciones por segmento de negocio por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

Hemos reorganizado recientemente nuestra estructura de reporte para agrupar los segmentos "Química" y "Refino y Marketing" en un nuevo segmento "Downstream". Hicimos este cambio principalmente a causa de la estrategia común compartida por los ex segmentos de "Refino y Marketing" y "Química" y, a la luz de las sinergias que participan en sus actividades para maximizar de oferta de combustible al mercado en términos de volumen y calidad. En consecuencia, la Sociedad ha ajustado la información comparativa de los años 2012 y 2011 para reflejar dicha reorganización.

La siguiente tabla muestra las ventas netas y utilidad de operativa para cada una de nuestros segmentos de negocio para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre 2013, 2012 y 2011:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2013	2012	2011
	(en millones de pesos)		
Ingresos ordinarios (1)			
Exploración y Producción (2)			
Ingresos ordinarios.....	3.851	1.135	269
Ingresos intersegmentos (3)	38.846	30.179	23.401
Total de Exploración y Producción.....	<u>42.697</u>	<u>31.314</u>	<u>23.670</u>
Refino y Marketing (4)			
Ingresos ordinarios.....	85.624	65.047	54.636
Ingresos intersegmentos	1.147	1.069	848
Total Refino y Marketing	<u>86.771</u>	<u>66.116</u>	<u>55.484</u>
Administración Central y Otros			
Ingresos ordinarios.....	638	992	1.306
Ingresos intersegmentos	2.285	1.243	651
Total Administración Central y Otros.....	<u>2.923</u>	<u>2.235</u>	<u>1.957</u>
Menos ventas y servicios intersegmentos.....	<u>(42.278)</u>	<u>(32.491)</u>	<u>(24.900)</u>
Total Ingresos ordinarios	<u>90.113</u>	<u>67.174</u>	<u>56.211</u>
Utilidad (pérdida) operativa			
Exploración y Producción.....	6.324	5.730	4.067
Downstream.....	6.721	4.095	5.466

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2013	2012	2011
	(en millones de pesos)		
Administración Central y Otros	(1.522)	(2.492)	(1.714)
Ajustes de consolidación.....	(363)	570	(631)
Total de Utilidad operativa	11.160	7.903	7.188

- (1) Los ingresos ordinarios se exponen netos del pago del impuesto a la transferencia de combustibles y el impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 2.k) a los Estados Contables Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos ordinarios. Véase la Nota 1.b.16) a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2012.
- (2) Incluye costos de exploración en Argentina, Guyana y Estados Unidos.
- (3) Los ingresos inter-segmento de petróleo crudo a Downstream se registraron a precios de transferencia que reflejan nuestras estimaciones de los precios del mercado argentino.

Exploración y Producción

Durante el año 2013, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 6.324 millones frente a la utilidad de \$ 5.730 millones correspondiente al año 2012, representando un incremento del 10,4%.

Es un hecho destacable positivamente en el año 2013 que la producción total de crudo fue un 2,2% superior a la producción registrada en año 2012 y dicho incremento se eleva al 2,81% si sólo se considera la producción de los campos operados por YPF, mostrando de esta forma los esfuerzos de la Compañía en revertir la curva de declinación de producción a partir de mediados de 2012. Dentro de la operatoria comercial entre segmentos, el volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream fue un 2,8% inferior durante el año 2013, comparado contra el año anterior, motivado fundamentalmente en la disminución temporal en su capacidad de procesamiento sufrida por nuestra Refinería de La Plata debido a ya mencionado siniestro del pasado 2 de abril. Como consecuencia de esto, durante 2013 se incrementaron los volúmenes de ventas de crudo a terceros en el mercado local (incremento de unos 123 mil m³) y se exportaron también unos 378 mil m³, principalmente en el segundo trimestre del presente año, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012.

El precio intersegmento medido en dólares correspondiente al año 2013 se incrementó levemente (2,7%, no obstante dicha variación un incremento de aproximadamente 23,7% medido en Pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar) con relación al año anterior.

En términos de gas natural, la producción de los primeros nueve meses de 2013 alcanzó los 33,9 millones de metros cúbicos diarios, lo cual representó un incremento de aproximadamente 1,4% frente al año anterior, y dicho incremento se eleva al 4,4% si sólo se considera la producción de los campos operados por YPF, mostrando en consecuencia una reversión de la curva de declinación de producción que venía observándose. La totalidad de la producción de gas natural, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Compañía en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Adicionalmente, el segmento de Exploración y Producción registra el incentivo a la producción de gas creado a través del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, lo cual representó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 4.281 millones en el presente ejercicio.

Como resultado de los factores anteriormente mencionados, los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron un 36,4% durante el año 2013 con relación al año anterior.

Los gastos operativos del segmento de Exploración y Producción durante 2013 comparado con el año 2012, se vieron afectados por los siguientes factores:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 2.713 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período de 2012, debido a mayores inversiones realizadas durante 2012 y 2013, como así también debido a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Compañía;
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Compañía de aproximadamente \$ 1.974 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, que dio lugar a la reversión de la curva de declino de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad, a lo que se sumó un incremento de tarifas en pesos;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 1.258 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante 2013, y en comparación con el año anterior, mostró un leve aumento del 2,5%, alcanzando los US\$ 77 por barril al cierre de 2013, aunque esto efectivamente tiene un mayor impacto si se lo expresa en pesos, atento a la devaluación promedio de 20,4% del peso frente al dólar). Adicionalmente, el monto de regalías pagadas correspondientes al año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012; y
- Registración de la mejor estimación por parte de la Compañía respecto a los valores objeto de los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidmientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables Auditados).

Las ventas netas del segmento Exploración y Producción en 2012 ascendieron a \$ 31.314 millones, lo que representa un aumento del 33,6% respecto de los \$ 23.670 millones correspondientes al año 2011. Las ventas intersegmento, que fundamentalmente consistieron en ventas de petróleo crudo, se incrementaron en \$ 6.778 millones en 2012, debido al incremento de aproximadamente un 30% (18% si se lo mide en dólares) del precio interno promedio del año correspondiente a las transferencias entre segmentos de negocio, las cuales recogen la evolución de los precios del mercado doméstico para nuestra canasta de crudos, y debido también al aumento del 4,5% en los volúmenes transferidos, todo ello comparado con los precios y volúmenes de transferencia correspondientes al año anterior. Con respecto al precio promedio del gas natural vendido en el mercado interno, se observa una parcial recomposición de los mismos durante el año 2012 respecto al año anterior, fundamentalmente en el segmento de GNC y en algunas industrias en el mercado argentino, todo lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 420 millones. Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 431 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total

correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, lo cual representó un efecto neto entre ambos períodos de aproximadamente \$ 194 millones.

La utilidad operativa del segmento de Exploración y Producción aumentó un 40,9% hasta \$ 5.730 millones en 2012 en comparación con los \$ 4.067 millones registrados en 2011. El aumento de las ventas de petróleo crudo mencionado en el párrafo anterior se vio parcialmente compensado por el incremento de los gastos operativos. Los gastos operativos aumentaron un 30,5% debido fundamentalmente a: i) incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.413 millones, fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior; ii) incrementos en los rubros de contrataciones de obras y servicios de reparación y mantenimiento por aproximadamente \$ 1.245 millones, principalmente como consecuencia de la renegociación de las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad, como así también a partir de la mayor actividad desarrollada durante 2012, y tal cual se menciona en párrafos precedentes; iii) incremento en las regalías de petróleo por aproximadamente \$ 929 millones, principalmente por la mayor valorización en boca de pozo del mismo, según se menciona precedentemente y por el incremento de las alícuotas registrados en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones últimamente, como Mendoza a finales de 2011 y Santa Cruz a finales del año 2012 y, iv) mayores cargos por remediaciones ambientales en el país por \$ 374 millones aproximadamente.

Cabe mencionar también que los cargos exploratorios imputados a resultados se han mantenido sin variación significativa en 2012 y con respecto al año anterior, principalmente como resultado de similitud en los importes vinculados a actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas e imputada a resultados en el año 2011, y el cargo por el abandono definitivo del pozo improductivo Jaguar correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana en 2012. Asimismo amerita destacarse también que la actividad exploratoria desarrollada a partir del compromiso de la Sociedad en materia de búsqueda de nuevos recursos en la Argentina, lo cual implica la concentración de importantes recursos de la Sociedad, continuó y continuará siendo uno de sus objetivos estratégicos.

La producción de petróleo, condensado y líquidos en 2012 aumentó un 1,0% con respecto al año 2011, alcanzando los 275 mil barriles diarios, pudiendo considerarse sin embargo que este último año no constituye un ejercicio de referencia en términos de producción en atención a las razones mencionadas en la Asamblea de Accionistas de fecha 17 de Julio del año 2012. La producción de gas natural en 2012 disminuyó el 2,1% hasta 1.179 millones de pies cúbicos por día desde 1.208 millones de pies cúbicos por día en 2011 (33,4 y 34,2 millones de metros cúbicos por día en 2012 y 2011, respectivamente). Esta disminución fue principalmente consecuencia de la declinación natural de la producción de nuestros campos, dada la característica general de madurez de los mismos. Atento a lo mencionado previamente, la producción total de petróleo, condensado, líquidos y gas natural, expresada en barriles equivalentes de petróleo, ascendió a 177 millones en 2012 (aproximadamente 485 mil barriles diarios), en comparación con 178 millones en 2011 (aproximadamente 488 mil barriles diarios).

Downstream

En el año 2013, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, distribución de gas natural y generación de energía eléctrica, registró una ganancia operativa de \$ 6.721 millones en comparación con \$ 4.096 millones del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados durante 2013, se destacan los siguientes:

- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el año 2013 y comparado con 2012, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 7.259 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Compañía para el mix de gasoil presentó durante el ejercicio actual un incremento de aproximadamente 25,4% respecto al precio promedio obtenido en 2012. Además, hubo un ligero aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1% fundamentalmente en nuestros

productos Diesel 500 y Eurodiesel, en el segmento de estaciones de servicio, el cual fue compensado parcialmente con una disminución de ventas de Ultradiesel en los segmentos de estaciones de servicio y transporte;

- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el año 2013, de aproximadamente \$ 5.320 millones en comparación con el año anterior. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 10,1% (12,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante 2013 el precio promedio obtenido por la Compañía para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 29,8% respecto al precio promedio obtenido en 2012;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2013 se mantuvieron casi sin variación respecto a 2012 (aproximadamente 734 mil toneladas en 2013 versus 736 mil toneladas en 2012), lo cual representó fundamentalmente las ventas al mercado de generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización sufrida temporalmente por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, el precio promedio del fuel oil se incrementó durante 2013 aproximadamente 20,1% con relación al año anterior. Todo esto tuvo un impacto positivo conjunto de aproximadamente \$ 359 millones en los ingresos por ventas de este producto con respecto a 2012;
- Las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, en el presente ejercicio mayores volúmenes y mayores precios de aromáticos, LAB y alcoholes, y menores volúmenes de metanol, aunque con mayores precios, todo lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 470 millones con respecto a 2012. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de solventes, similares de metanol y menores de corte parafínico liviano y alcoholes, aunque con mejores precios en toda la canasta de productos exportados, con un efecto neto negativo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 33 millones.
- Mayores volúmenes importados de naftas Súper y Premium y de gas oil, principalmente en su variedad de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), habiéndose efectuado estas últimas también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2012, lo que produjo un efecto combinado de aumento en los importes netos de aproximadamente \$ 2.946 millones. Estas importaciones, al igual que las mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 342 millones, se llevaron adelante con el objetivo de mantener el nivel de satisfacción de la demanda;
- Mayores volúmenes y costos en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes (ley N° 26.093), especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado aproximadamente en un 18,6% los volúmenes comprados. Todo esto representó un incremento de aproximadamente \$ 916 millones;
- Durante 2013 (especialmente durante el primer trimestre) se compraron a terceros aproximadamente 150 mil m³ de petróleo crudo más con respecto al año anterior, con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas generadoras de electricidad, entre otros. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 24,5% en 2013 y en comparación con el registrado en el año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, y según se menciona en párrafos precedentes. El efecto de lo mencionado previamente determinó un

incremento neto de las compras de crudo a otros productores de aproximadamente \$ 1.871 millones. Asimismo, el precio promedio de compra de crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 23,7% en 2013 respecto al año anterior;

- En relación a los costos de producción, durante 2013 se observa un aumento en las tarifas de transporte de crudo y materias primas y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales,. Asimismo, principalmente en el segundo y tercer trimestre de 2013 también se registraron cargos vinculados a la reparación de los daños causados por el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata afectada por el temporal sin precedentes que tuvo lugar el 2 de abril de 2013, vinculados a limpieza, remediación y reparaciones generales del Complejo. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos utilizada para el cálculo del indicador se incrementó aproximadamente un 32,8% y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona en el párrafo siguiente, el costo de refinación se incrementó en el año 2013 aproximadamente un 38,2% en comparación con el año 2012, siendo el actual de aproximadamente \$ 37,5 por barril;
- Se registraron incrementos en las provisiones por remediación ambiental por aproximadamente \$ 287 millones en 2013 comparado con el año anterior, principalmente por mayores trabajos relevados en las unidades de negocios de Refino y Comercial; y
- En términos de gas natural, la Compañía, al igual que en el año anterior, ha continuado con su aporte a la satisfacción de la demanda doméstica, destinando prácticamente la totalidad de su producción al mercado interno. En cuanto a volúmenes, en el presente ejercicio se registró un similar nivel de despachos a distribuidoras del segmento residencial, habiéndose producido una disminución en los volúmenes destinados a usinas, a GNC y a comercializadoras y clientes del segmento industrial. En materia de precios, se observa una parcial recomposición de los mismos fundamentalmente en los segmentos de GNC e industrias en el mercado argentino. Por otra parte, en las ventas a nuestra compañía participada Mega, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, el precio promedio de venta medido en dólares disminuyó aproximadamente un 9,1%, habiéndose incrementado aproximadamente un 9,4% si se lo expresa en pesos.

Durante 2013 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 278 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 3,6% por debajo del nivel observado en el año anterior. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata por el siniestro que se describe en el párrafo siguiente, mereciendo destacarse que los otros dos complejos de refinación de la Compañía, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, funcionaron prácticamente al 100% de su capacidad durante 2013.

El 2 de abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, registrando mas de 400 mm de lluvia (el cual fue el máximo registrado en el area) Las fuertes lluvias interrumpieron los sistemas de la refinería y causaron el incendio que afectaron las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejo fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbbbl/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A se ha cerrado de forma permanente desde la tormenta, y, después de un gran esfuerzo de restauración, la unidad de Topping C ha reanudado la operación completamente a capacidad nominal a finales de mayo de 2013.

Con respecto a este incidente, durante 2013 hemos reconocido US\$ 300 millones en el resultado operativo correspondiente a la compensación parcial de los daños Coke A y pérdidas operacionales para 2013 relacionadas con la cobertura de seguro para el incidente sufrido en la refinería de La Plata en Abril de 2013, parcialmente compensado por el efecto no material imputable a la cancelación total del valor contable del Coke A de la refinería de la Plata y cancelación parcial del valor contable de la Unidad Topping C.

Para información relacionada con los ingresos y costos de las subsidiarias MetroGAS SA e YPF Energía Eléctrica SA, la cual empezamos a consolidar en el segundo y tercer trimestre de 2013, respectivamente, véase la nota 13 a los Estados Financieros Auditados Consolidados.

Las ventas netas en 2012 fueron de \$ 66.116 millones, lo que representa un incremento del 19,2% con respecto a \$ 55.484 millones en ventas netas registradas en 2011.

En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011 se produjo una disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 6,0%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó un incremento de aproximadamente 30% respecto al precio promedio obtenido en 2011;
- Contrariamente a lo mencionado previamente, durante 2012 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 6,3%. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 25% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto neto de las variaciones antes mencionadas representaron un incremento de los ingresos de aproximadamente \$ 3,1 mil millones en 2012 y respecto a 2011;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2012 se incrementaron aproximadamente 108% respecto a 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2012 aproximadamente 24% con relación a 2011.

En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, durante 2012 se comercializaron menores volúmenes de metanol, aromáticos y alcoholes, aunque con mejores precios en todos estos casos, lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 180 millones con respecto a 2011. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de metanol, solventes y alcoholes y menores de corte parafínico liviano, aunque con mejores precios en toda la canasta de productos exportados, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 164 millones.

La utilidad operativa disminuyó a \$ 4.095 millones en 2012, con respecto a los \$ 5.466 millones registrados en 2011, lo que representa una variación negativa de aproximadamente 25,1%. Dicha disminución se debió fundamentalmente, a que los incrementos en los volúmenes de naftas comercializados en el mercado interno, y la mejora de precios de los productos, fueron más que compensados por los incrementos en los costos operativos, según se describe a continuación. En este orden, en cuanto a las compras de petróleo crudo, las cuales representan aproximadamente el 90% de sus costos operativos, el segmento registró un aumento de aproximadamente 30% en el precio promedio pagado por el petróleo crudo a nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción y a terceros, incremento que reflejó en gran medida los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y teniendo en cuenta las calidades de crudo respectivas.

A su vez, y tal como se menciona con anterioridad, se realizaron menores importaciones de gas oil automotor común y de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al año 2011, así como también se incrementaron aproximadamente en un 23% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) en 2012 con respecto al año anterior, habiendo sido efectuadas estas compras a precios superiores a los registrados en 2011, puntualmente en el caso del bioetanol.

Adicionalmente, se registró un aumento del 15% en el costo de refinación, excluyendo el costo del petróleo crudo mencionado precedentemente, principalmente a causa de los mayores costos de las contrataciones de obras y servicios y de transportes, de los consumos de energía eléctrica, vapor y otros suministros, así como también a causa de los incrementos y ajustes salariales reconocidos a lo largo del presente ejercicio, tanto al personal propio como indirectamente el correspondiente a los contratistas. El costo de refinación por barril, que calculamos como el costo de las ventas del segmento en el período, menos el costo de compra de petróleo crudo, dividido por el número de barriles procesados en el período, fue en promedio de \$ 26,3 en 2012, en comparación con \$ 22,9 en 2011.

La producción diaria promedio de nuestras refinerías en 2012 alcanzó a 288 mil barriles, lo que representa un incremento de 1,4% sobre los 284 mil barriles por día procesados en 2011. Merece destacarse también que el nivel de procesamiento de nuestras refinerías se incrementó aproximadamente un 4,8% en el segundo semestre de 2012 respecto al registrado en el mismo semestre del año anterior.

Administración Central y Otros

En el año 2013 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$1.522 millones, frente a los \$ 2.493 millones correspondientes al año anterior. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por menores pérdidas vinculados a los costos estimados de remediaciones ambientales de nuestra sociedad controlada YPF Holdings comparada a los registrados en el año 2012, los mejores resultados registrados en 2013 por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios mencionados en los párrafos precedentes, compensado todo esto parcialmente con mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, contrataciones de servicios informáticos y publicidad institucional.

En el ejercicio 2012, las pérdidas operativas por gastos administrativos y otros alcanzaron los \$ 2.493 millones, un 45,4% superiores a las del ejercicio anterior. Dentro de las causas que motivan la variación antes mencionada se encuentran mayores sueldos y cargas sociales, mayores honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, sumado al efecto de los menores resultados operativos obtenidos por nuestra sociedad controlada A – Evangelista S.A., la cual es imputada a este segmento, fundamentalmente como consecuencia del reconocimiento de reducciones en márgenes estimados correspondientes a obras de largo plazo cuyo impacto acumulado tiene efecto en los resultados del corriente año. En adición a lo mencionado previamente, los resultados del segmento se ven afectados negativamente por la registración de los cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (efecto negativo incremental de aproximadamente \$ 249 millones en 2012), a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios.

Liquidez y Recursos de Capital

Situación Financiera

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 fue de \$ 31.890, \$17.104 millones y \$ 12.198 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la porción corriente de préstamos de largo plazo) de \$ 8.814 millones y préstamos de largo plazo de \$ 23.076 millones al 31 de diciembre de 2012, de \$ 5.004 millones y préstamos de largo plazo de \$ 12.100 millones al 31 de diciembre de 2012, y préstamos a corto plazo de \$ 7.763 millones y préstamos de largo plazo de \$ 4.435 millones al 31 de diciembre de 2011. Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, una parte importante de nuestra deuda estaba denominada en dólares estadounidenses.

A partir de septiembre de 2001, hemos venido recomprando una parte de nuestra emisión de obligaciones negociables que poseen cotización pública en operaciones de mercado abierto, en condiciones habituales entre sociedades independientes. Al 31 de diciembre de 2013, habíamos recomprado aproximadamente US\$ 23,97 millones de los títulos en circulación. Oportunamente podremos hacer compras adicionales de estos títulos con cotización pública, o afectar otras operaciones relacionadas con los mismos, si a nuestro criterio las condiciones de mercado resultan atractivas.

Los siguientes cuadros presentan información consolidada de nuestro flujo de efectivo para los ejercicios indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 30 de diciembre		
	2013	2012	2011
	(en millones de pesos)		
Efectivo neto generado por las operaciones.....	20.964	17.301	12.686
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión.....	(22.344)	(16.403)	(12.158)
Efectivo neto generado (aplicado) a las actividades de financiación.....	6.979	2.654	(1.844)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes.....	224	83	102
Aumento/(disminución) neto del efectivo.....	5.823	3.635	(1.214)
Efectivo al inicio del ejercicio.....	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes proporcionada por la adquisición de la GASA.....	143		
Efectivo al cierre del ejercicio.....	10.713	4.747	1.112

El flujo de efectivo neto provisto por actividades operativas fue de Ps. 20.964 millones en 2013, en comparación con Ps. 17.301 millones en 2012. Este aumento del 21% fue principalmente atribuible al mejor resultado operativo de la Compañía, previa consideración del efecto de la depreciación de los bienes de uso y de las provisiones incluidas en el pasivo (principalmente por la registración de los efectos de laudo arbitral con AESU y TGM), que no implicaron erogaciones de fondos, durante 2013 comparado con 2012.

El flujo de efectivo neto provisto por actividades operativas fue de \$17.301 millones en 2012, en comparación con Ps.12.686 millones en 2011. Este aumento se debió principalmente a una mayor utilidad operativa antes de depreciación de activos fijos en 2012 en comparación con 2011. En nuestra opinión, dada la utilidad de operación de la Compañía, y las alternativas de financiamiento que esperamos tener disponibles

si es necesario de acuerdo a la información que tenemos a la fecha de este informe anual, consideramos que nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales de la Compañía. Vease “—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina” y “—Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio.”

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2013 incluyeron \$22.288 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso (neto de las ventas de bienes de uso y activos intangibles), que corresponden principalmente a inversiones realizadas por nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, como así también a las inversiones realizadas en nuestras refinerías. Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2012 incluyeron \$16.403 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, que corresponden principalmente a inversiones realizadas por nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, como así también a las inversiones realizadas en nuestras refinerías .

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2011 incluyeron \$ 12.158 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, \$ 5.565 millones en pagos de dividendos y \$ 457 millones en pagos de intereses, mientras que los fondos netos provenientes de financiación ascendieron durante el año 2011 a \$ 4.178 millones.

Además, el flujo de efectivo neto provisto por las actividades de financiación en 2013 y 2012 incluye nuestro aumento de la financiación obtenido durante el 2013, principalmente con el objetivo de financiar nuestro aumento de actividades de inversión tal como se mencionó antes, totalizando Ps.6, 979 millones durante el 2013 en comparación con Ps. 2.654 millones en 2012 . Durante 2013 emitimos Obligaciones Negociables en el mercado internacional de capitales por un monto total de capital de US\$ 650 millones. Durante el año 2011, nuestro flujo de efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento incluye la financiación neta obtenida en 2011 por un monto de Ps. 3.721, neto de los dividendos pagados por la cantidad de Ps. 5.565

En el acuerdo de accionistas entre Repsol YPF y Petersen Energía, en relación con la Operación Petersen, habían acordado llevar a cabo la adopción de una política de dividendos bajo el cual se distribuiría el 90% de nuestra utilidad neta como dividendos, a partir de nuestro ingreso neto para el año 2007. Sin embargo, luego de la aprobación de la Ley de Expropiación nuestra Asamblea de Accionistas celebrada el 17 de julio de 2012 aprobó dividendos por \$303 millones (\$0.77 por acción o ADS), autorizado para su pago durante 2012. Por otra parte, en la Asamblea General ordinaria y extraordinaria de Accionistas celebrada el abril 30 de 2013 y su continuación el 30 de mayo de 2013 aprobó un dividendo de Ps. 326 millones (Ps. 0. 83 por acción o ADS) que fue pagado durante 2013. Además, durante el año 2012 la Compañía aprobó el nuevo plan de negocio 2013-2017 que considera una distribución de dividendos potencial en congruencia con el plan de inversiones propuesto para la Compañía.

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables por un monto de hasta US\$ 1.000 millones. Los fondos provenientes de dicho programa podrán ser utilizados exclusivamente para realizar inversiones en activos físicos y capital de trabajo dentro de la República Argentina. Con fecha 13 de septiembre de 2012 y 30 de Junio, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad, mencionado precedentemente en US\$ 2.000 millones cada uno, totalizando un monto nominal máximo de circulación en cualquier momento del Programa en US\$ 5.000 millones, o su equivalente en otras monedas, ampliando adicionalmente el destino de fondos del Programa, a fin de contemplar todas las alternativas previstas en el artículo 36 de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

Dentro del Programa de emisión antes mencionado, YPF SA emitió cierta serie de Obligaciones Negociables en los mercados local y externos, y a diferentes tipos de tasa de interés. Los valores

mencionados se encuentran listados en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y/o en el Mercado Abierto Electrónico en Argentina y/o en la Bolsa de Luxemburgo. Además, durante 2013 la Compañía adquirió el control de GASA que tiene obligaciones negociables pendientes, incluyendo las relacionadas con nuestra compañía controlada Metrogas S.A., por un importe de Ps. 1.225 millones al 31 de diciembre de 2013. Para obtener información adicional acerca de las obligaciones negociables de YPF SA y nuestras empresas controladas, al 31 de diciembre 2013, ver Nota 2.i. de los Estados Contables Consolidados Auditados.

Además, la Resolución 130/2013 del Ministerio de Economía creó el Fondo Argentino del Petróleo. La Compañía ha recibido recientemente una línea de crédito Ps. 8,5 billones. La cantidad que podemos exigir, dentro de esta línea de crédito puede ser para inversiones en activos fijos y capital de trabajo en Argentina. Cada tramo que requerimos bajo la línea de crédito se entregará en tres cuotas anuales a partir del quinto año ya que son desembolsados por nosotros, y los intereses devengados a tasa BADLAR más un margen de 400 puntos.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos para los ejercicios indicados a continuación con respecto a la cantidad principal de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2013, más los intereses devengados pero no pagados a esa fecha:

	Fecha de vencimiento						
	Total	Menos de 1 año	1 – 2 años	2 – 3 años	3 – 4 años	4 – 5 años	Más de 5 años
	(en millones de pesos)						
Préstamos	31.890	8.814	3.379	5.986	3.599	5.892	4.220

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro (elaborado en base a nuestra información interna) contiene información referida a nuestros compromisos, expresados en dólares, en virtud de contratos comerciales para los ejercicios indicados al 31 de diciembre de 2013:

Obligaciones Contractuales	Total	Menos de 1 año			
		1 – 3 años	3 – 5 años	Más de 5 años	
	(en millones de U.S.\$)(5)				
Préstamos (1).....	3.349	1.820	2.248	1.819	1.001
Obligaciones de Arrendamientos Operativos	655	250	297	100	8
Obligaciones de Compra (2).....	2.155	1.273	607	200	75
Compras de Servicios	1.234	621	361	178	75
Compras de Bienes	920	652	247	22	—
GLP	—	—	—	—	—

Obligaciones Contractuales	Total	Menos de 1			
		año	1 – 3 años	3 – 5 años	Más de 5 años
		(en millones de U.S.\$)(5)			
Electricidad.....	38	10	21	7	—
Gas.....	21	21	—	—	—
Petróleo.....	287	122	165	—	—
Vapor.....	29	6	12	12	—
Otros	545	493	49	3	—
Otros Pasivos(3) (6).....	7.735	3.666	947	908	2.214
Total(3)(4)	13.894	7.009	2.663	1.714	2.509

- (1) Los montos proyectados incluyen intereses para todos los períodos presentados. Los correspondientes a préstamos con una tasa variable, se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de diciembre de 2012. Adicionalmente, véase Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera —Liquidez y Recursos de Capital- Compromisos en nuestros préstamos.”
- (2) Se incluyen obligaciones de compra establecidas en contratos comerciales que no prevén un monto total fijo, habiéndose valuado según nuestra mejor estimación. Consecuentemente, nuestras obligaciones efectivas pueden diferir de los montos estimados que se presentan en el cuadro.
- (3) Las provisiones para pasivos contingentes que ascendían a US\$ 797 millones al 31 de diciembre de 2013, no se incluyeron en el cuadro precedente debido a que, en base a la evidencia disponible, no podemos estimar razonablemente las fechas de cancelación de dichas contingencias.
- (4) Adicionalmente a los compromisos detallados en el cuadro, también estamos comprometidos a llevar a cabo actividades de exploración en determinadas áreas de exploración y a realizar ciertas inversiones y gastos hasta el vencimiento de algunas de nuestras concesiones. Estos compromisos ascendían a aproximadamente US\$ 15.565 millones al 31 de diciembre de 2013.
- (5) La tabla es presentada en U.S.\$, que es la moneda funcional de la Sociedad a la fecha mencionada.
- (6) Incluye cuentas por pagar, remuneraciones y cargas sociales, pasivos por impuestos, provisiones para pensiones, provisiones por gastos de medio ambiente y provisión para obligaciones para el abandono de pozos según nuestros Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013.

Poseemos obligaciones adicionales establecidas en contratos de garantías. Para un tratamiento de dichas obligaciones adicionales, véase “Garantías Otorgadas”.

Compromisos en nuestros préstamos

Nuestra deuda financiera en general, contiene cláusulas habituales de restricción (“covenants”). Con respecto a una parte significativa de nuestra deuda financiera por un total de 31.890 millones de pesos, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de Diciembre de 2013, hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos. Además, aproximadamente el 19% de nuestra deuda financiera pendiente de pago a 31 de diciembre de 2013 fue sujeta a compromisos financieros relacionados con nuestro ratio de apalancamiento y el ratio de cobertura de servicio de deuda.

En caso de incumplimiento de pago, los acreedores pueden declarar exigible e inmediatamente pagadero el capital e intereses devengados sobre los importes adeudados. Tras un evento de incumplimiento con respecto a otras cuestiones, en el caso de las obligaciones negociables en circulación por valor de millones de Ps24.770 al 31 de diciembre de 2013, el fiduciario podrá declarar vencido e inmediatamente pagadero el

capital e intereses devengados sobre los importes adeudados si es requerido por los tenedores que representen el 25% del principal total de las obligaciones pendientes.

Casi la totalidad de la deuda financiera pendiente está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. Como resultado de estas disposiciones de incumplimiento cruzado, un incumplimiento por nuestra parte o, en ciertos casos, por parte de cualquiera de nuestras subsidiarias consolidadas cubiertos por estas disposiciones, podría resultar que una parte sustancial de nuestra deuda sea declarada en default o acelerada. A la fecha de este informe anual ninguna de nuestra deuda se encuentra bajo algún supuesto de incumplimiento que podría desencadenar una disposición de aceleración. En relación con el cambio de control de la Sociedad como consecuencia de la Ley de Expropiación se han obtenido todas las exenciones. Al 31 de diciembre de 2013 estábamos en cumplimiento de todos los compromisos en relación con nuestra deuda.

Garantías Otorgadas (*)

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad ha emitido cartas de crédito por un valor de US\$ 27 millones para garantizar ciertas obligaciones ambientales, y garantías por un monto aproximado de US\$ 57 millones para garantizar el cumplimiento de contratos de ciertas sociedades controladas.

Adicionalmente, vease Nota 11.c "Acuerdos de Proyectos de Inversión" de nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados para una descripción de la transacción celebrada con Chevron.

(*) De acuerdo a información interna de la Emisora.

Inversiones de Capital, erogaciones y desinversiones

Inversiones de Capital y erogaciones

Las inversiones de capital en 2012 totalizaron aproximadamente Ps. 30.163 millones. El siguiente cuadro indica nuestras erogaciones de Capital para cada actividad, en los ejercicios 2013, 2012 y 2011.

	2013		2012		2011	
	(en millones de pesos)	(%)	(en millones de pesos)	(%)	(en millones de pesos)	(%)
Gastos e Inversiones de Capital (1)						
Exploración y Producción.....	24.807	82	12.377	74	9.083	68
Downstream.....	4.903	16	4.232	25	4.032	30
Administración Central y otros	453	2	142	1	231	2
Total.....	<u>30.163</u>	<u>100%</u>	<u>16.751</u>	<u>100%</u>	<u>13.436</u>	<u>100%</u>

(1) Incluye adquisiciones de bienes de uso y gastos exploratorios, netos de perforaciones improductivas y gastos de abandono

El 30 de Agosto de 2012 hemos aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para nuestro desarrollo en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar nuestro compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea nuestros objetivos, buscando un crecimiento sostenido y rentable que genere valor para los accionistas, con los del país, posicionando a YPF como líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

A efectos de alcanzar los objetivos planteados anteriormente, estamos focalizados en: (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el acreage en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial, (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore. (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria, (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir nuestras refinerías. Lo mencionado anteriormente ha requerido y seguirá requiriendo una gestión organizada y planificada de recursos hidrocarburíferos, logísticos, humanos y financieros, dentro del marco normativo vigente, con una perspectiva a largo plazo, dado que, como ocurre en la industria petrolera mundial, los resultados de los proyectos de inversión maduran gradualmente.

El plan de inversiones asociado al crecimiento de la compañía tiene que ser acompañado de un plan financiero acorde; la empresa planea una fuerte reinversión de las utilidades, la búsqueda de socios estratégicos y el incremento de deuda en niveles prudentes teniendo en cuenta las empresas del sector. En consecuencia, la viabilidad financiera de las inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos y su procesamiento dependerán, entre otros, en la previsibilidad económica y las condiciones regulatorias en Argentina, de la capacidad para acceder a financiamiento no sólo en las cantidades necesarias sino también a costos competitivos, como así mismo de los precios de mercado de los productos hidrocarburíferos.

(1) De acuerdo a cálculos e información interna de la Sociedad.

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres años.

Acuerdos fuera de balance

No tenemos ningún acuerdo material fuera de balance. Nuestros acuerdos fuera de balance son los descritos en "-Liquidez y Recursos de Capital - Garantías".

Investigación y Desarrollo, Patentes y Licencias, etc.

Para una descripción de nuestras políticas de investigación y desarrollo, véase "Información sobre la Emisora- Investigación y desarrollo".

Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado

La siguiente información cuantitativa y cualitativa se proporciona sobre los instrumentos financieros de los cuales somos parte al 31 de diciembre de 2013, y por los cuales pudiéramos incurrir en utilidades o pérdidas futuras como resultado de cambios en el mercado, en las tasas de interés, en el tipo de cambio o precios de los commodities. No poseemos instrumentos derivados u otros instrumentos financieros con fines de compraventa especulativa.

Esta información contiene manifestaciones hacia el futuro que están sujetas a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales podrían variar significativamente como resultado de un número de factores, entre ellos los detallados en “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo”.

Exposición al tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar, la moneda que genera la mayor exposición es el peso argentino, la moneda legal argentina. Véase Nota 1.d a los Estados Contables Consolidados Auditados.

Adicionalmente, nuestros costos e ingresos denominados en monedas distintas al peso, incluyendo al dólar estadounidense, generalmente no machean. Generalmente seguimos una política de no realizar coberturas de nuestras obligaciones de deuda en dólares. Véase “Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio “.

Recientemente, el peso argentino ha sido recientemente objeto de una nueva devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). (Véase "Punto 5 - Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas Macroeconómicas-Condiciones" para obtener información adicional). Los principales efectos de una devaluación del Peso Argentino en nuestro ingreso neto son los relacionados con la contabilización de los efectos fiscales impuesto diferido sobre las ganancias relacionado principalmente a activos fijos: efecto negativo, impuesto a las ganancias corriente, para el cual esperamos un efecto positivo, el aumento de la depreciación y amortización de acuerdo con la remediación en pesos de nuestro activo fijo e intangibles, y las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al peso el cual se espera tenga un efecto positivo debido al hecho de que nuestra moneda funcional es el Dólar. Véase “—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Podemos estar expuestos a las fluctuaciones de los tipos de cambio.”.

Cabe aclarar que tal como se expone en la Nota 1.b a los Estados Contables Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2013, la Compañía ha definido al dólar como su moneda funcional. Por tal motivo, el efecto de las variaciones en la cotización del dólar sobre las posiciones en dicha moneda no tienen impacto en la diferencia de cambio registrada en los estados de resultados integrales incluidos en los Estados Contables Consolidados Auditados, pero afectará el valor de los activos y pasivos reevaluadas en pesos como consecuencia de la devaluación y teniendo en cuenta nuestra moneda de reporte (Pesos). Para obtener información adicional acerca de nuestros activos y pasivos denominados en monedas distintas del peso (principalmente dólares) ver Anexo iii a nuestros Estados Contables consolidados auditados.

Exposición a las tasas de interés

El siguiente cuadro, basado en información interna de la Compañía, contiene información sobre nuestros activos y pasivos al 31 de diciembre de 2013, que puedan resultar sensibles a los cambios en las tasas de interés.

	Fecha de Vencimiento						Total	Valor de mercado
	Menos de 1 año	1 – 2 años	2 – 3 años	3 – 4 años	4 – 5 años	Más de 5 años		
	(en millones de pesos)							

Activo

	Fecha de Vencimiento						Total	Valor de mercado
	Menos de 1 año	1 – 2 años	2 – 3 años	3 – 4 años	4 – 5 años	Más de 5 años		
	(en millones de pesos)							
Tasa fija								
Otros Créditos.....	4.419	-	-	-	-	-	4.419	4.420
Tasa de interés	0,70%-22,5%							
Tasa variable								
Otros Créditos.....	2.118	17	17	17	16		2.185	2.185
Tasa de interés	CER+8%/0,7% -22,26%	CER+8%	CER+8%	CER+8%	CER+8%			
Pasivo								
Tasa fija								
Obligaciones Negociables.....	3.123	754	3.672	664	4.267	704	13.184	13.401
Tasa de interés	2,5%-19%	0,10%- 8,88%	3,5%- 6,25%	1,29%- 3,5%	3,5%- 8,88%	3,5%- 10%		
Otras deudas	2.975	168	230	58	48	-	3.479	3.502
Tasa de interés	2-31%	2- 15,25%	2-15,25%	2- 15,25%	2- 15,25%			
Tasa variable								
Obligaciones Negociables.....	865	1.329	1.284	2.699	1.586	3.515	11.278	11.279
Tasa de interés	BADLAR +3 + 4% / LIBOR +7,5%	BADLA R +3,24 + 4% / LIBOR +7,5%	BADL AR + 4,25% / LIBOR +7,5%	BADL AR + 4,25% +4,75 % / LIBOR +7,5%	BADLA R +4,75% / LIBOR +7,5%	BADL AR + 2,25%		
Partes relacionadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de interés								
Otras deudas	1.472	1.147	819	198	-	-	3.635	3.635
Tasa de interés	Libor +4-6%/ BADLAR +4%	Libor +4-6%/ BADLA R +4%	Libor +4-6%/ BADL AR +4%	Libor +4- 4,5%				

La Sociedad no sigue generalmente una política de realizar coberturas de nuestra exposición a las tasas de interés.

DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS

El Directorio

Véase “Datos sobre directores, gerencia de primera línea, asesores y miembros del órgano de fiscalización – El Directorio”.

Prácticas del Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscrita en la IGJ.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que se encuentran en competencia con nuestras actividades. Se autorizan las transacciones o los contratos celebrados entre directores y nosotros, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Las transacciones que no cumplan con los requerimientos antes mencionados deberán contar con la aprobación previa del Directorio o de la Comisión Fiscalizadora si no existiese quórum del Directorio. Asimismo, estas transacciones deberán ser posteriormente aprobadas por los accionistas reunidos en una asamblea general. Si nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los nuestros deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director será responsable hacia nosotros.

Un director no será responsable si, sin perjuicio de su presencia en la reunión en la cual se adoptó una resolución o aún teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables.

El Comité de Auditoría

La información reportada más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Auditoría.

La Ley de Mercado de Capitales, tal como se define en “El mercado argentino de valores negociables” y las Resoluciones N° 622/2013 de la CNV requieren la creación por parte de las compañías argentinas que hagan oferta pública de sus acciones, de un comité de auditoría, compuesto por al menos tres miembros del directorio. Su reglamento debe establecer la composición y las regulaciones para el funcionamiento del Comité de Auditoría. La mayoría de los miembros del Comité de Auditoría deberán ser directores independientes. Véase a continuación “Directores, Gerencia de la primera línea y Empleados - Independencia de los Miembros de nuestro Directorio y Comité de Auditoría”.

Los miembros actuales del Comité de Auditoría, de acuerdo a la designación realizada por nuestro Directorio en su reunión de fecha 31 de Mayo de 2013, son los siguientes: (i) Presidente: Héctor Walter Valle, (ii) miembros titulares: Héctor Walter Valle, Sebastián Uchitel, y (iii) miembro suplente: Walter Fernando Vázquez. pero presentó su renuncia al cargo de Consejero y miembro suplente del Comité de Auditoría, que fue aprobado por el Directorio de fecha 23 de septiembre de 2013.

Héctor W. Valle fue elegido por nuestro Directorio para ser “Experto Financiero” de acuerdo con la normativa de la SEC.

Los directores ejecutivos no pueden ser miembros del Comité de Auditoría.

Nuestro Comité de Auditoría tiene como funciones, entre otras, las siguientes:

- inspeccionar en forma periódica la preparación de nuestra información económica y financiera;
- revisar y opinar con respecto a las propuestas del Directorio sobre la designación de auditores externos y la renovación, finalización y las condiciones de su designación;
- evaluar los trabajos de auditoría interna y externa, monitorear nuestra relación con los auditores externos y asegurar su independencia;
- brindar la transparencia adecuada con respecto a las operaciones en las cuales existiera un conflicto de intereses con los miembros de los comités societarios o los accionistas controlantes;
- opinar sobre la razonabilidad de las propuestas del Directorio con respecto a los honorarios y a los planes de opción sobre acciones para los directores y administradores;
- verificar el cumplimiento de las regulaciones aplicables locales o internacionales con respecto a cuestiones relacionadas al comportamiento en los mercados de acciones; y
- asegurar que el Código de Ética interno cumpla con las demandas normativas y sea adecuado.

Actividades del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría, que conforme a sus regulaciones debe reunirse la cantidad de veces que sean necesarias, y como mínimo una vez por trimestre, celebró trece reuniones entre los meses de marzo 2013 y marzo 2014.

Cumpliendo su función básica, que es la de apoyar al Directorio en sus deberes de supervisión y fiscalización, el Comité de Auditoría revisa en forma periódica nuestra información económica y financiera, supervisa los sistemas de control interno financiero y la independencia de los auditores externos.

Información financiera y económica

Con la ayuda del Director Administrativo y Financiero y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados contables consolidados anuales y trimestrales antes de ser presentados al Directorio. El Comité de Auditoría revisó nuestros estados contables consolidados al y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, y la información comparativa, incluida en nuestro reporte enviado a la CNV el 11 de marzo de 2014.

Asimismo, debido a que nuestras acciones se negocian en la NYSE, conforme a las leyes estadounidenses, debemos incluir nuestra información financiera anual en el Formulario 20-F, que debe ser presentado ante la SEC.

Supervisión del sistema de control interno

A fin de supervisar los sistemas de control internos sobre el reporte financiero y asegurarse de que sean suficientes, adecuados y eficientes, el Comité de Auditoría supervisa el avance de la auditoría anual que tiene por objeto identificar nuestros riesgos críticos.

Durante cada ejercicio, el Comité de Auditoría recibe información de nuestro departamento de auditoría interna sobre los hechos más relevantes y las recomendaciones que surgen de su trabajo y el estado de las recomendaciones emitidas en ejercicios anteriores.

Nuestro sistema de control interno sobre el reporte financiero esta alineado con los requisitos establecidos por la Sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act de los Estados Unidos, un proceso que está supervisado por el Comité de Auditoría. Estas regulaciones exigen la presentación, junto con la auditoría anual, de un informe de nuestra dirección con relación al diseño y mantenimiento y una evaluación periódica del sistema de control interno para la presentación de información financiera, junto con un informe de nuestro auditor externo. Varios de nuestros departamentos se ocupan de esta actividad, incluyendo el departamento de auditoría interna.

Relaciones con los auditores externos

El Comité de Auditoría mantiene una relación estrecha con los auditores externos, lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados contables y obtener información detallada sobre la planificación y los avances del trabajo.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa los servicios prestados por nuestros auditores externos, determina si se cumple la condición de independencia de los auditores externos de acuerdo con lo requerido por las leyes aplicables, y monitorea el desempeño de los auditores externos a fin de asegurar que sea satisfactorio.

En el mes de marzo de 2014, y como consecuencia del proceso de evaluación detallado en el párrafo precedente, el Comité de Auditoría no tuvo objeciones a la designación de Deloitte & Co. S.A. como nuestros auditores externos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2014. Los accionistas aprobaron la designación de Deloitte & Co S.A, (antes Deloitte & Co. S.R.L.) como auditores externos de nuestros estados contables para el ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2014 en la próxima asamblea de accionistas . Adicionalmente, el Comité de Auditoría en su reunión de marzo de 2014, y como consecuencia del proceso de evaluación detallado en el párrafo precedente, el Comité de Auditoría no tuvo objeciones a la designación de Deloitte & Co. S.A. como nuestros auditores externos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2014, lo cual será tratado por nuestra próxima Asamblea de accionistas.

Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría

Conforme a las regulaciones de la CNV, se entenderá que un miembro del órgano de administración no reúne la condición de independiente, cuando se den una o más de las siguientes circunstancias a su respecto: (i) sea también miembro del órgano de administración o dependiente de los accionistas que son titulares de participaciones significativas (posesión de acciones que representen por lo menos el 15% del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante) en la sociedad, o de otras sociedades en las que estos accionistas cuentan en forma directa o indirecta con “participaciones significativas” o en la que estos accionistas cuenten con influencia significativa; (ii) esté vinculado a la sociedad por una relación de dependencia, o si estuvo vinculado a ella por una relación de dependencia durante los últimos tres años; (iii) tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de la sociedad o los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta

participaciones significativas o influencia significativa o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta participaciones significativas o cuenten con influencia significativa; (iv) en forma directa o indirecta, sea titular de participaciones significativas en la sociedad o en una sociedad que tenga participaciones significativas o cuente en ella con influencia significativa; (v) en forma directa o indirecta, venda o provea bienes o servicios a la sociedad o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta participaciones significativas o influencia significativa por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración; (vi) sea cónyuge, pariente hasta el cuarto grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían la condición de independientes establecidas en las Normas de la CNV.

A partir de la Asamblea de Accionistas celebrada el 30 de Abril de 2013 y su continuación de mayo, 30 de 2013, los directores Héctor Walter Valle, Sebastián Uchitel, José Iván Brizuela, Axel Kicillof, Oscar Alfredo Cretini, Roberto Ariel Iovovich, Armando Isasmendi (h), Luis García del Río, Carlos María Tombeur, Nicolás Eduardo Piacentino y Directores Suplentes Patricia María Charvay, Carlos Héctor Lambre, Francisco Ernesto García Ibañez, José Carlos Blassiotto y Almudena Larrañaga Ysasi Yasmendi calificó como miembros independientes de nuestro Directorio bajo la criterios descritos anteriormente El Comité de Transparencia

Nuestro director Omar Chafi Félix, que fue designado por la Comisión Fiscalizadora y asumió como Director en la reunión del Directorio celebrada el 23 de enero de 2014, también califica como miembro independiente de nuestro Directorio en virtud de los criterios descritos anteriormente,

La información provista más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Transparencia a la fecha de emisión de este Prospecto.

Composición y responsabilidades de nuestro Comité de Transparencia

En el mes de febrero de 2003, creamos un Comité de Transparencia para:

- monitorear el cumplimiento general de las reglas y principios de actuación de voluntaria aplicación, especialmente con relación a sociedades que cotizan en bolsa y su gobierno corporativo;
- dirigir, establecer y mantener procedimientos para la elaboración de información de carácter financiera y contable que debamos aprobar y registrar o que se comunique en forma general a los mercados;
- dirigir, establecer y mantener sistemas de control interno adecuados y eficientes a fin de asegurar que nuestros estados contables incluidos en los informes anuales y trimestrales, como así también cualquier información de carácter contable y financiera a ser aprobada y registrada por nosotros, sean precisos, confiables y claros;
- identificar los riesgos más significativos de nuestros negocios y actividades que pudieran afectar la información contable y financiera que debemos aprobar y registrar;
- asumir las funciones que, conforme a las leyes de los Estados Unidos y a las reglas de la SEC, nos sean aplicables y que puedan ser asumidas por el Comité de Transparencia u otro comité interno de una naturaleza similar, especialmente aquellas actividades relacionadas con las reglas de la SEC de fecha 29 de agosto de 2002 (“Certificación de Transparencia en los Informes Trimestrales y Prospectos de las Sociedades” (“*Certification of Disclosure in Companies’ Quarterly and Prospectus*”) —SEC Release number 33-8124), con relación al respaldo para la certificación por parte de nuestro Gerente General y Director Económico Financiero sobre la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración de la información a ser incluida en su reporte anual incluido en el Formulario 20-F, y otra información de carácter financiero;

- asumir funciones similares a las previstas en las reglas de la SEC para un comité de transparencia en relación a la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración y al contenido de la información a ser incluida en los estados contables anuales, y cualquier información de carácter contable o financiero a ser registrada ante la CNV y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones; y
- la elaboración de propuestas para un reglamento interno de conducta en los mercados de valores que se ajusten a las normas y reglas aplicables o a cualquier otra norma que se considere conveniente.

Asimismo, el Comité de Transparencia revisa y supervisa nuestros procedimientos para la elaboración y el registro de:

- notificaciones oficiales a la SEC, las autoridades del mercado de valores argentino y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones;
- informes financieros de períodos intermedios;
- comunicaciones de prensa que contengan información de carácter financiero sobre los resultados, ganancias, grandes adquisiciones, desinversiones u otra información relevante para los accionistas;
- comunicaciones generales a los accionistas; y
- presentaciones a analistas, inversores, agencias calificadoras e instituciones de préstamo.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Transparencia está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo
Miguel Matías Galuccio	Director y Presidente del Directorio, Gerente General y Vicepresidente Ejecutivo (CEO)
Daniel González	Director Financiero (CFO) y Presidente del Comité de Transparencia
Rodrigo Cuesta	Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos y Secretario del Comité de Transparencia
Jesús Grande	Vicepresidente Ejecutivo Upstream
Vacante	Posición de Calidad, Medioambiente, Seguridad y Salud
Carlos Alfonsi	Vicepresidente Ejecutivo Downstream
Fernando Giliberti	Vicepresidente de Planeamiento Estratégico y Desarrollo de Negocios
Doris Capurro	Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales
Fernando Dasso	Vicepresidente de Recursos Humanos
Nicolás Arceo	Vicepresidente de Administración y Finanzas

Nombre	Cargo
Javier Horacio Fèvre	Auditoría Interna
Javier Sanagua.....	Auditoría de Reservas

Cumplimiento con las normas de cotización de la NYSE sobre el gobierno corporativo

El 4 de noviembre de 2003, la SEC aprobó normas propuestas por la NYSE a fin de fortalecer las normas de gobierno corporativo para las sociedades que cotizan en bolsa.

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, al 31 de julio de 2005, la totalidad de los miembros del Comité de Auditoría debían ser independientes. La independencia se determina conforme a normas detalladas en forma precisa promulgadas por la NYSE y la SEC. Cada uno de los miembros de nuestro Comité de Auditoría son independientes conforme a la normativa NYSE vigente y a la SEC.

Diferencias significativas entre nuestras prácticas de gobierno y las exigidas por las normas de cotización de la NYSE

Las sociedades que cotizan en la NYSE que no son estadounidenses pueden, en general, cumplir con las prácticas de gobierno corporativo habituales de su país de origen en reemplazo de la mayoría de los requisitos de gobierno corporativo de la NYSE. Sin embargo, las normas de la NYSE exigen que las sociedades no estadounidenses revelen cualquier manera diferente en las cuales sus prácticas específicas de gobierno corporativo difieren de las sociedades estadounidenses bajo las normas de cotización de la NYSE.

Se incluye una síntesis de las principales diferencias entre nuestras normas de gobierno corporativo y aquellas exigibles a una sociedad constituida en los Estados Unidos bajo la legislación de la NYSE.

Independencia de los directores del Directorio

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, una mayoría del Directorio debe estar formada por directores independientes, cuya independencia es determinada conforme a las normas promulgadas por la NYSE. La legislación argentina relevante para la determinación de la independencia de los directores es descripta bajo el título “Directores, Gerencia de la primera línea y Empleados—Independencia de los miembros del Directorio y del Comité de Auditoría”.

Comités de Remuneración y nombramientos y de Gobierno corporativo

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, la totalidad de las sociedades estadounidenses que cotizan en la NYSE deben contar con un comité de remuneración y un comité de nombramientos, y un comité de Gobierno corporativo, y todos los miembros de dichos comités deben ser independientes de conformidad con las normas promulgadas por la NYSE. La legislación argentina no exige la constitución de estos comités, sin embargo son recomendados por la CNV bajo la Resolución General de la CNV No. 606/12. No obstante, la Sociedad cuenta con un Comité de Compensaciones, creado por el Directorio en el marco de la facultad prevista en el artículo 17 inciso (xii) del Estatuto de la Sociedad, el cual está integrado por los directores titulares Rodrigo Cuesta, Fernando Dasso y Miguel Matías Galuccio.

Reuniones independientes de los directores no gerentes

De conformidad con las normas de gobierno corporativo de la NYSE, los directores independientes deben reunirse en forma periódica sin la presencia de los directores ejecutivos. La legislación argentina no exige esta práctica y, por lo tanto, los directores independientes de nuestro Directorio no se reúnen sin la

presencia de los demás directores, salvo por las reuniones del Comité de Auditoría cuyos miembros titulares son directores independientes.

Código de Ética

Hemos adoptado un código de ética aplicable al Directorio y a la totalidad de los empleados. Desde su fecha de vigencia, el 15 de agosto de 2003, no se han otorgado excepciones al cumplimiento ni se ha reformado dicho código.

Remuneración de los miembros del Directorio y Comisión Fiscalizadora

La Ley de Sociedades Comerciales dispone que la remuneración total pagada a los miembros del Directorio (incluidos los directores que actúan en carácter ejecutivo) y de la Comisión Fiscalizadora con respecto a un ejercicio económico no puede exceder el 5% de la utilidad neta de dicho ejercicio si no se distribuyeran dividendos sobre dicha utilidad neta siendo este límite aumentado hasta un 25% de las ganancias, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración del presidente y de los demás directores que actuaran en carácter ejecutivo, junto con la remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas según lo dispuesto por la ley argentina. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico administrativas por parte de uno o más directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias impongan la necesidad de exceder los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso si fuesen expresamente acordadas por la asamblea de accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, el costo total de la compensación agregada devengada a los miembros del Directorio de YPF y funcionarios ejecutivos –incluyendo la primera línea gerencial- (“executive officers”) por los servicios prestados en ejercicio de sus funciones ascendió a Ps. 128,5 millones, incluidos Ps. 32,4 millones en concepto de plan de compensación en acciones, pensión y retiro o beneficios similares que YPF proporciona a los miembros de su Directorio y funcionarios ejecutivos. Durante el año 2013, nuestros programas de remuneración basados en el cumplimiento de objetivos incluyeron un plan de bonificación para aproximadamente 5.600 empleados fuera de convenio y 7.900 empleados sindicalizados. El plan de bonificación disponía el pago de efectivo a los participantes en base a un conjunto de objetivos mensurables y específicos bajo el Programa de Administración de Objetivos de YPF y los resultados de la revisión del desempeño individual. La participación de cada empleado elegible en el plan de bonificación oscilaba entre el 6% y el 50% del sueldo base anual de dicho empleado.

Adicionalmente, nuestro Directorio según lo propuesto por nuestra Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas aprobó la creación de una reserva voluntaria de Ps. 120 millones para separar utilidades para cumplir con nuestro plan de compensaciones a largo plazo en acciones a cierto personal. A tal fin, la Compañía recompró nuestras propias acciones, conforme lo autoriza el artículo 64 y siguientes de la Ley No. 26.831. Para información adicional ver Nota 1.b.10.iii de nuestros Estados Contables Consolidados Auditados.

Los directores de YPF no tienen ningún contrato de servicios con YPF que implique el pago de compensaciones distintas a las mencionadas previamente y por el cumplimiento de sus funciones en la Sociedad.

La Comisión Fiscalizadora

Véase “Datos sobre directores, gerencia de primera línea, asesores y miembros del órgano de fiscalización-La Comisión Fiscalizadora”.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a información interna de la Sociedad, teníamos 17.747 empleados, incluyendo 9.421 empleados del segmento de negocios de Downstream, 3.563 empleados del segmento de negocios de Upstream, y 4.763 correspondientes al segmento Administración Central y otras.

Al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo a información interna de la Sociedad, teníamos 15.782 empleados, incluyendo 7.856 empleados del segmento de negocios de Refino y Marketing, 3.047 empleados del segmento de negocios de Exploración y Producción, 40 empleados del segmento de negocios Química y 4.839 correspondientes al segmento Administración Central y otras.

Al 31 de diciembre de 2011, de acuerdo a información interna de la Sociedad, teníamos 16.048 empleados, incluyendo 7.644 empleados del segmento de negocios de Refino y Marketing, 2.784 empleados del segmento de negocios de Exploración y Producción, 136 empleados del segmento de negocios Química y 5.484 correspondientes al segmento Administración Central y otras.

Al 31 de diciembre de 2013, aproximadamente el 45% de nuestros empleados está representado por un sindicato (Federación Sindicatos Unidos Petroleros Hidrocarbúricos – “SUPeH”). Dicha Federación negocia con la Compañía los Convenios Colectivos de Trabajo y escalas salariales que se aplican a los trabajadores convencionales de YPF y OPESSA. El SUPeH (gremio que aplica a trabajadores de YPF y OPESSA) está en permanente negociación con nosotros, manteniendo una buena comunicación. Por otra parte, los gremios vinculados a la actividad petrolera estuvieron alineados con los incrementos generales otorgados por la Confederación General del Trabajo (CGT).

En 2011 iniciamos las negociaciones con el SUPeH, que dio lugar a la extensión de nuestros acuerdos con esos sindicatos hasta el final de 2014. Las negociaciones incluyen las condiciones económicas y sociales para los empleados que ya están contemplados en el contrato de trabajo. Consideramos que nuestras relaciones con nuestros empleados es generalmente buena.

Además, las condiciones laborales y los salarios de los empleados de terceros, están representados por otras dieciséis sindicatos. Aproximadamente el 60 % de los empleados contratados, sobre todo en el negocio de Upstream, están representados por nueve sindicatos con los que negociamos directamente sus contratos de trabajo y salarios. Estos sindicatos están agrupados en tres grupos, Petroleros Privados con cinco sindicatos, Jerárquico personal con tres sindicatos y SUPeH Emprendimientos. El 40 % restante de los empleados contratados están representados por sindicatos con los que no participamos en los acuerdos laborales.

En 2012, negociamos un acuerdo salarial de 18 meses con los sindicatos con los que negociamos directamente, que terminó el 31 de diciembre de 2013, garantizando tanto el control de costos y un ambiente de negocios de bajo conflicto. Durante el primer trimestre de 2014, hemos estado el acuerdo de aumento de salarios 2014, que esperamos sea finalizado en los próximos meses.

Adicionalmente, los contratistas de las sociedades YPF y OPESSA negocian con dieciséis sindicatos que regulan las condiciones laborales y salariales de la actividad petrolera para sus trabajadores de refinerías, yacimientos y estaciones de servicios.

Como parte de nuestra privatización, reestructuramos nuestra organización interna y redujimos en forma importante el número de empleados. En este orden, acotamos nuestra fuerza laboral de más de 51.000 empleados (incluyendo aproximadamente 15.000 personas contratadas) al 31 de diciembre de 1990 a aproximadamente 7.500 al 31 de diciembre de 1993 habiendo pagado a los empleados afectados las indemnización requeridas por las leyes laborales argentinas, los cuales ascendieron a Ps. 686 millones. Una mayoría importante de esos juicios, que se han generado como consecuencia de la reestructuración mencionada, ha sido iniciada por ex empleados que sostienen que recibieron pagos insuficientes en conexión con su despido, y diversas enfermedades, lesiones relacionadas con el trabajo y compensaciones no especificadas que se pretenden tradicionalmente.

Al 31 de diciembre del año 2013, somos parte en 1.296 juicios laborales relativos a eventos o actos que han tenido lugar después de diciembre de 1990. El resultado de este tipo de litigios depende de cuestiones de hecho que varían según el caso y no siempre es posible predecir el resultado de los casos particulares.

Sobre la base de la cantidad y la naturaleza de los juicios ya iniciados, sin embargo, la probabilidad estimada de reclamos adicionales en vista de la cantidad de empleados despedidos, los plazos de prescripción aplicables, los principios legales involucrados en los juicios y las previsiones de los estados contables previamente establecidas, nuestra dirección no espera que el resultado de estos juicios tenga un efecto negativo de importancia sobre nuestra situación financiera o sobre los resultados futuros de nuestras operaciones.

Maxus (una de nuestras subsidiarias) tiene una serie de planes de salud y de bienestar contributivos que cubren a sus empleados a tiempo completo y sus familiares a cargo. Maxus ofrece contribuciones paralelas de hasta el 6 % de los aplazamientos de los empleados al Plan de Ahorro para Empleados, además de un aporte no discrecional del 7,5 %, que se implementó tras la terminación del Plan de Pensiones de Maxus. Existe un plan de pensiones no calificado, donde un pequeño número de ejecutivos reciben contribuciones asociadas al Plan de Ahorro, que les habrían sido negadas debido a los límites anuales del IRS. Cobertura de salud y seguro de vida del jubilado para los empleados activos se terminó en octubre de 2011. Maxus continúa ofreciendo planes de salud y bienestar a un selecto grupo de empleados jubilados que se les prometió una cobertura de por vida sin costo alguno para ellos. La cobertura proporcionada varía según el año en que los empleados se jubilaron y según las empresas de las cuales se jubilaron. Debido a las edades avanzadas de estos jubilados, esta es una población que está disminuyendo significativamente. Maxus sigue efectuando pagos suplementarios de jubilación no contributivos y no calificados a algunos antiguos ejecutivos, funcionarios y cónyuges sobrevivientes, que es un grupo cerrado.

Al 31 de diciembre de 2013, existen aproximadamente 40.500 empleados de terceros bajo contrato, la mayoría bajo contrato con grandes proveedores internacionales de servicios. Aunque tenemos políticas en relación con el cumplimiento de las obligaciones laborales y de seguridad social de sus contratistas, no estamos en posición de asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales para buscar una indemnización pagada por nosotros sobre la base de una serie de precedentes jurisprudenciales argentinos de tribunales del trabajo que reconocen la responsabilidad solidaria y mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual está brindando servicios bajo determinadas circunstancias.

La siguiente tabla muestra un detalle de empleados propios por unidad de negocios al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a información interna de la Sociedad:

Empleados por Unidad de Negocios	
Upstream	3.563
Downstream	9.421
Refino y Marketing.....	8.172
Química	43
Distribución de Gas Natural y Generación Eléctrica (1)	1.206
Administración Central y otras (2).....	4.763
Total YPF	17.747

- (1) Incluye 1.131 empleados de Metrogas S.A. y sus subsidiarias
- (1) Incluye 3.175 empleados de A-Evangelista S.A. y sus subsidiarias

La siguiente tabla muestra un detalle de nuestros empleados por ubicación geográfica, de acuerdo a información interna de la Sociedad:

Empleados por ubicación geográfica	
Argentina.....	17.607
Resto de América del Sur.....	113
EE.UU.....	27
Total YPF.....	17.747

Audidores

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales fueron los siguientes:

Balance al:	Firmado por:	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31 de diciembre de 2013	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2012	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2011	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.R.L.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

Diego O. De Vivo y Guillermo D. Cohen, socios de la firma auditora, se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Comité de Auditoría de la Sociedad no tuvo objeciones en la designación de Deloitte & Co. S.A. como auditores externos de nuestros estados contables al 31 de diciembre de 2014, lo cual será sometido a consideración de nuestros accionistas en nuestra próxima Asamblea Ordinaria.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Desde 1999, y hasta la aprobación de la sanción de la Ley de Expropiación, éramos una sociedad controlada por Repsol, una compañía integrada de petróleo y gas con sede central en España y operaciones en gran parte del mundo. Repsol fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 Como consecuencia de las diferentes transacciones que tuvieron lugar a partir del año 2008, Repsol finalizó con un 57,43% de nuestro capital accionario al 30 de abril de 2012.

La Ley de Expropiación ha cambiado nuestra estructura accionaria. Las acciones Clase D de Repsol YPF o de sus entidades controladas sujetas a expropiación, que representan el 51% de nuestro capital social, serán asignadas, una vez reglamentada la legislación pertinente, de la siguiente manera: 51% para el Estado Nacional y el 49% a los Estados Provinciales que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos. Adicionalmente, el Estado Nacional y algunos gobiernos provinciales ya poseen acciones Clase A y Clase B, respectivamente.

A la fecha de emisión de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Estado nacional y las provincias que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos se encuentra pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias para las cuales la transferencia debe llevarse a cabo, deberá ser de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y las reservas comprobadas. Para garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas. Asimismo, la mencionada ley establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada por el plazo mínimo de cincuenta (50) años a través de un pacto de sindicación de acciones.

Al 12 de marzo de 2014 Repsol S.A. ejercía los derechos sobre 46.648.538 de ADS, representativos de igual número de acciones Clase D, representativas de más del 10% del capital social de YPF S.A. Repsol S.A. es una sociedad constituida en el Reino de España. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos de Repsol y la normativa aplicable, Repsol, no se encuentra sujeta a restricción o prohibición alguna para realizar actividades en su lugar de constitución.

Al 31 de diciembre de 2013, y de acuerdo a información recibida por la Sociedad, Grupo Financiero Inbursa S.A.B. de C.V. (“GFI”) era titular directa o indirectamente de 22.375.394 ADS, representativo de igual número de acciones Clase D. GFI es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida en México, la cual incluye varias sociedades dedicadas a los negocios financieros, incluyendo bancos, compañías de seguro o sociedades de bolsa. El mismo se encuentra controlado por la familia Slim. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos de GFI y la normativa aplicable, GFI, no se encuentra sujeta a restricción o prohibición alguna para realizar actividades en su lugar de constitución. De conformidad con información pública disponible de GFI, GFI identificó al 31 de diciembre de 2013 como accionistas mayoritarios a Carlos Slim Helú, Carlos Slim Domit, Marco Antonio Slim Domit, Patrick Slim Domit, María Soumaya Slim Domit, Vanessa Paola Slim Domit y Johanna Monique Slim Domit (la “familia Slim”). A su vez, al 31 de diciembre de 2013 Inmobiliaria Carso S.A. de C.V. una sociedad constituida en Méjico, dedicada a inversiones en diversas sociedades, informó la titularidad de 9.775.000 ADS, representativos de igual número de acciones Clase D. Inmobiliaria Carso es una sociedad controlada por la familia Slim. En consecuencia al 31 de diciembre de 2013 la familia Slim controlaba directa o indirectamente un total de 32.150.394 ADS, representativos de la misma cantidad de acciones Clase D, las cuales superan el 5% del capital accionario de YPF S.A.

Transacciones con partes relacionadas

Las principales transacciones y saldos con partes relacionadas, de acuerdo a la normativa contable aplicable, vigentes al 31 de diciembre de 2013 se exponen en la Nota 6 a los Estados Contables Consolidados Auditados. Las principales transacciones consisten en ventas de productos refinados y de otros productos a ciertos negocios conjuntos y afiliadas (Ps 2.842 millones en 2013), compras a ciertos negocios conjuntos y afiliadas de productos hidrocarbúricos y otros productos que nuestra compañía no produce (Ps 1.177 millones en 2013), todo ello adicionalmente a lo mencionado en los párrafos siguientes.

Adicionalmente, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Expropiación, la cual fue reglamentada por el Decreto 660 del Poder Ejecutivo Nacional la que, entre otras cosas, declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por una idéntica participación de las Acciones Clase D en poder de Repsol, de sus entidades controladas o controlantes, directa o indirectamente. Véase “Información sobre la Emisora –Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino - Ley de Expropiación”. Consecuentemente, desde la sanción de la Ley de Expropiación el 3 de mayo de 2012, el Estado Nacional es parte relacionada de la Compañía, de acuerdo a la normativa contable aplicable. Somos parte de numerosos acuerdos con el Estado Nacional, así como de ciertos organismos o instituciones dependientes de dichos gobiernos y compañías de propiedad estatal.

La información detallada en los cuadros siguientes, todo ello conforme la Nota 6 a los Estados Contables Consolidados Auditados, desglosa los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 (en millones de Ps.), así como las operaciones con las mismas por los períodos de doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Adicionalmente, se incluyen los saldos y operaciones mantenidas con las sociedades integrantes del grupo Repsol hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

	2013			2012			2011			
	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:										
Profertil S.A.	132	277	-	119	273	-	81	460	-	-
Mega	1.786	325	-	1.696	166	-	1.720	95	-	-
Refinor	561	76	-	495	125	-	447	160	-	-
	2.479	678	-	2.310	564	-	2.248	715	-	-
Sociedades vinculadas:										
Central Dock Sud S.A.	179	70	17	168	33	3	163	38	-	12
Pluspetrol Energy S.A.	142	54	-	102	27	-	1	28	-	-
Metrogas S.A.	17	-	-	126	-	-	80	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	61	-	-	51	-	-	39	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	139	-	-	78	-	-	50	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	12	-	-	8	-	-	4	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	60	-	-	36	-	-	10	-	-
Oiltanking Ebytem S.A.	24	102	-	-	101	-	-	72	-	-
	363	498	3	396	334	3	244	241	-	12
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:										
Repsol	-	-	-	8	2	-	7	(4)	-	(19)
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-
Repsol Gas S.A.	-	-	-	78	1	-	320	12	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	(403)	(3)
Repsol Venezuela S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(7)	-	-
Repsol Ecuador S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	1	-	-	-	(7)	-	-
Repsol Bolivia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(24)	-	-
Repsol Tesorería y										

Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	366	(5)	-	-	538	(8)
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-
Nuevo Banco de Entre Ríos S.A.	-	-	-	-	-	(3)	-	-	(29)	(1)
Nuevo Banco de Santa Fe S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	(78)	(7)
Otras	-	-	-	7	19	(1)	268	179	(23)	(1)
	-	-	-	94	388	(10)	595	151	5	(39)
	2.842	1.177	17	2.800	1.286	(7)	3.087	1.107	5	(27)

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24, "Transacciones con partes relacionadas" dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma por parte de YPF, y la venta de energía eléctrica a CAMMESA y compra de fuel oil por parte de YPF Energía Eléctrica (las operaciones de ventas y compras por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.930 y 792, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto a dichas fechas era un crédito de 455 y 96, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 1.015 y 1.107, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.371 y 895, respectivamente, mientras que los saldos netos a dicha fecha eran un crédito de 430 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendieron a 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 104 y 61, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendieron a 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 1.787 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.208, mientras que el saldo a dicha fecha era un crédito de 116). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a este Prospecto y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 11.b).

Además, véase Nota 1.b.10.iii de nuestros Estados Contables Consolidados Auditados respecto a los planes de compensaciones a largo plazo en acciones a cierto personal.

En el capítulo "Información sobre la emisora – Panorama General" encontrará un organigrama que muestra nuestra estructura organizacional, incluidas nuestras participaciones en nuestras principales afiliadas.

Legislación argentina relativa a transacciones con partes relacionadas

El Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales establece que antes que una sociedad que realice oferta pública de sus acciones en Argentina pueda celebrar actos o contratos que involucren un “monto relevante” con una o más partes relacionadas, dicha sociedad debe obtener la aprobación de su directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del directorio, de su comité de auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son congruentes con aquéllas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales y Regulaciones de la CNV, “monto relevante” significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de la Ley de Mercado de Capitales, “parte relacionada” significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad o en su accionista controlante (a ser regulada por la CNV); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común; (iv) los familiares directos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el directorio, deberán ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del comité de auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el directorio, los informes del comité de auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social.

Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la asamblea de la sociedad.

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados contables

Forma parte de este prospecto los Estados Contables Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

Litigios

Argentina

La Ley de Privatización establece que el Estado nacional será responsable y deberá mantenernos indemnes respecto de cualquier pasivo, obligación o compromiso existente al 31 de diciembre de 1990 que no hubiera sido reconocido como tal en los estados contables de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedades del Estado, nuestro predecesor, a dicha fecha, que hubieran surgido de cualquier operación o hechos que hayan ocurrido a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de autoridad judicial competente. En determinados juicios relacionados con hechos o actos ocurridos antes del 31 de diciembre de 1990, se nos ha requerido el pago de montos establecidos en determinados fallos judiciales y, subsiguientemente, se nos han reintegrado los mismos o actualmente se está requiriendo el reembolso por parte del gobierno argentino de todos los montos significativos de esas causas. Debemos mantener al gobierno argentino informado sobre reclamos que se hayan interpuesto contra nosotros que fueren emergentes de las obligaciones asumidas por el gobierno argentino. Creemos que tenemos el derecho a que el gobierno argentino nos reintegre todos esos pagos en virtud de la indemnidad mencionada precedentemente, cuyos pagos en todo caso no han sido significativos hasta la fecha. Esta indemnidad cubre también los honorarios y gastos acordados de los abogados y consultores técnicos, condicionado en el caso de los honorarios y gastos de nuestros abogados y consultores, a que los mismos sean fijos y no sean determinados en función del monto en disputa.

Contingencias probables

Se han registrado pasivos en relación con las contingencias probables y que pueden ser razonablemente estimadas por un total de Ps. 4.674 millones al 31 de diciembre de 2013 (corresponde al total de provisiones corrientes y no corrientes por Ps. 159 millones y Ps. 5.020 millones, respectivamente, neto de Ps. 505 millones correspondientes a YPF Holdings), por un total de Ps. 2.634 millones al 31 de diciembre de 2012 (corresponde al total de provisiones corrientes y no corrientes por Ps. 122 millones y Ps. 2.892 millones, respectivamente, neto de Ps. 380 millones correspondientes a YPF Holdings) y por un total de Ps. 2.244 millones al 31 de diciembre de 2011 (corresponde al total de provisiones corrientes y no corrientes por Ps. 118 millones y Ps. 2.167 millones, respectivamente, neto de Ps. 41 millones correspondientes a YPF Holdings); en opinión de nuestra gerencia, en consulta con sus abogados externos, el monto provisionado refleja la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de este Prospecto, del posible resultado de las contingencias mencionadas. Los procesos legales y reclamos de mayor importancia para los cuales se han efectuado las provisiones se describen en los siguientes párrafos.

Presuntos incumplimientos a contratos de suministro de gas natural. Desde el año 2004, sobre la base de lo dispuesto en la Disposición N° 27/04, las Resoluciones N° 265/04, 659/04, 752/05, 1329/06 y 599/07, la Secretaría de Energía y/o la Subsecretaría de Combustibles nos han ordenado en varias ocasiones redireccionar volúmenes de gas natural de exportación hacia el mercado local, sin considerar en dichos casos la ausencia de compromiso contractual por nuestra parte para el mencionado destino. Adicionalmente, el gobierno argentino ha impuesto, en varias oportunidades desde el año 2004, limitaciones directas respecto a la posibilidad de exportar volúmenes de gas natural utilizando para ello diferentes medios. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la resolución previamente

indicada. La Resolución N° 172 fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Como resultado de estas medidas, desde el año 2004 hasta el presente, nos hemos visto forzados a suspender total o parcialmente nuestras exportaciones, las cuales estaban contempladas en nuestros contratos con clientes del exterior. Véase “Información sobre la Emisora- Exploración y Producción- Compromisos de entrega- Contratos de abastecimiento y exportaciones de gas natural” para información adicional sobre las restricciones que afectan los volúmenes contratados.

Hemos apelado las medidas antes mencionadas. Sin embargo, en ausencia de una resolución favorable de las apelaciones, nos hemos visto obligados a cumplir con las mismas a fin de evitar mayores perjuicios para nosotros y nuestros clientes de exportación que podrían ser ocasionados ante una caducidad de permisos de exportación u otras penalidades. Hemos informado a nuestros clientes del exterior que las resoluciones antes mencionadas y las medidas establecidas por ellas constituyen para nosotros un evento de fuerza mayor que nos libera de cualquier responsabilidad contractual o extracontractual derivada de la falta de entrega de los volúmenes de gas estipulados en los contratos correspondientes. Algunos de nuestros actuales clientes han rechazado la posición invocada por nosotros y han reclamado el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, en virtud de la cláusula contractual de “deliver or pay”.

Entre ellos, AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural (“DOP”) desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por YPF. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural, y el 20 de marzo de 2009, notificó a YPF la resolución del contrato. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente a YPF la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF inició ante la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”). En la misma fecha YPF fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y Sulgás contra YPF por el que reclama, entre otros conceptos que YPF considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totaliza aproximadamente US\$ 1.057 millones.

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la CCI reclamando nuevamente el pago de la suma de aproximadamente US\$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU mencionado precedentemente. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural. A su vez, YPF había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF e introdujo una demanda reconvencional contra YPF con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF e indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/Sulgás - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por

incumplimiento de AESU o Sulgas - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$366 millones, los cuales son considerados sin mérito respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje “YPF c/AESU” hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes (“AESU c/YPF”, “TGM c/YPF” e “YPF c/AESU”) en el arbitraje “YPF c/AESU”, por lo que AESU y TGM desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje “YPF c/AESU”. Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Sulgas presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012, el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

Con fecha 24 de mayo de 2013, YPF ha sido notificada del laudo parcial dictado por mayoría en el Arbitraje CCI “YPF c/AESU y TGM”, mediante el cual se hace responsable a YPF por la rescisión ocurrida en el año 2009 de los contratos de exportación de gas y de transporte suscriptos con AESU y TGM. Dicho laudo sólo decide sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un ulterior procedimiento ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y Sulgás del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US\$ 28 millones y del 2006 por US\$ 2,4 millones.

Con fecha 31 de mayo de 2013 la Sociedad interpuso ante el Tribunal Arbitral un Recurso de Nulidad, efectuando además diversas presentaciones con el objeto de resguardar sus derechos. Ante el rechazo de dicho recurso, el 5 de agosto de 2013 YPF interpuso un recurso de queja ante la Cámara Nacional en lo Comercial.

El 29 de julio de 2013, el Tribunal de Arbitraje rechazó la solicitud de nulidad y suspendió el procedimiento de arbitraje el 30 de septiembre de 2013. El 17 de octubre de 2013, el Tribunal de Arbitraje reasumió el procedimiento y el 10 de diciembre 2013 estableció un calendario de procedimiento que se celebrará durante 2014 por el que AESU, Sulgas y TGM deberán presentar su demanda de arbitraje el 10 de enero de 2014 y YPF deberá presentar la respuesta en 21 de abril 2014. Las audiencias se esperan que tengan lugar el 6 y 7 de noviembre de 2014.

Con fecha 23 de octubre de 2013 la Cámara Nacional en lo Comercial resolvió declararse incompetente y pasar las actuaciones a la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 16 de diciembre el fiscal interviniente emitió su dictamen a favor de la Competencia de esta Cámara.

El 27 de diciembre 2013 YPF presentó una solicitud de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

A pesar de haber interpuesto el recurso anterior, teniendo en cuenta la información disponible hasta la fecha, el tiempo estimado que queda hasta el final del proceso, los resultados de las pruebas adicionales presentadas en la continuación de la controversia y las disposiciones del laudo parcial, YPF ha provisionado su mejor estimación con respecto al importe de los créditos

Asimismo, existen ciertos reclamos con relación a pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones de dicho hidrocarburo. En este orden, una de las partes involucradas, Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) inició un proceso de mediación a fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado el mencionado procedimiento de mediación sin que se llegara a un acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual TGN reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagas, según su entendimiento, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios, los cuales fueron reclamados por nota dirigida a la Sociedad durante el mes de noviembre de 2011. El 3 de Abril de 2013, TGN inició asimismo la demanda por los daños y perjuicios, y que se mencionara anteriormente. El monto total reclamado a la fecha por TGN

asciende a aproximadamente US\$ 207 millones YPF ha procedido a responder los reclamos mencionados, rechazando los mismos fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte y la rescisión del contrato de transporte dispuesta por YPF y notificada mediante demanda iniciada ante el ENARGAS. Adicionalmente, la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF como consecuencia de la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. Durante el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente. Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa prejudicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente Ps. 339 millones por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio “TGN c/ YPF”, la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio “TGN c/ YPF” y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA.

Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Con fecha 18 de septiembre de 2012 el juez interviniente resolvió: a) Desestimar el pedido de acumulación formulado por YPF, con costas, por entender que el juzgado no es competente para entender en la causa NAFISA ya que carece de jurisdicción administrativa y que no existe posibilidad de que la decisión que recaiga en alguno de ellos tenga efectos de cosa juzgada respecto del otro; b) admitir los hechos nuevos denunciados por YPF consistentes en la notificación del 16 de diciembre de 2010 realizada por TGN a YPF de la rescisión del contrato de transporte firme y la convocatoria a Concurso Público convocado por TGN el 10 de marzo de 2011 para adjudicar el Servicio público de Transporte Firme de Gas Natural a través de su sistema de Gasoductos Norte, incluyendo la capacidad de transporte remanente de la terminación del contrato; c) tener por ampliada la demanda por la cual TGN reclama las facturas correspondientes al servicio firme prestado en los meses de noviembre y diciembre de 2010; y d) abrir la causa a prueba.

En relación con lo mencionado en el párrafo precedente, el 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del Contrato de Gas con Sulgas/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes, (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004, y c) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad.

Reclamos ambientales La Plata y Quilmes. El 29 de junio de 1999, un grupo de tres vecinos de la Refinería La Plata iniciaron demandas reclamando la reparación de presuntos daños ambientales en los canales perimetrales de agua de la refinería, inversiones relacionadas con contaminación y una indemnización por presuntos daños y perjuicios a la salud y a su propiedad como consecuencia de la contaminación

ambiental causada por nosotros antes y después de la privatización. Nosotros notificamos al Poder Ejecutivo Nacional sobre la existencia de la posibilidad de que el tribunal nos hallase responsables por los daños y perjuicios. En tal caso, debido a la indemnidad otorgada por la Ley de Privatización y de conformidad con dicha ley, podremos requerir al gobierno argentino el reembolso de las erogaciones por las obligaciones existentes antes del 1 de enero de 1991 (antes de la privatización).

El 27 de diciembre de 2002 un grupo de 264 demandantes que residían cerca de la Refinería La Plata pidieron una indemnización por daños y perjuicios por el presunto deterioro de la calidad de vida y daños y perjuicios ambientales presuntamente causados por la operación de la Refinería La Plata. El monto reclamado es de aproximadamente Ps. 42 millones. Nosotros presentamos un escrito de contestación de la demanda. Existen otros tres reclamos similares presentados por tres grupos de 120, 343 y 126 vecinos, respectivamente. El primer grupo ha reclamado una indemnización de aproximadamente Ps. 16 millones, el segundo grupo ha reclamado una indemnización de aproximadamente Ps. 45 millones y el tercer grupo ha reclamado una indemnización de aproximadamente Ps. 16 millones aproximadamente, además del pedido de reparación ambiental.

El 17 de diciembre de 1999 un grupo de 37 demandantes que residían cerca de la refinería La Plata, demandaron el cumplimiento específico por nuestra parte de diferentes obras, instalación de equipos, tecnología y realización de obras necesarias para detener daños ambientales, así como también compensación de daños y perjuicios a la salud, presuntamente a consecuencia de emisiones gaseosas producidas por la refinería, actualmente bajo monitoreo. Con fecha 11 de agosto de 2011, el juez falló en contra de YPF y del Estado Nacional, requiriéndonos el pago de Ps. 3.5 millones más intereses. La Cámara de Apelaciones confirmó la sentencia y ordenó a YPF S.A. a presentar ante el juzgado de primera instancia un plan de obras que tienda a reducir las emisiones gaseosas. Hemos apelado este fallo ante la Corte Suprema de Justicia pero fue rechazada dicha apelación en Marzo de 2013. Posteriormente, el juez ordenó a YPF a presentar un plan de mejora, que YPF presentó en marzo de 2013. El plan será analizado por los expertos de la Corte.

Con fecha 25 de enero de 2011, la YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS) de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la ley 24.145 de Privatización de YPF. YPF ha provisionado el costo estimado de los estudios de caracterización y análisis de riesgo mencionados. El costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, será provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

Quilmes. Hemos sido notificados de 37 reclamos judiciales por vecinos de las proximidades de la ribera de la localidad de Quilmes en la provincia de Buenos Aires, como consecuencia de una rotura relacionada con el poliducto La Plata - Dock Sud. Los daños invocados se relacionan con la pérdida del producto antes mencionado, que tuvo lugar en el año 1988, a consecuencia de la rotura del poliducto por terceros en un hecho de hurto de combustible, y que fue luego reparado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado. Uno de los reclamos fue promovido por un grupo de personas que alega residir en esa zona y que demanda la subsanación de daños y perjuicios ambientales y el pago de aproximadamente Ps. 47 millones más intereses como indemnización por daños y perjuicios personales por exposición a hidrocarburos. Hemos contestado la demanda requiriendo su rechazo, como así también solicitando la citación del Estado Nacional. Adicionalmente, hemos notificado al Estado Nacional la existencia del reclamo, informándole que solicitaremos que se nos mantenga indemnes de toda responsabilidad derivada del mismo, de acuerdo con lo estipulado en la Ley de Privatización. El Estado Nacional negó ser responsable de mantenernos indemnes en

este caso, y nosotros hemos demandado al gobierno argentino para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión administrativa, lo que no ha sido resuelto. Los 26 reclamos judiciales restantes fueron promovidos sobre la base de argumentos similares y representan aproximadamente la suma de Ps. 19 millones. Adicionalmente, tenemos conocimiento de la existencia de otras acciones iniciadas en nuestra contra, las que aún no nos han sido notificadas y se basan en argumentos similares. En la actualidad se están llevando a cabo tareas de remediación en el área afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la provincia de Buenos Aires.

La demanda de New Jersey. El 13 de diciembre de 2005, el Departamento de Protección Ambiental de New Jersey, Estado de New Jersey, Estados Unidos, y el Fondo de Indemnizaciones por Derrames de New Jersey iniciaron una demanda ante un tribunal de New Jersey contra Occidental Chemical Corporation, Tierra, Maxus, Repsol YPF, nosotros, YPF Holdings y CLH Holdings (Véase “Información sobre la emisora - YPF Holdings – Operaciones en los Estados Unidos”). YPF International S.A. y Maxus International Energy Company fueron incorporados al reclamo en 2010. Los demandantes están reclamando la compensación económica, incluidos los daños y la investigación asociada y los costos de limpieza, en montos indeterminados y daños punitivos como consecuencia de daños ambientales y los costos y los honorarios asociados con el proceso. Ello basado en presuntas violaciones de la Ley de Control e Indemnización por Derrames, de la Ley de Control de Contaminación del Agua y reclamos relacionados en una planta presuntamente operada por alguna de las demandadas y ubicadas en Newark, New Jersey, que presuntamente afectó al Río Passaic y la Bahía Newark. Véase “*YPF Holdings Río Passaic/Bahía Newark, New Jersey/ New Jersey – Litigio con el DEP*”.

Reclamos Fiscales. Hemos recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, que individualmente no son significativos, y para los cuales se ha constituido la previsión correspondiente, sobre la base de la mejor estimación de acuerdo con la información disponible a la fecha de emisión del presente prospecto.

Contingencias posibles no previsionadas.

Además de las contingencias probables descritas en los párrafos precedentes, estamos sujetos a varias demandas laborales, civiles, comerciales y medioambientales por las cuales no se ha hecho reserva ya que nuestra gerencia, sobre la base de las pruebas disponibles a la fecha y la opinión de nuestros abogados externos, las ha considerado contingencias posibles.

Sobre la base de la información disponible para la Sociedad, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, y la evaluación realizada por los asesores internos y externos de la Compañía, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación.

Las contingencias más significativas se describen a continuación:

Demanda de la Asociación de Superficiales de la Patagonia. El 21 de agosto de 2003, la Asociación de Superficiales de la Patagonia (“ASSUPA”) demandó a las empresas que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca Neuquina, incluyéndonos, reclamando la reparación del daño ambiental colectivo presuntamente causado por la realización de esas actividades, o la creación de un fondo de reparación ambiental y la implementación de medidas para evitar daños ambientales en el futuro. El monto total reclamado contra las empresas supera los US\$ 547,6 millones. La demandante pidió que el gobierno argentino (la Secretaría de Energía), el Consejo Federal de Medio Ambiente, las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación fueran citados. Solicitaba, como medida precautoria, que las demandadas se abstuvieran de llevar a cabo actividades que afectaran el medio ambiente. La citación al Defensor del Pueblo así como también la medida precautoria solicitada fueron rechazadas por la Corte Suprema Argentina. Una vez que la demanda fue notificada, junto con las otras partes demandadas presentamos una excepción de defecto legal, solicitando que se desestimara

la demanda dado que la demandante no había expresado un reclamo sobre el cual podía otorgarse una compensación. El tribunal hizo lugar a la petición y la demandante tuvo que presentar una demanda complementaria. Hemos pedido que el reclamo sea rechazado porque los defectos de la demanda indicados por la Corte Suprema Argentina no fueron corregidos, lo que ha sido desestimado. Sin embargo, también hemos pedido su rechazo por otras razones, y hemos citado al gobierno argentino, debido a su obligación de indemnizarnos por toda responsabilidad y mantenernos indemnes por hechos y reclamos emergentes con anterioridad al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley de Privatización y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008 la Corte Suprema Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. El 23 de febrero de 2009 la Corte Suprema Argentina emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y a Comefa para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros interesados y se resuelvan algunas cuestiones procesales. Las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, han presentado sus alegatos a la Corte Suprema, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros. Assupa denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, no obstante no haber sido notificada la demanda, de otros dos reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra i) empresas concesionarias de áreas de la cuenca del Golfo San Jorge, y ii) empresas concesionarias de áreas de la cuenca austral. La Sociedad, en caso de ser notificada, estima responder conforme los términos legales y de acuerdo a los argumentos de defensa que correspondieren y aplicables al caso.

Demandas sobre cuestiones medioambientales en Dock Sud. Hemos sido demandados en los siguientes juicios sobre medio ambiente que han sido iniciados por residentes que viven cerca de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires: (i) “Mendoza, Beatriz contra el Estado Nacional, et al” y (ii) “Cicero, María Cristina con Antivari S.A.C.I. et al, sobre indemnización por daños y perjuicios”. En el reclamo de Mendoza, juicio que tramita ante la Corte Suprema Argentina, el Estado nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 14 municipalidades y 44 empresas (incluyéndonos) son demandados. Los demandantes han pedido una indemnización no determinada por daño ambiental colectivo de la cuenca de los ríos Matanza y Riachuelo y por daños a la salud y a la propiedad, que sostienen haber sufrido. La Corte Suprema Argentina se declaró competente para decidir solamente el conflicto relacionado con los daños ambientales colectivos, incluyendo la prevención de contaminación futura, reparación de los daños ambientales ya causados y la indemnización monetaria por daños ambientales irreparables, y ha pedido a las demandadas que presenten informes específicos. En particular, ha solicitado al gobierno argentino, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a Cofema que presenten un plan con objetivos ambientales. Contestamos la demanda y pedimos la citación del gobierno argentino, basado en sus obligaciones de indemnidad conforme con la Ley de Privatización y el Decreto N° 546/1993. En julio de 2008, la Corte Suprema Argentina decidió que la Autoridad de Cuenca (Ley 26.168) (“ACUMAR”) estará a cargo de la ejecución del plan de remediación, así como también de tomar las medidas preventivas en el área. El Estado Nacional, así como también la Provincia y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires serán los responsables de dicha ejecución. Estableció, además, la competencia exclusiva del Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes para decidir estas cuestiones y determinó que cualquier acción futura que tuviera por objeto la recomposición ambiental de la cuenca sería rechazada (litispendencia). Hemos sido notificados de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, los que han sido presentados a la fecha de este prospecto, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas. Adicionalmente, la Corte Suprema Argentina se declaró competente para determinar si existe responsabilidad atribuible a cualquiera de las partes involucradas y, en ese caso, su extensión. En el juicio Cicero, los demandantes, residentes de Villa Inflamable, Dock Sud, también demandan la reparación ambiental de Dock Sud y Ps. 33 millones como indemnización por daños y perjuicios por lesiones físicas y daños a la propiedad contra muchas empresas que

tienen operaciones allí, incluyéndonos. Nosotros contestamos la demanda pidiendo su rechazo, y hemos citado al gobierno argentino, debido a su obligación de indemnizarnos por toda responsabilidad y mantenernos indemnes por hechos y reclamos emergentes con anterioridad al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley de Privatización y el Decreto 546/1993.

Demandas sobre cuestiones ambientales por la Refinería La Plata.

Tenemos conocimiento de una acción que aún no nos ha sido notificada, en la cual la demandante pide el cese de la contaminación y la limpieza de los canales junto a la Refinería La Plata, en Río Santiago, y otros sectores cerca de la costa, (eliminación de barro, drenaje de pantanos y restablecimiento de la biodiversidad, entre otros factores) y si esa limpieza no fuere posible, una indemnización de Ps. 500 millones o un monto a ser determinado de acuerdo con la prueba producida durante la etapa de producción de prueba. Creemos que este reclamo se superpone parcialmente con los pedidos hechos por un grupo de vecinos de la Refinería La Plata, el 29 de junio de 1999. Consiguientemente, entendemos que si fuéramos citados en este proceso o en cualquier otro proceso relacionado con las mismas cuestiones, los casos deberán ser acumulados en la medida en que los reclamos se superponen. Con respecto a los reclamos que no serían incluidos en los procesos anteriores, en este momento no podemos calcular el valor futuro de esos reclamos. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la Ley de Privatización que concierne a YPF.

Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS (Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible), el cual es descrito en “Contingencias probables – *Reclamos ambientales de La Plata*”

Reclamos relacionados al mercado de gas y otros. Adicionalmente a lo mencionado en el apartado “Contingencias probables - *Presuntos incumplimientos a contratos de suministro de gas natural*”, la Sociedad es también parte en los siguientes litigios vinculados al mercado de gas:

Reclamos de la CNDC. El 17 de noviembre de 2003, la CNDC pidió explicaciones, en los términos del Artículo 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, en el marco de una investigación iniciada de oficio, a un grupo de casi treinta empresas productoras de gas natural, incluyéndonos, en relación con los siguientes puntos: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia; y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la entonces estatal YPF, e YPFB, mediante el cual -según la CNDC- YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición; y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, presentamos nuestras explicaciones conforme el artículo 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, alegando que no se ha cometido violación alguna de normas de defensa de la competencia y que no ha habido ninguna discriminación de precios entre las ventas de gas en el mercado local y la exportación. El 20 de enero de 2006 recibimos la notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC: (i) rechaza el planteo de non bis in idem que efectuamos, sosteniendo que ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución Enargas N° 1289; y (ii) ordena la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas, conforme lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley de Defensa de la Competencia. El 15 de enero de 2007, la CNDC nos imputó, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la Ley N° 25.156. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, presentamos ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y, la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por nosotros contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado combustible en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, la que fue otorgada, ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida, hasta que la apelación se resuelve judicialmente. Contra esa inyección preliminar, el Gobierno Federal argentino presentó un recurso extraordinario federal, que aún no ha servido para YPF

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución Nro. 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y a ESSO PETROLERA ARGENTINA S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Res. SCI N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la Resolución Nro. 17/2012. El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar la una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF Sociedad Anónima la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

Adicionalmente, la Sociedad es sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC, y que en opinión de la Gerencia de

la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores: La actora reclama originalmente a Repsol YPF S.A. (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El Juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993/1997 la suma de Ps. 91,2 millones (el monto actualizado asciende a aproximadamente Ps. 489 millones), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescrita por el transcurso del plazo de 2 años. No obstante, el 6 de agosto de 2009 se abrió la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma.

Otros Reclamos Ambientales en Quilmes: la Sociedad ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente Ps. 250 millones en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.

Demanda Repsol y otros: YPF ha sido notificada recientemente de las siguientes demandas:

- Una demanda judicial interpuesta por Repsol el 31 de julio de 2012 ante el Tribunal de Primera Instancia de New York, Estados Unidos de Norteamérica, contra The Bank of New York Mellon (“BONY”) y contra YPF. La demanda, alega que Repsol tenía el derecho de votoar respecto de ADSs de propiedad de un determinado tercero que se encontraban prendadas comprometió a favor de Repsol, pero que fue incapaz de ejercer esos derechos de voto debido a la presunta que BONY alegó supuesta falta de aceptación y negación por parte de BONY de llevar a cabo las instrucciones de voto emitidas por Repsol en relación con, entre otras cosas, la elección de los miembros del Directorio de YPF en la Asamblea de la Sociedad del 4 de junio de 2012. La demanda también afirma reclamos contra la Compañía por supuestamente instruir indebidamente a BONY a no aceptar instrucciones de voto de Repsol. El 4 de febrero de 2014, el tribunal otorgó a la accedió a las mociones de la CompañíaCompañía y a BONY la solicitud para de desestimar la demandanuncia, y rechazó todas las demandas contra la Compañía sin derecho de presentar nuevamente una demanda contra la Compañía por los mencionados reclamoscon. El 10 de marzo de 2014, Repsol presentó un aviso de apelación de la orden de la corte desestimando su demanda.
- YPF ha sido notificada de cuatro demandas iniciadas por Repsol con motivo de la vigencia de la Ley 26.741 solicitando la nulidad de la Asamblea General Ordinaria de YPF de fecha 4 de junio de 2012, la Asamblea General Ordinaria de fecha 17 de julio de 2012, y la Asamblea General Ordinaria N° 38 de YPF celebrada el 13 de septiembre de 2012, todas las cuales han sido contestadas por YPF.
- Con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio (“Convenio”), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF. Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones. El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo

celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741. Si dicho cierre no ocurre para el día 7 de mayo de 2014, o la fecha posterior que las partes acuerden por escrito, el Convenio no entrará en vigencia y quedará sin efecto de pleno derecho, manteniendo las partes todos los derechos preexistentes a la fecha de su firma sin que el Convenio genere responsabilidad alguna para las partes. Vease "Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas en la Argentina y con nuestro negocio —Somos parte en varios procedimientos legales," para obtener una descripción del Acuerdo entre Repsol y la República Argentina relativo a la indemnización por la expropiación del 51% del capital social de YPF propiedad, directa o indirecta, por parte de Repsol.

Acción de clase (class action): La Sociedad fue notificada el 16 de abril de 2013, de una supuesta demanda colectiva presentada por Monroe County Employees Retirement System, en contra de la Compañía, algunos de sus funcionarios y directores, Repsol SA, Morgan Stanley & Co., Incorporated ("Morgan Stanley"), Credit Suisse Securities (EE.UU.) LLC ("Credit Suisse") y Goldman Sachs & Co. ("Goldman Sachs" y junto con Morgan Stanley y Credit Suisse, los "Colocadores"), que alegaba reclamos bajo la ley denominada Securities Act of 1933. El 15 de mayo de 2013, la demanda fue consolidada con una acción análoga iniciada por Félix Portnoy que alegaba reclamos en virtud de la ley denominada Securities Exchange Act of 1934. Las reclamaciones en la acción consolidada están basadas en una supuesta falta de información al mercado durante el período entre el 22 de diciembre de 2009 y el 16 de abril de 2012, y en relación con una oferta pública de acciones de YPF de marzo de 2011 sobre el potencial riesgo de expropiación de la Sociedad y en la supuesta afectación del valor de las acciones. El 20 de febrero de 2014, la Corte Federal de Distrito para el Distrito Sur de Nueva York, concedió a YPF, Repsol y a los colocadores, la solicitud para desestimar la demanda, y rechazó todas las reclamaciones contra la Compañía sin derecho de presentar nuevamente una demanda contra la Compañía por las mencionadas reclamaciones.

Contingencias remotas no previsionadas

Nuestra gerencia, en consulta con sus abogados externos, cree que las siguientes contingencias, aunque importantes en forma individual, son remotas:

Pedido de investigación del Congreso a la CNDC. El 7 de noviembre de 2003, algunos ex miembros del Congreso de la Nación, Arturo Lafalla, Ricardo Falú y otros, presentaron una denuncia ante la CNDC contra nosotros por abuso de posición dominante en el mercado de GLP mayorista durante el año 2002 y parte del año 2003. La presunta conducta consistía en la venta de GLP a granel en el mercado local a precios superiores que a los de la paridad de exportación, restringiendo la disponibilidad del producto en el mercado local. El 15 de diciembre de 2003, la CNDC decidió dar traslado a la denuncia, y pidió explicaciones en los términos del Artículo 29 de la Ley de Defensa de la Competencia. El 21 de enero de 2004 presentamos nuestras explicaciones de acuerdo con el Artículo 29 de la Ley de Defensa de la Competencia sosteniendo que no se había cometido violación alguna. En este punto, la CNDC puede aceptar nuestras explicaciones o instruir el sumario. Nosotros sostuvimos que no restringimos la oferta de GLP en el mercado local, y que durante el período investigado la totalidad de la demanda interna de GLP podría haber sido abastecida por nuestros competidores, y que por lo tanto, nuestra participación de mercado no puede calificarse de posición dominante. Con fecha 2 de septiembre de 2008, la CNDC por medio de la Nota N° 1131/08 nos solicitó información en relación a los precios del mercado interno y externo correspondiente al período 2000 a la fecha. El 7 de octubre de 2008 hemos presentado la información solicitada. Con fecha 10 de diciembre de 2008, la CNDC por medio de cédula de notificación, solicitó a YPF para que en el plazo de 3 días se informe y se acompañen los contratos de exportación de GLP suscriptos durante el período 2001-2004 y que explique la evolución de los precios para el mercado interno y externo de gas propano y butano para el período marzo a diciembre de 2001-2004. Con fecha 16 de diciembre de 2008 presentamos la información solicitada. Hemos tomado conocimiento de que la CNDC emitió el Dictamen en virtud del cual se propicia el archivo de las

actuaciones. La actuación sigue a la firma del Secretario de Comercio Interior y no ha sido notificada a la fecha. Con fecha 4 de marzo de 2013 hemos sido notificados de la Resolución SCI N° 215 del 28 de diciembre de 2012 por medio de la cual se ordena el archivo de las actuaciones.

En virtud de las disposiciones de la Resolución N° 189/99, mencionada precedentemente, ciertos terceros han reclamado una indemnización por presuntos daños y perjuicios sufridos por ellos como consecuencia de nuestra conducta sancionada. Hemos rechazado esos reclamos y presentamos nuestras defensas.

Otras controversias por derechos aduaneros. Durante los años 2006 y 2007 las delegaciones de la Dirección General de Aduanas en Neuquén, Comodoro Rivadavia y Puerto Deseado nos informaron que se han iniciado determinados procedimientos sumarios contra nosotros sobre la base de presuntas declaraciones formales erróneas sobre entregas de petróleo a futuro (compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro) en los permisos de carga presentados ante esas agencias. La aduana puede cuestionar si el precio pactado por YPF y declarado en el permiso de embarque es la medida adecuada para pagar los derechos de exportación, pero no cabe reproche infraccional a YPF por declarar el precio de la operación. Adicionalmente desde la existencia de los derechos de exportación YPF paga estos derechos sobre el valor de mercado del crudo. En diciembre de 2008, la Dirección General de Aduanas de Neuquén rechazó nuestros argumentos y emitió una resolución en nuestra contra, la cual ha sido apelada ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Aunque nuestra gerencia, sobre la base del dictamen de sus asesores legales, cree que el reclamo no tiene fundamento legal, las posibles multas impuestas podrían ser sustanciales.

Controversia por regalías de Mendoza. Luego de los reclamos iniciados por la provincia de Mendoza, a efectos de que se aplique el precio de mercado internacional en las operaciones del mercado local sobre la base de la interpretación del Artículo 6 de la Ley N° 25.561, presentamos un recurso administrativo. Nuestra solicitud actualmente se encuentra pendiente de resolución. Además, presentamos una acción declarativa de certeza ante la Corte Suprema Argentina, con solicitud de medida cautelar para declarar inconstitucional la interpretación que la provincia de Mendoza aplica a la sección 6 de la Ley N° 25.561. El 7 de abril de 2009, fuimos notificados que la Corte Suprema Argentina se declaró competente para conocer en la causa que iniciamos, y emitió una medida cautelar solicitándole a la provincia de Mendoza que frene la aplicación del precio del mercado internacional en el cálculo de las regalías a pagar por nosotros. Durante 2013, la Corte Suprema Argentina emitió una resolución final favorable para nosotros.

YPF Holdings

La siguiente es una breve descripción de ciertas responsabilidades ambientales y de otras responsabilidades relacionadas con YPF Holdings, una sociedad constituida de conformidad con las leyes de Delaware. Véase “Información de la Emisora - YPF Holdings – Operaciones en los Estados Unidos” para información adicional.

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Chemical Company a Occidental en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals Company y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals Company, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la “Fecha de Venta”) incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y emplazamientos de descarga de residuos utilizados por Chemicals Company antes de la Fecha de Venta.

Al 31 de diciembre de 2013, el total de provisiones para contingencias medioambientales y otros reclamos asciende a aproximadamente Ps. 1.284 millones. La gerencia de YPF Holdings cree que ha hecho provisiones adecuadas para todas las contingencias ambientales y de otro tipo, que son probables y que pueden ser razonablemente calculadas sobre la base de la información disponible hasta ese momento. Sin embargo, muchas de esas contingencias están sujetas a importantes incertidumbres, incluyendo la finalización de estudios en curso, el descubrimiento de nuevos hechos, asignación de responsabilidades entre las partes potencialmente responsables y la posibilidad de la emisión de órdenes por parte de autoridades judiciales o administrativas, que podrían resultar en agregados significativos a esas provisiones en el futuro. Es posible que se reciban otros reclamos, y con el tiempo es probable que se produzca información adicional sobre

reclamos adicionales o existentes (tal como los resultados de las investigaciones que están en curso, el dictado de fallos del tribunal, la firma de acuerdos de participación, o la firma de acuerdos de arreglo). Las previsiones de YPF Holdings por contingencias ambientales y otras contingencias descritas a continuación se basan exclusivamente en la información disponible actualmente y por ello, YPF Holdings, Maxus y Tierra pueden tener que incurrir en gastos que pueden ser considerables, adicionales de las previsiones ya efectuadas.

En las siguientes consideraciones, las referencias a YPF Holdings incluyen, según corresponda y sólo efecto de esta información, referencias a Maxus y a Tierra.

Newark, New Jersey. En 1990 el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos de New Jersey emitió un auto de consentimiento, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (la "EPA"), el Departamento de Protección Ambiental de New Jersey (el "DEP") y Occidental, como sucesora de Chemicals Company, para la ex planta de químicos agrícolas de Newark, New Jersey, de Chemicals Company. Las medidas de remediación provisional acordadas han sido completadas y pagadas por Tierra en virtud del acuerdo de indemnidad entre Maxus y Occidental descrito precedentemente. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento y al 31 de diciembre de 2013, YPF Holdings ha provisionado aproximadamente Ps. 96 millones en relación con esas actividades.

Río Passaic/Bahía Newark, New Jersey. Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por los estudios de remediación y factibilidad ("RIFS") financiados y llevados a cabo por TS y otras compañías en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el "AOC 2007"). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RIFS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo, compuesto por aproximadamente 70 compañías, se autodenomina "PGC – Partes del Grupo de Cooperación". El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP"). El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más bajo en el párrafo titulado "Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción." Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un borrador de acuerdo administrativo (el "CSO AOC").

Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que, una vez firmado por la EPA, no quedarán obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. TS estimaba previamente que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomará aproximadamente más 2 años en ser terminado.

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual fue notificada a Occidental y Maxus y algunas de sus compañías relacionadas así como a otras compañías. Dicha directiva busca identificar responsables de los daños a los recursos naturales, ocasionados por casi 200 años de desarrollo de actividad industrial y comercial a lo largo del río Passaic y en una parte de su cuenca. La Directiva N° 1 asegura que las compañías notificadas son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. El DEP está asumiendo la jurisdicción en este asunto, a pesar de que todo o parte del tramo inferior del río Passaic está sujeto al PRRP. La Directiva N° 1 solicita la compensación interina para la restauración, la identificación y la cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a

la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. Se han mantenido negociaciones entre el DEP y las mencionadas entidades, no obstante, no se ha logrado ni se asegura llegar a un acuerdo.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y partes de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial, que incluía toma de muestras de la Bahía de Newark ha sido completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encuentra resuelta. La EPA ha emitido cartas a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que están siendo efectuados por TS en el marco del AOC 2004. TS pretende que, para la tercera fase de los RIFS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per cápita. A la fecha de emisión del presente prospecto, las partes han rechazado la propuesta. No obstante ello, YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales, de existir, que pudieran surgir una vez que sea aprobado el alcance final de la tercera fase, como así también la propuesta de distribución de los mismos, según se menciona previamente.

En diciembre de 2005, el DEP emitió una directiva a TS, Maxus y Occidental para abonar al Estado de New Jersey los costos de desarrollo del Plan de Dragado de Control de Recursos, el cual se focaliza en sedimentos contaminados de dioxina en una sección de seis millas en el tramo inferior del río Passaic. El costo de desarrollo de este plan fue estimado en US\$ 2 millones. El DEP ha informado a los destinatarios que (a) se encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder la directiva hasta no ser notificados.

En agosto de 2007, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA"), envió una carta a ciertas entidades (incluyendo a TS y Occidental) que, según sostiene la NOAA, tienen responsabilidad por daños a los recursos naturales, solicitando que participen de un acuerdo para llevar a cabo una evaluación de los daños a los recursos naturales en el río Passaic y en la Bahía de Newark. En noviembre de 2008, TS y Occidental llegaron a un acuerdo con la NOAA para financiar una porción de los costos ya incurridos por ésta, y llevar a cabo determinadas tareas de evaluación durante 2009. Aproximadamente otros 20 miembros de PRRP han suscripto acuerdos similares. En noviembre de 2009, TS rechazó la extensión de dicho acuerdo.

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS han firmado una Orden Administrativa de Consentimiento (el "Acuerdo de Remoción de 2008") mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprende la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de dos fases. La primera fase se inició en julio 2011, comprendía acciones sobre aproximadamente 40.000 yardas cúbicas (30.600 metros cúbicos) de sedimento, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA realizó una inspección del sitio durante enero de 2013, transmitiendo verbalmente su aprobación de la finalización de las obras estando a la fecha pendiente la recepción de la confirmación escrita de la misma. La segunda fase comprende la remoción de aproximadamente 160.000 yardas cúbicas (122.400 metros cúbicos) de sedimento, cuyo plazo de cumplimiento comenzará luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. En virtud del Acuerdo de Remoción de 2008, la EPA ha requerido la constitución de garantías financieras para la ejecución de los trabajos de remoción que podría incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifica. Al llevar a cabo las tareas de remoción de sedimentos, se removerán contaminantes que podrían provenir de fuentes distintas a la antigua planta de Diamond Alkali. YPF Holdings Inc. y sus subsidiarias podrían intentar recuperar los costos correspondientes a terceras partes responsables de dicha contaminación. Sin embargo, a la fecha de este prospecto no es posible predecir la probabilidad de éxito de este recupero, ni el monto potencialmente recuperable.

Adicionalmente, en junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS"). El FFS resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un

extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río, que de acuerdo a dicho borrador, la EPA estimó que podría costar entre US\$ 900 millones y US\$ 2.300 millones, y son descritas por la EPA como tecnologías probadas que podrían ser desarrolladas en el corto plazo, sin necesidad de investigaciones extensivas. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC han presentado a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del borrador del FFS.

El 14 de noviembre de 2013, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS. Se ofrecerían cuatro alternativas : (i) no realizar acción alguna, (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas por más de 12 años (costo estimado de EPA: de US\$ 1.400 millones a US\$ 3.500 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio o descontaminación local y objeto de uso beneficioso), (iii) tapado con dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas por más de 6 años (costo estimado de EPA: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.800 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio o descontaminación local y uso beneficioso; y (iv) focalizado en tapado y dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas por más de 3 años (costo estimado de EPA:: US\$ 4 millones a US\$ 6 millones, dependiendo de si hay un CAD o eliminación fuera del sitio o descontaminación local y uso beneficioso). A la fecha de este Prospecto se espera que el revisado FFS sea lanzado al público en marzo de 2014. Si la EPA se mantiene con el calendario anunciado, se prevé que el Registro final de la Decisión se publicará entre doce a dieciocho meses después que el FFS sea lanzado al público. En base a la información que a la fecha de emisión de este Prospecto dispone la Sociedad, considerando asimismo la potencial propuesta final, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, las múltiples partes potencialmente responsables implicados en el mismo y consecuentemente la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

En base a la información que a la fecha de emisión del presentes prospecto dispone la Sociedad, considerando asimismo la potencial propuesta final, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee, serán objeto del Estudio de factibilidad / Investigación de remediación cuya realización se anticipa para 2015, luego de que la EPA seleccione una medida de remediación y la ponga a consideración del público.

Por otro lado, y con relación a la supuesta contaminación ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas emanadas por la planta de Newark, propiedad de Chemicals Company y la contaminación del tramo inferior del río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños en diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings Inc., TS, Maxus y varias otras entidades; además de Occidental (el "Litigio con el DEP"). El DEP busca reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas. Las partes demandadas han presentado las defensas correspondientes. En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF solicitó que previo a que la prosecución del trámite se deje sin efecto su citación al juicio sosteniendo que los Tribunales con asiento en New Jersey no tienen jurisdicción respecto de YPF por ser una compañía extranjera que no reúne los requisitos para ser obligada a asumir el carácter de parte en un juicio ante dichos Tribunales. El pedido de desestimación de la demanda por falta de jurisdicción antes mencionado fue rechazado en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones. Sin perjuicio de ello, la Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y autoridades vinculadas al tratamiento de aguas residuales y organismos

gubernamentales, dentro de los cuales se encuentran ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International S.A. como partes demandadas. Los actores alegan que los demandados Repsol, YPF, YPF International S.A., YPF Holdings, Inc., CLH Holdings, Inc., Maxus, Maxus International Energy Company y Tierra, son alter egos unos de otros y partícipes en un esquema para defraudar a los actores mediante reestructuraciones corporativas diseñadas para limitar las responsabilidades ambientales asociadas con la contaminación del área. A este fin la actora ha realizado reclamos por la transferencia fraudulenta de activos de Maxus, conspiración civil, incumplimiento de deberes fiduciarios, complicidad, corrimiento del velo societario y responsabilidad por alter ego.

Anticipándose a esta expansión considerable del número de partes en el litigio, el tribunal nombró un Maestro Especial para asistir a la corte en la administración de la causa. En septiembre de 2010, organismos gubernamentales del Estado de New Jersey, así como otras entidades citadas presentaron sus pedidos de desestimación, los cuales han sido respondidos por Maxus y TS. En octubre de 2010 algunos demandados plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos (“motions to sever and stay”), a las cuales se sumó el DEP, lo que habilitaría al DEP a agilizar los reclamos contra los demandados directos. Dichas mociones fueron rechazadas en noviembre 2010. Asimismo, ciertas entidades citadas habían presentado pedidos de que se deje sin efecto el juicio respecto de ciertas personas (“motions to dismiss”), los cuales fueron denegados por la jueza auxiliar en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas por el juez principal en marzo de 2011. En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito (“Case Management Order N° XVII”), la cual incluye un plan para el desarrollo del juicio (“Trial Plan”). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinará la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños.

En julio 2012 el Tribunal enmendó el plan de juicio para la Etapa II y etapa IV, fijando el inicio de la fecha de juicio para no antes del 1 de junio de 2013.

Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito es determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas (“Spill Act”); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas (“Spill Act”) frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga (“Spill Act”). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra aprobada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals Company aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue, área ubicada cerca del Río Passaic), que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente y que Maxus y Tierra comparten mutuamente sus obligaciones como alter egos.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas (“Spill Act”) de Nueva Jersey. En el primer trimestre de 2012, Maxus, Occidental y los demandantes presentaron sus escritos. Hubo audiencias y presentación de argumentos orales el 15 y 16 de mayo. El juez ha fallado en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Río Passaic. No obstante, no se ha comprobado ni el volumen total ni la toxicidad de la contaminación, como así tampoco el monto del daño causado (todo lo cual se determinará en otra fase del pleito). Maxus y TS tienen el derecho de apelar esta decisión.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevará adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la “Administración”) contra Occidental, Maxus y Tierra (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue). Conforme a esta orden, el comienzo del juicio de la primera etapa de la vía procesal VIII está programado para julio de 2013. No obstante, esta fecha estimada se vio modificada por el siguiente acontecimiento.

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de intención (MOU, por sus siglas en inglés), con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra.

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvenición ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, todas las cuales han sido incluidas en la reconvenición de Occidental. En especial, se incluyen tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundan en el Informe Mosconi del Estado Argentino. El 25 de octubre de 2012, las partes del litigio aceptaron una Orden de consentimiento, sujeta a la aprobación del juez Lombardi, la cual, en parte, extendió el plazo para que YPF responda a los nuevos escritos presentados por la Administración y por Occidental hasta el 31 de diciembre de 2012, extendió el período de producción de pruebas testimoniales hasta el 26 de abril de 2013, extendió el período de producción de pruebas periciales hasta el 30 de septiembre de 2013 y fijó fecha para el juicio sobre el fondo para el 24 de febrero de 2014.

En julio 2012 el Tribunal enmendó el plan de juicio para la Etapa II y etapa IV, fijando el inicio de la fecha de juicio para no antes del 1 de junio de 2013.

El 26 de octubre de 2012, el Tribunal enmendó otra vez el plan de juicio para las etapas II y IV, ajustando plazos del descubrimiento (prueba) y del juicio sumario y fijando fecha de juicio para el 24 de febrero de 2014. El 14 de febrero de 2013, los actores y todos los demandados excepto Occidental presentaron ante el Tribunal un pedido para suspender el pleito porque habían acordado trabajar en el marco de un acuerdo transaccional que resuelva las demandas entre ellas.

En Enero 2013 el Tribunal concedió a YPF International S.A., YPF Holdings, Inc., CLH Holdings, Inc. y Repsol permiso para interponer mociones de desestimar la demanda y los reclamos cruzados de Occidental sobre la base de la prescripción. La moción de YPF debía interponerse hasta el 18 de febrero pero el Tribunal dispuso el 14 de febrero de 2013.

Al 31 de diciembre de 2013, el DEP no ha incorporado montos en sus reclamos, pero: (a) sostuvo que un tope de US\$ 50 millones en daños y perjuicios en virtud de una de las leyes de New Jersey no deberían ser aplicables; (b) alegó que se ha incurrido encima de US\$ 118 millones en el pasado en costos de limpieza y remoción, (c) está buscando una compensación adicional de entre US\$ 10 y US\$ 20 millones para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y busca sus futuros costos de investigación y remediación, (d) notificó a Maxus y TS respecto a que el DEP se encuentra preparando modelos financieros de costos y de otros impactos económicos y (e) busca daños punitivos.

Las partes en el litigio pendiente Passaic también han participado en las negociaciones del acuerdo. En noviembre de 2011, el Auxiliar Judicial (un juez estatal jubilado, designado para ayudar a la Corte Superior con el descubrimiento) pidió y celebró una conferencia de conciliación a finales de noviembre de 2011 entre los demandantes, y Repsol, YPF, YPFI, YPFH, CLH, Tierra y Maxus para discutir respectivas posiciones de las partes, pero no se llegó a una resolución.

Durante el cuarto trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, Maxus y Tierra, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de intentar lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey.

El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte un principio de acuerdo entre el Estado de Nueva Jersey y las terceras partes demandadas. Además YPF, y ciertas afiliadas (YPF Holdings, Maxus y Tierra) aprobaron un acuerdo con Repsol y el Estado de Nueva Jersey. La propuesta del Acuerdo establece, sin reconocer ningún hecho ni derecho: (i) un pago de US\$ 65 millones por parte de Maxus y/o YPF al Estado de Nueva Jersey y (ii) un límite de responsabilidad de hasta US\$ 400 millones con respecto a ciertos reclamos transversales no resueltos de Occidental contra Repsol, YPF y YPFI, y que resolvería ciertos reclamos ambientales de los demandantes en contra de todos los demandados dentro de cierto rango del río Passaic, y el aplazamiento de las etapas II y IV hasta después del juicio de daños y perjuicios por el Estado contra Occidental en la etapa VIII. El Acuerdo de Conciliación no resuelve reclamos transversales de Occidental.

El 12 de diciembre de 2013, el juez aprobó el Convenio del Acuerdo, junto con el acuerdo de transacción celebrado entre el Estado de Nueva Jersey y los terceros demandados. El 24 de enero 2014 Occidental presentó un escrito de apelación de la aprobación de la corte del Acuerdo de Transaccional, que indica que no se oponía a la liquidación parcial de la vía procesal VIII (importe de la indemnización causados por la planta de Chemicals Company en Newark), sino a la demora en el comienzo de la vía procesal IV (demandas de Occidental bajo las doctrinas de alter ego y transferencia fraudulenta contra Repsol e YPF). El 3 de febrero de 2014, la Corte de Apelaciones informó a las partes que se cuestionaba si la decisión del juez Lombardi del 12 de diciembre con respecto al momento de la vía procesal IV era definitiva o interlocutoria. El Estado de Nueva Jersey argumentó ante el tribunal de apelación que la decisión del juez Lombardi era una orden final, mientras que Occidental argumentó que la decisión era una orden interlocutoria. Se espera que la corte de apelación decida la cuestión en marzo o abril de 2014. El 10 de febrero 2014 Maxus hizo el pago de los US\$ 65 millones previsto en el Convenio del Acuerdo a una cuenta de depósito en garantía.

Con respecto a las reclamaciones de indemnización que Maxus y Tierra han iniciado contra aproximadamente 300 empresas y entidades gubernamentales, incluyendo algunos municipios y autoridades de aguas residuales que podían tener responsabilidad en relación con los reclamos antes mencionados, el Estado de Nueva Jersey también ha tratado de llegar a un acuerdo sobre estas reclamaciones. El 26 de marzo de 2013, los demandantes informaron a la Corte Superior que una acuerdo propuesto entre los demandantes y terceros demandados había sido aprobado por el quorum mínimo entre los demandados tanto privados como públicos, de acuerdo a lo cual estos pagarían al Estado de Nueva Jersey aproximadamente US\$ 34,5 millones de dólares. El acuerdo propuesto fue posteriormente presentado para la aprobación del Tribunal Superior, lo cual finalizaría las reclamaciones de Maxus y Tierra contra los terceros demandados en este litigio. El Tribunal Superior aprobó el acuerdo conciliatorio el 12 de diciembre de 2013. Al 31 de diciembre de 2013, se ha provisionado un importe total de 805 millones, el cual comprende el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark, incluyendo cuestiones legales asociadas. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, pudieran ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción -:

En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10.9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10.9 del Río Passaic (RM 10.9), que comprende una formación de sedimentos (“senegal”) de aproximadamente 8,9 acres. La propuesta AOC RM 10.9 ordenaba proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y

reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de relleno y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. Occidental se negó a ejecutar dicha AOC y Occidental, Maxus y Tierra formalizaron su renuncia del PGC, efectiva desde el 29 de mayo de 2012, bajo protesta y mediante reserva de derechos. El 18 de junio de 2012, la EPA anunció la celebración de la AOC para la RM 10.9 con 70 partes del arreglo, todas miembros del PGC. Este documento establecía, entre otros requisitos, la obligación de proporcionar a la EPA una garantía financiera por el cumplimiento de los trabajos, establecida en la suma de US\$ 20 millones. El 25 de junio de 2012, la EPA emitió a Occidental una Orden Administrativa Unilateral (OAU) para las actividades de remoción. Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento existentes, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tiene planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10.9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. Tierra, en representación de Occidental, sigue tratando con EPA cómo Occidental puede cumplir con la UAO. En espera del resultado de esas discusiones, el plazo para la presentación de la Occidental de la garantía financiera se ha extendido indefinidamente hasta nuevo aviso de la EPA. Sobre la base de la información disponible para la Sociedad a la fecha de emisión del presente prospecto; en consideración de los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; y con considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, no es posible estimar razonablemente la pérdida o el rango de pérdidas que puedan derivar de estas cuestiones pendientes. En consecuencia, no se ha contabilizado provisión alguna respecto de estos reclamos.

Condados de Hudson y Essex, New Jersey. Hasta los años '70, Chemicals Company operó una planta procesadora de mineral de cromo en Kearny, New Jersey (la "Planta Kearny"). De acuerdo con el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos próximos al Condado de Hudson. El DEP identificó más de 200 lugares en los condados de Hudson y Essex que supuestamente contienen residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de cromato ferroso en la planta de Kearney, o de plantas operadas por otros dos productores de cromo. El DEP, TS y Occidental, como sucesor de Chemicals Company, firmaron un acuerdo en 1990 para la investigación y realización de trabajos de saneamiento en 40 emplazamientos de residuos minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y Essex, en teoría afectados por las operaciones de la planta de Kearny. TS, en representación de Occidental, actualmente está realizando los trabajos y soportando financieramente la parte correspondiente a Occidental de investigación y remediación de estos sitios. Tierra, en nombre de Occidental, está dando una garantía financiera por un monto de US\$ 20 millones para la realización del trabajo asociado con los temas descriptos a continuación.

En mayo de 2005 el DEP tomó dos medidas en relación con los sitios de cromo en los Condados de Hudson y Essex. En primer lugar, el DEP emitió una directiva a Maxus, Occidental y otros dos fabricantes de cromo (los "Requeridos") ordenándoles hacer los arreglos para la limpieza de los residuos de mineral de cromo en tres sitios en Jersey City y la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de US\$ 19,5 millones. En segundo lugar, el DEP inició un juicio contra Occidental y otras dos entidades ante el tribunal estatal en el Condado de Hudson pretendiendo, entre otras cosas, la limpieza de varios sitios donde presuntamente se hallan ubicados residuos de mineral de cromo, el reembolso de costos pasados en los que incurrió el estado en esos sitios (incluyendo más de US\$ 2,3 millones de dólares presuntamente gastados para investigaciones y estudios) y con respecto a determinados costos en 18 sitios, una triple indemnización por

daños y perjuicios. El DEP sostiene que las demandadas son responsables solidariamente, sin tener en cuenta la culpa, por gran parte de los daños invocados. En febrero de 2008, las partes llegaron a un principio de acuerdo, en virtud del cual Tierra acordó pagar US\$ 5 millones y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US\$ 2 millones aproximadamente. Este acuerdo en principio fue plasmado en un borrador de Fallo Consensuado entre DEP, Occidental y dos empresas más, el cual fue publicado en la gaceta oficial de Nueva Jersey el 20 de junio de 2011 y es efectivo a partir de septiembre de 2011. De conformidad con el acuerdo, el pago de los US\$ 5 millones fue realizado en octubre 2011 y el esquema de remediación de los tres sitios adicionalmente a los sitios remanentes de cromo bajo el AOC de Kearny (aproximadamente 28 sitios) por un período de 10 años fue entregado al DEP recientemente. El DEP indicó que no podía aprobar un término de diez años, por lo tanto se presentó una versión revisada del plan de ocho años que fue aprobado por DEP el 24 de marzo de 2013.

En noviembre de 2005, varios grupos ambientalistas enviaron un aviso de intención de demandar al propietario de la propiedad adyacente a la anterior Planta Kearny y a otras cinco partes, incluyendo a Tierra, bajo la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos. Las partes han celebrado un convenio que trata las preocupaciones de los grupos ambientalistas, y esos grupos han aceptado, al menos por ahora, no iniciar el juicio.

En marzo de 2008 el DEP aprobó un plan de trabajo provisorio para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny, habiendo comenzado dichos trabajos. A la fecha de emisión del presente prospecto, los trabajos del plan provisorio han comenzado. En julio de 2010, la EPA notificó a TS y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta Propiedad Adyacente, y solicitó la ejecución de RIFS para este emplazamiento.

Las partes han acordado coordinar los esfuerzos de remediación, conformando el “Grupo de Restauración de la Península” o “GRP”. En el último trimestre de 2011, el GRP llegó a un acuerdo con una nueva parte, por lo cual podría incorporarse al grupo participando en un 16,6%. El GRP está en negociaciones activas con la EPA por un RIFS AOC con relación al sitio de la Compañía “Standard Chlorine Chemical Company”. El GRP está en activas negociaciones con la EPA con relación a un RIFS AOC el cual se espera acordar finalmente en el segundo semestre de 2013.

En el segundo semestre de 2006, conforme a un pedido del DEP, el GRP ha llevado a cabo pruebas de sedimentos en una parte del río Hackensack, cerca de la mencionada planta de Kearny. El reporte de esos resultados fue presentado al DEP. El GRP presentó un plan de trabajo para llevar a cabo pruebas adicionales solicitadas por el DEP, en enero 2009. En marzo de 2012, el GRP recibió una carta de Aviso de Deficiencia (“NOD”) por parte del DEP en la cual busca expandir el alcance del trabajo que será requerido en el río Hackensack bajo el plan de trabajo para incorporar locaciones adicionales de muestreo. No obstante el GRP considera que es necesario investigar y prevenir descargas de cromo en el río desde ciertos sitios, el GRP sostiene que no tiene obligación bajo el AOC de investigar la contaminación por cromo en el río. Las negociaciones entre el GRP y el DEP están en curso.

Al 31 de diciembre de 2013, se encuentran previsionados aproximadamente Ps. 112 millones en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo de New Jersey aún no ha finalizado y el DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo de sanear estos sitios puede incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, de la respuesta del DEP a los reportes de Tierra y de nuevos descubrimientos.

Painesville, Ohio. En relación con la operación hasta 1976 de una planta de procesamiento de cromato ferroso por parte de Chemicals Company (la “Planta de Cromo”), la Agencia de Protección Ambiental de Ohio (la “OEPA”) ordenó la ejecución de RIFS en el área de la antigua planta de Painesville. La OEPA dividió el área en 20 unidades operativas, incluyendo algunas unidades relativas a las aguas subterráneas. TS ha acordado participar en los RIFS como ha sido requerido por la OEPA. TS entregó a la OEPA un informe sobre la investigación ambiental de toda la planta, finalizado en el año 2003. TS, entregará los estudios de

factibilidad requeridos separadamente. Adicionalmente, la OEPA aprobó ciertos trabajos, incluyendo la remediación de una antigua planta de fundición de aluminio, algunas de las unidades operativas, y así como trabajos asociados con los planes de desarrollo (“Trabajos de remediación”), los cuales han comenzado. En la medida que la OEPA apruebe proyectos adicionales de investigación, remediación u operación y mantenimiento para cada una de las unidades operativas relacionadas con el emplazamiento de la antigua planta de Painesville, será necesario provisionar montos adicionales.

Hace más de quince años, el emplazamiento de la ex planta de Painesville fue propuesto para ser incluido en la lista de prioridades nacionales conforme a la Ley Integral de Responsabilidad, Compensación y Respuesta Ambiental de 1980, y modificatorias (“CERCLA”); sin embargo, la EPA ha manifestado que no se incluirá el emplazamiento en la lista en caso de cumplirse satisfactoriamente la Orden de los Directores y los programas de la OEPA. A la fecha, aún no ha sido incluido en la lista.

YPF Holdings ha provisionado un total de aproximadamente Ps. 116 millones al 31 de diciembre de 2013 para su participación estimada en el costo de realizar la investigación de remediación y estudio de factibilidad, el Trabajo de Remediación y otras actividades de operación y mantenimiento en este sitio).

A la fecha, no puede determinarse el alcance y naturaleza de otras investigaciones o saneamientos que pudieran ser requeridos; no obstante, con el avance de los RIFS, YPF Holdings evaluará continuamente el estado del emplazamiento de la planta de Painesville y efectuará todas las modificaciones requeridas, incluyendo aumentos de la previsión que puedan ser necesarios.

Sitios de terceros. En virtud de convenios de arreglo con la Autoridad del Puerto de Houston (el “Puerto”) y otras partes, Tierra y Maxus están participando (en nombre de Chemicals Company) en la reparación de propiedades que están junto a la ex planta de Chemicals Company en Greens Bayou, donde se fabricó dicloro-difenil-tricloroetano (“DDT”) y otros químicos. Además, en 2007 las partes arribaron a un acuerdo con los Fiduciarios federales y estatales de los Recursos Naturales para llegar a un arreglo en conexión con reclamos por daños a recursos naturales. En 2008 se aprobó la Evaluación definitiva de los daños, así como el plan de remediación y evaluación ambiental, especificando los planes de remediación a ser aplicados. Durante el primer semestre de 2011, TS negoció en nombre de Occidental un borrador de entendimiento con organismos gubernamentales de los Estados Unidos y del Estado de Texas, identificando daños a los recursos naturales en el sitio de Greens Bayou. Este entendimiento, fue alcanzado mediante la firma de un acuerdo en el mes de enero de 2013, mediante el cual se acuerda el reembolso de ciertos costos incurridos por los mencionados organismos gubernamentales y la realización de dos proyectos de restauración por un monto total de US\$ 0,8 millones. Los trabajos de remediación fueron mayormente terminados en 2009, quedando pendiente actividades menores de cierre, así como el mantenimiento y operación de los mismos. Al 31 de diciembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de Ps. 23 millones en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

En junio de 2005, la EPA nombró a Maxus como una parte potencialmente responsable (“PPR”) en el Sitio de Milwaukee Solvay Coque y Gas en Milwaukee, Wisconsin. El fundamento de esta designación es la presunta situación de Maxus como sucesora de Pickands Mather & Co. y de Milwaukee Solvay Coke Co., compañías que la EPA ha afirmado que son ex propietarias u operadoras de ese sitio. En el año 2007 Maxus firmó junto con otras cuatro partes potencialmente involucradas un AOC para llevar a cabo RIFS respecto a la contaminación tanto en el suelo, aguas subterráneas, como así también en los sedimentos del río Kinnickinnic. La exposición de Maxus en el emplazamiento aparece vinculada al período 1966-1973, aunque existe cierta controversia respecto al mismo.

Las obras preliminares en conexión con los RIFS con respecto a este sitio comenzaron durante la segunda mitad de 2006.

El 6 de junio de 2012 el grupo PPR presentó un Plan de muestreo de Campo propuesto (FSP), incluyendo planes detallados para la investigación del suelo restante y un enfoque por fases para la investigación de los

sedimentos. En julio de 2012 la EPA respondió al plan propuesto (FSP) requiriendo un muestreo de sedimentos ampliado como parte de la siguiente fase de la investigación y la evaluación adicional para determinar la posible presencia de distintas capas de carbón y coque en partes de la porción de suelo del Sitio. En diciembre de 2012, la EPA aprobó el FSP revisado del grupo PPR, y el mismo comenzó las actividades de investigación del suelo restante y sedimentos. El costo estimado de implementación del trabajo de campo relacionado con el FSP es de aproximadamente US\$ 0,8 millones.

YPF Holdings ha provisionado aproximadamente Ps. 3 millones al 31 de diciembre de 2013 por su participación estimada en los costos de los RIFS. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieren surgir.

Maxus asume ciertas responsabilidades atribuibles a Occidental, como sucesora de Chemicals Company, con respecto al Malone Service Company Superfund Site en el Condado de Galveston, Texas. Este sitio era un sitio de disposición de desperdicios donde se sostiene que Chemicals Company ha enviado desechos antes de septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RIFS AOC. El RIFS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de 2009. El grupo PPR firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en julio 2012. Durante 2012 y 2013 el grupo PPR comenzó con la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se espera tengan lugar en 2014. YPF Holdings ha provisionado US\$ 5 millones por estas cuestiones.

Chemicals Company también ha sido nombrada como PPR por la EPA en virtud de la Ley Ómnibus de Responsabilidad, Indemnización y Respuesta Ambiental de 1980, con sus modificaciones con respecto a una cantidad de sitios de terceros donde se sostiene que se ubicaron o se dispuso de sustancias peligrosas provenientes de plantas de Chemicals Company. Numerosos PPRs han sido designados en casi todos esos sitios. En varios de ellos Chemicals Company no tiene exposición alguna conocida. Al 31 de diciembre de 2013 YPF Holdings ha provisionado aproximadamente Ps. 23 millones por su participación en los costos estimados para ciertos emplazamientos, mientras que el costo final de otros emplazamientos no puede estimarse a la fecha.

Litigio de Dallas. En 2002 Occidental demandó a Maxus y a TS ante un tribunal del Estado de Dallas, Texas, buscando una declaración de que Maxus y TS tienen una obligación bajo el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals Company a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de Chemicals Company, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US\$ 17 millones relacionados con este reclamo. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US\$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US\$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el “Agente Naranja”. La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el “Agente Naranja” fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos.

Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo

(VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras, si existieren, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen. Al 31 de diciembre de 2013 YPF Holdings Inc. previsionó aproximadamente Ps. 2 millones con respecto a estas cuestiones.

Litigio Turtle Bayou. En marzo de 2005 Maxus aceptó defender a Occidental, como sucesora de Chemicals Company, con respecto a una acción que pretendía el pago de costos por la reparación del sitio de disposición de desperdicios de Turtle Bayou en el Condado Liberty, Texas. Se dictó sentencia en esta acción, y Maxus interpuso un pedido de reconsideración, el cual fue parcialmente exitoso. Como resultado, la decisión del tribunal exige que Maxus pague, en nombre de Occidental, aproximadamente el 16% de los costos pasados y futuros en los que incurra uno de los demandantes. Maxus ha apelado. En junio de 2010, el Tribunal de Apelaciones dictaminó que el Tribunal de Distrito había cometido errores en la admisión de ciertos documentos, y remitió la causa al mismo para que efectúe procedimientos adicionales. Maxus alegó que a raíz de la exclusión de ciertos documentos presentados como evidencia, la participación de Occidental debía reducirse al menos en un 50%. El Tribunal de Distrito emitió sus conclusiones revisadas en enero de 2011, requiriendo de Maxus el pago, por cuenta de Occidental, del 15,86% de los costos pasados y futuros de remediación de uno de los demandantes. Maxus, actuando en nombre de Occidental, elevó una solicitud de apelación en el primer semestre de 2011. El Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Tribunal de Distrito en marzo de 2012. En junio de 2012, Maxus pagó por cuenta de Occidental, aproximadamente US\$ 2 millones al demandante por costos incurridos en el pasado. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 31 de diciembre de 2013 YPF Holdings ha previsionado Ps. 6 millones con respecto a esta cuestión.

Litigio Ruby Mhire. En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros (“Mhire”) presentaron una demanda contra Maxus y otros terceros, alegando que las distintas partes, incluyendo un antecesor de Maxus, había contaminado cierta propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en la misma, y que fuera operada por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un monto entre US\$ 159 y US\$ 210 millones. Durante junio 2012 se efectuará una mediación ordenada por la corte. Los demandantes pidieron que Maxus, conjuntamente con dos partes más, paguen US\$ 30 millones para cancelar su obligación, oferta que fue rechazada por los demandados. El 11 de junio de 2013, Maxus firmó un acuerdo con los demandantes en virtud de la cual Maxus efectuará los pagos a plazo un total de Ps. 12 millones en tres años, y también realizar la remediación en el sitio, que se estima que costará entre Ps. 1 y Ps. 3 millones. El 31 de julio de 2013, el Tribunal de Distrito Judicial 38° de la Parroquia de Cameron, Estado de Louisiana, aprobó el Acuerdo de Convenio tras recibir el 08 de julio 2013 la Carta de No Objeción del Departamento de Recursos Naturales de Louisiana, Oficina de Conservación. El 5 de agosto de 2013, de conformidad con el Acuerdo del Convenio, Maxus hizo un pago inicial de Ps. 2 millones y el 31 de diciembre de 2013, Maxus hizo un segundo pago de Ps. 3 millones. YPF Holdings, incluyendo sus subsidiarias, es parte en otros juicios y temas ambientales diversos, cuyo resultado no se espera que tenga efecto negativo de importancia sobre nuestra situación financiera. YPF Holdings ha efectuado provisiones para contingencias legales y situaciones ambientales en aquellos casos en que es posible una pérdida y ésta puede ser razonablemente calculada.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Descripción de las obligaciones negociables

Introducción

En oportunidad de la emisión de cada serie de obligaciones negociables, y según sea informado en el respectivo suplemento de precio, podremos celebrar un convenio de fideicomiso (el “Contrato de Fideicomiso”), en virtud del artículo 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, con una entidad financiera o firma intermediaria que se desempeñará como fiduciario (el “Fiduciario”). El Fiduciario, u otra entidad que designemos oportunamente a tales efectos, podrá también desempeñar las funciones de coagente de registro (en tal carácter, el “Coagente de Registro”), principal agente de pago (en tal carácter, el “Principal Agente de Pago” y junto con los demás agentes de pago conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Pago”) y agente de transferencia (en tal carácter, un “Agente de Transferencia”, y junto con cualquier otro agente de transferencia conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Transferencia”). En dicho contrato, si lo hubiera, se designará también un agente de registro (en tal carácter, el “Agente de Registro”), que podrá ser Agente de Pago, Agente de Transferencia y representante del Fiduciario en Argentina (en tal carácter, el “Representante del Fiduciario en Argentina”).

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más clases y/o series. Las obligaciones negociables de todas las clases en un mismo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de US\$ 5.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podremos modificar el Programa para aumentar el capital total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables. Los términos específicos de cada emisión de obligaciones negociables, incluidos, entre otros, la fecha de emisión, precio de emisión, capital, moneda de denominación y pago, vencimiento, tasa de interés o fórmula de tasa de interés, si hubiera y, de ser aplicable, las disposiciones sobre rescate, amortización e índices, serán establecidos para cada una de tales emisiones en las obligaciones negociables, según se describe en el respectivo suplemento de precio. Respecto de cualquier obligación negociable en particular, la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente está enteramente condicionada por referencia, y en tanto fuera contraria queda reemplazada, por dicha obligación negociable y el respectivo suplemento de precio.

Las obligaciones negociables revestirán el carácter de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento dispuestos en dicha ley y resolución. Salvo que en el respectivo suplemento de precio se especifique de distinto modo, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común, con al menos igual prioridad de pago en todo momento que todo otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). De así especificarlo el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados que tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre todo nuestro otro endeudamiento no garantizado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Si así lo especificara el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento sujetas al pago de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). Véase “De la Oferta y la Negociación—Rango”.

Salvo que fuera rescatada con anterioridad, una obligación negociable vencerá en la fecha especificada en el suplemento de precio correspondiente (el “Vencimiento Estipulado”), que tendrá lugar no antes de los siete

días de su fecha de emisión, o el plazo mínimo requerido oportunamente de acuerdo a la normativa de la CNV.

Cada obligación negociable podrá estar denominada en cualquier moneda (una “Moneda Especificada”) según se especifique en el respectivo suplemento de precio. Salvo que se detalle de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, los pagos respecto de cada obligación negociable se efectuarán en la Moneda Especificada aplicable; teniendo en cuenta que en ciertas circunstancias, según detalle el respectivo suplemento de precio, los pagos respecto de una obligación negociable podrán efectuarse en una moneda que no sea la Moneda Especificada de denominación, con el alcance permitido por las leyes de Argentina.

Cada obligación negociable devengará intereses, si correspondiera, a la tasa de interés o según la fórmula de tasa de interés establecida en el respectivo suplemento de precio. Salvo que se indique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, cada obligación negociable podrá devengar intereses a una tasa fija (una “Obligación Negociable a Tasa Fija”) o a una tasa determinada por referencia a una tasa de interés u otra fórmula de tasas de interés (una “Obligación Negociable a Tasa Variable”) o podrá no devengar intereses (una “Obligación Negociable sin Cupón de Interés”). Véase “—Tasas de Interés”.

Las obligaciones negociables también podrán emitirse con capital y/o intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en la que estén denominadas (“Obligaciones Negociables de Moneda Dual”) o relacionadas con un índice y/o una fórmula (“Obligaciones Negociables Indexadas”), en caso de estar permitido por las leyes de Argentina. Las Obligaciones Negociables de Moneda Dual y las Obligaciones Negociables Indexadas podrán ser emitidas con intereses devengados a una tasa fija o variable o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, en cuyo caso, cuando el contexto así lo permita, se aplicarán a tales Obligaciones Negociables de Moneda Dual u Obligaciones Negociables Indexadas las disposiciones relacionadas con las Obligaciones Negociables a Tasa Fija, Obligaciones Negociables a Tasa Variable, Obligaciones Negociables sin Cupón de Interés o combinación de ellas, respectivamente. Las referencias en el presente a obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada incluirán, salvo que el contexto requiera lo contrario, Obligaciones Negociables de Moneda Dual pagaderas en dicha Moneda Especificada.

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas como Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original. Una “Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original”, incluyendo cualquier Obligación Negociable sin Cupón de Interés, es una obligación negociable que se emite a un precio inferior a su valor nominal, y que dispone que al momento de su caducidad de plazos, rescate o recompra, el monto pagadero al tenedor de tal obligación negociable se determinará de conformidad con los términos y condiciones de dicha obligación negociable, y será un monto inferior al monto pagadero al Vencimiento Estipulado de dicha obligación negociable. Véase “Información Adicional — Carga Tributaria”.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, las obligaciones negociables no estarán sujetas a un fondo de amortización y no podrán ser rescatadas antes de su Vencimiento Estipulado, salvo que ocurra y se mantenga un evento de nacionalización al momento en que el Fiduciario, si lo hubiere, y los tenedores pidieran el rescate de las mismas o en caso de ciertos cambios referidos a impuestos argentinos. Véase “—Rescate y Recompra”.

De estar especificado en el respectivo suplemento de precio respecto de una serie de obligaciones negociables, periódicamente podremos sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables en circulación crear y emitir obligaciones negociables adicionales de dicha serie con los mismos términos y condiciones que las obligaciones negociables de dicha serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses) y las obligaciones negociables adicionales formarán en última instancia una única serie con las obligaciones negociables de la serie respectiva que anteriormente se encontraba en circulación.

Forma y Denominación

Introducción

Salvo que la ley aplicable y el suplemento de precio correspondiente (dentro del marco del presente Programa) permitan lo contrario, las obligaciones negociables serán emitidas en forma de títulos nominativos sin cupones de interés (las “Obligaciones Negociables Nominativas”). De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 y el Decreto N° 259/96, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente y nos resulte aplicable, sólo emitiremos Obligaciones Negociables nominativas no endosables en el marco del presente Programa. De ser nominados en el respectivo Suplemento de Precio, el Agente de Registro y el Coagente de Registro mantendrán un registro (el “Registro”), donde se asentarán los nombres y domicilios de tenedores de obligaciones negociables, los números del título y otros datos respecto de la emisión, transferencia y canje de las obligaciones negociables. En caso de que correspondiera, no se cobrarán cargos por el registro de la transferencia o canje de las obligaciones negociables, pero se podrá exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública pagadera al respecto.

El respectivo suplemento de precio detallará las denominaciones mínimas y las demás denominaciones de las obligaciones negociables, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas serán emitidas en la forma descripta a continuación, salvo que se especifique lo contrario en el respectivo suplemento de precio, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo e igual plazo inicialmente vendidas en cumplimiento de la Regulación S estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de la Regulación S”), la cual será (a) depositada, según fuere el caso, en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de The Depository Trust Company (“DTC”) o en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, y será registrada a nombre de un representante de DTC, en favor de Euroclear y Clearstream, o (b) depositada en un depositario común de Euroclear y/o Clearstream y registrada a nombre de dicho depositario común o su representante a favor de Euroclear y Clearstream (DTC o dicho otro depositario, denominado el “Depositario”).

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo o igual plazo inicialmente vendidas dentro de Estados Unidos y que reúnan las condiciones para ser vendidas en base a la Norma 144A estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de Circulación Restringida” y, junto con la Obligación Negociable Global de la Regulación S, las “Obligaciones Negociables Globales”), que serán depositadas al ser emitidas en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos o en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de DTC, y registradas a nombre de DTC o un representante de DTC para ser acreditadas en una cuenta de un participante directo o indirecto en DTC según se describe en el presente. Las Obligaciones Negociables Globales de Circulación Restringida (y las Obligaciones Negociables Cartulares (según se define en el presente) emitidas en su canje) estarán sujetas a ciertas restricciones sobre transferencias establecidas bajo el título “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.

Hasta transcurridos cuarenta días de completarse la distribución (según certifique al Fiduciario, si lo hubiere, el respectivo colocador) de todas las obligaciones negociables de un tramo identificable (el “Período de Cumplimiento de la Circulación”), una participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global de la Regulación S podrá ser transferida a una persona que la reciba en forma de una participación en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida del mismo tramo e igual plazo, pero únicamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiere, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza a una persona que, según el leal saber y entender del cedente, compra para sí o en beneficio de terceros respecto de los que tiene facultades exclusivas de decisión en materia de inversión, y que dicha persona y cada una de dichas personas es un comprador institucional calificado dentro del significado de la Norma 144A, en cada caso en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A y de acuerdo con

todas las leyes de títulos valores aplicables de los estados de Estados Unidos (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida”). Después del último día del Período de Cumplimiento de la Circulación”, este requisito de certificación dejará de aplicarse a tales transferencias. Las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida podrán ser transferidas a una persona en la forma de una participación en una Obligación Negociable Global de la Regulación S del mismo tramo e igual vencimiento, ya sea antes, después o al producirse el cierre del Período de Cumplimiento de la Circulación, pero solamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiera, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza de acuerdo con la Norma 903 o la Norma 904 de la Regulación S o (de estar disponible) la Norma 144 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de la Regulación S”). Cualquier participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global que sea transferida a una persona que la recibe en la forma de una participación en otra Obligación Negociable Global de igual tramo e idéntico vencimiento dejará, al tener lugar la transferencia, de constituir una participación en dicha Obligación Negociable Global y se convertirá en una participación en dicha otra Obligación Negociable Global y, en consecuencia, a partir de allí estará sujeta a todas las restricciones sobre transferencias y demás procedimientos aplicables a participaciones beneficiarias en dicha otra Obligación Negociable Global en tanto permanezca revistiendo tal carácter.

Obligaciones Negociables Globales

Una Obligación Negociable Global no podrá ser transferida salvo en forma total por su Depositario a un representante de dicho Depositario o por un representante de tal Depositario a éste o a otro representante de éste, o por el Depositario o cualquiera de tales representantes a un sucesor del Depositario o un representante de dicho sucesor.

Al emitirse una Obligación Negociable Global, DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, acreditarán en su registro escritural y sistema de transferencia, los respectivos montos de capital de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global en las cuentas de entidades que mantengan cuentas en DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso (“participantes”). Las cuentas a acreditar serán designadas por los colocadores de tales obligaciones negociables o por nosotros, si dichas Obligaciones Negociables fueran ofrecidas y vendidas directamente por nosotros. La titularidad de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global estará limitada a participantes o personas que puedan mantener participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones en dichas Obligaciones Negociables Globales constará, y la transferencia de tal titularidad se efectuará únicamente a través de registros que mantenga DTC, Euroclear o Clearstream, según sea el caso (respecto de las participaciones de los participantes), o los participantes o personas que ejerzan la tenencia a través de los participantes (con respecto a las participaciones de personas que no sean participantes). Las leyes de algunos estados requieren la entrega física de títulos valores de dichos títulos en forma definitiva. Tales limitaciones y dichas leyes pueden afectar la capacidad para transferir participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global.

Mientras un Depositario, o su representante, sea el tenedor de una Obligación Negociable Global, dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, será considerado el único tenedor o titular registral de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global a todos los efectos que pudieran corresponder bajo el Contrato de Fideicomiso. Salvo lo establecido en el presente bajo el título “—Obligaciones Negociables Cartulares”, los titulares de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global no tendrán derecho a que las obligaciones negociables estén representadas por dicha Obligación Negociable Global registrada a su nombre, no recibirán ni tendrán derecho a recibir la entrega física de obligaciones negociables de dicha serie en forma de título definitivo y no serán considerados sus titulares o tenedores bajo el Contrato de Fideicomiso.

Los pagos de capital y prima (si hubiera) e intereses sobre las obligaciones negociables registradas a nombre o mantenidas por un Depositario o su representante serán efectuados a dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, como el titular registral o el tenedor de la Obligación Negociable Global que represente tales obligaciones negociables. Ni nosotros, ni el Fiduciario, si lo hubiera, ni ningún Agente de

Pago, tendrán responsabilidad u obligación alguna por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos efectuados a cuenta de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global ni por mantener, supervisar o revisar los registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

Consideramos que DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, al recibir un pago de capital o prima (si hubiera) o de intereses respecto de una Obligación Negociable Global, acreditará inmediatamente las cuentas de participantes con pagos por los montos proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de dicha Obligación Negociable Global según conste en los registros de DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso. También prevemos que los pagos de participantes a titulares de participaciones beneficiarias en dicha Obligación Negociable Global mantenida a través de dichos participantes se registrarán por las instrucciones vigentes y prácticas habituales, como es el caso en la actualidad de títulos valores mantenidos por cuentas de comitentes al portador o registrados a nombre del operador, y serán responsabilidad de dichos participantes.

Obligaciones Negociables Cartulares

Las participaciones en una Obligación Negociable Global depositada en DTC o Euroclear y/o Clearstream serán canjeadas por Obligaciones Negociables Cartulares solamente si (i) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en DTC, DTC notificara a nosotros y al Fiduciario, si lo hubiere, que no tiene intención o no puede continuar desempeñándose como depositario de dicha Obligación Negociable Global, o en cualquier momento DTC dejara de ser una “cámara de compensación” registrada bajo la Ley del Mercado de Valores de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias (“Ley del Mercado de Valores Estadounidense”) y no designáramos un depositario sucesor así registrado dentro de los 90 días de dicha notificación, o (ii) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en Euroclear y/o Clearstream, si el(los) sistema/s de compensación a través del/los cual(es) se realiza la compensación y liquidación estuviera(n) cerrado(s) por un período ininterrumpido de 14 días (salvo feriados, oficiales o de otro tipo) o anunciaran su intención de dejar de operar permanentemente o de hecho así lo hiciera(n), (iii) hubiera ocurrido y se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento, o (iv) a nuestra sola consideración, notificáramos al Fiduciario, si lo hubiere, por escrito que Obligaciones Negociables Cartulares serán entregadas en canje por dicha Obligación Negociable Global. En el caso de Obligaciones Negociables Cartulares emitidas en canje de una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, dichos títulos llevarán y estarán sujetos a una leyenda referida en “Restricciones a la Transferencia”.

Según fuere el caso, ni el Fiduciario (si lo hubiera), ni ningún Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el suplemento de precio correspondiente, estará obligado a registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares en el período de 15 días anterior a cualquier fecha de pago de intereses, o durante el período de 30 días anterior a cualquier fecha establecida para el pago de capital o registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares previamente llamadas a rescate u ofrecidas para su recompra.

Las Obligaciones Negociables Cartulares podrán ser presentadas para el registro de su transferencia o para su canje por nuevas Obligaciones Negociables Cartulares de denominaciones autorizadas, según fuere el caso, en las oficinas fiduciarias del Fiduciario (si lo hubiera), o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el suplemento de precio correspondiente. Con la transferencia, canje o reemplazo de Obligaciones Negociables Cartulares que lleven una leyenda de circulación restringida, o ante la solicitud específica de eliminar dicha leyenda, entregaremos únicamente Obligaciones Negociables Cartulares que lleven dicha leyenda, o nos negaremos a eliminarla, según fuera el caso, salvo que se nos entregue prueba satisfactoria, que podrá incluir una opinión de asesores legales de Nueva York, que razonablemente pudiera requerir, en el sentido que ni la leyenda ni las restricciones sobre transferencias allí establecidas son necesarias para asegurar el cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En el caso de una transferencia de un monto menor al capital de cualquier Obligación Negociable Cartular, se emitirá una nueva Obligación Negociable Cartular a favor del cesionario respecto del monto transferido y otra Obligación Negociable Cartular a favor del cedente respecto de la porción no transferida. Tales nuevas obligaciones negociables estarán disponibles dentro de los tres Días

Hábiles en las oficinas del Fiduciario, si lo hubiera, o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o de quien sea designado a tal efecto en el suplemento de precio correspondiente.

No se cobrarán cargos por el registro de transferencia o canje de obligaciones negociables; sin embargo, tanto nosotros como el Fiduciario, si lo hubiere, podremos exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto de sellos u otra carga pública pagadera al respecto.

Reemplazo de Obligaciones Negociables

Las obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, extraviadas o robadas serán reemplazadas contra entrega al Fiduciario, si lo hubiere, o a la entidad que oportunamente designemos, de las obligaciones negociables o contra entrega a nosotros y al Fiduciario (si lo hubiere) de prueba, a satisfacción de ambos, del extravío, robo o destrucción total. En el caso de extravío, robo o destrucción total de una obligación negociable, antes de emitirse una obligación negociable de reemplazo, se podrá exigir al tenedor de dicha obligación negociable una indemnización a su cargo, a satisfacción nuestra y del Fiduciario, si lo hubiere. Al emitirse una nueva obligación negociable, podremos requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que corresponda y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos del Fiduciario, si lo hubiere, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

Rango

Las obligaciones negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. En particular, el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en caso de incumplimiento por nuestra parte en el pago de cualquier monto adeudado conforme a una obligación negociable de cualquier serie, el tenedor de dicha obligación negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener el pago de cualquier monto adeudado conforme a las obligaciones negociables.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con nuestra garantía común, y tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, inclusive, entre otros, las acreencias por impuestos y de índole laboral).

De así especificarlo el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre toda su otra deuda no garantizada, presente y futura (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si así lo especificara el respectivo suplemento de precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. Además de la prioridad de ciertos otros créditos descripta en los párrafos anteriores, las obligaciones negociables subordinadas estarán en todo momento, sujetas al pago de nuestra deuda garantizada y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestra deuda no garantizada y no subordinada (así como las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Tasas de Interés

Introducción

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, cada Obligación Negociable a Tasa fija u Obligación Negociable a Tasa Variable devengará intereses a partir (e incluyendo) la fecha de emisión o cualquier otra fecha (la “Fecha de Inicio del Periodo de Intereses”) especificada en el respectivo suplemento de precio o desde la última fecha de pago de intereses (o, si dicha obligación

negociable es una Obligación Negociable a Tasa Variable y el Período de Redeterminación de Intereses fuera diario o semanal, a partir del día siguiente a la última Fecha de Registro Regular) (según se define más adelante) hasta la que se hubieran pagado o debidamente dispuesto el pago de intereses sobre dicha obligación negociable a la tasa fija anual, o a la tasa anual determinada según la fórmula de tasas de interés, allí establecida y en el respectivo suplemento de precio, hasta el pago o la disposición del pago de su capital. Los intereses se pagarán en la o las fechas especificadas en el respectivo suplemento de precio (una “Fecha de Pago de Intereses”) y al Vencimiento Estipulado o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, según se especifica bajo el título “Pago de Capital e Intereses”, más adelante.

Cada obligación negociable a interés devengará intereses (a) a una tasa fija o (b) a una tasa variable determinada por referencia a una tasa de interés base (incluida la LIBOR (una “Obligación Negociable a Tasa LIBOR”), la Tasa del Tesoro (una “Obligación Negociable a Tasa del Tesoro”) o cualquier otra tasa de interés que se consigne en el respectivo suplemento de precio), la cual podrá ser ajustada agregando o restando el Margen y/o multiplicando por el Multiplicador del Margen. El “Margen” es la cantidad de puntos básicos especificada en el respectivo suplemento de precio aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable, y el “Multiplicador del Margen” es el porcentaje especificado en el respectivo suplemento de precio como aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable. Una Obligación Negociable a Tasa Variable también podrá reunir una o ambas de las siguientes condiciones según se especifique en el suplemento de precio aplicable: (a) una limitación numérica máxima a la tasa de interés, o tope, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Máxima”), y (b) una limitación numérica mínima a la tasa de interés, o piso, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Mínima”).

Las siguientes definiciones generales se emplean en este capítulo:

“Día Hábil” significa, salvo que el respectivo suplemento de precio defina lo contrario, cualquier día, salvo sábados o domingos, que no sea feriado oficial ni un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en la Ciudad de Nueva York o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; teniendo en cuenta que, respecto de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea el dólar estadounidense, que tampoco sea un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en el principal centro financiero del país que emite la Moneda Especificada (si la Moneda Especificada fuera el euro, el día que también sea un día en que está abierto el sistema TARGET- Sistema Transeuropeo Automatizado de Transferencias Rápidas con Liquidación Bruta en Tiempo Real (una “Fecha de Liquidación del Sistema TARGET”), y teniendo en cuenta, asimismo, que respecto de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, que también sea un Día Hábil Bancario en Londres.

“Día Hábil Bancario en Londres” significa cualquier día en que se realizan operaciones de depósitos en dólares en el mercado interbancario de Londres.

“Vencimiento del Índice” significa, respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, el período hasta el vencimiento del instrumento u obligación sobre la que se basa la fórmula de tasas de interés, según especifique el respectivo suplemento de precio.

La entidad que oportunamente designemos a tales efectos, o el Fiduciario, si así oportunamente lo acordamos, se desempeñará como el agente de cálculo (el “Agente de Cálculo”) respecto de las Obligaciones Negociables a Tasa Variable.

Obligaciones Negociables a Tasa Fija

Las Obligaciones Negociables a Tasa Fija devengarán intereses a partir (e incluyendo) la Fecha de Inicio del Período de Intereses especificada en el respectivo suplemento de precio, a la o las tasas anuales especificadas (la “Tasa de Interés Fija”), pagaderos por período vencido en la(s) Fecha(s) de Pago de Intereses de cada año y en el Vencimiento Estipulado o en caso de rescate, recompra o caducidad de plazos, en la fecha

en que se produzca tal rescate, recompra o caducidad de plazos. El primer pago de intereses se realizará en la Fecha de Pago de Intereses inmediata siguiente a la Fecha de Inicio del Período de Intereses y, si el período a partir de la Fecha de Inicio del Período de Intereses hasta la Fecha de Pago de Intereses fuera diferente al período comprendido entre las Fechas de Pago de Intereses posteriores, será igual al “Monto Discriminado Inicial” especificado en el respectivo suplemento de precio. Si el Vencimiento Estipulado no fuera una Fecha de Pago de Intereses, los intereses desde e incluyendo la Fecha de Pago de Intereses anterior (o la Fecha de Inicio del Período de Intereses, según fuera el caso) hasta el Vencimiento Estipulado, exclusive, equivaldrán al “Monto Discriminado Final” especificado en el respectivo suplemento de precio.

Obligaciones Negociables a Tasa Variable

Introducción

El respectivo suplemento de precio relacionado con una Obligación Negociable a Tasa Variable designará una tasa de interés base (la “Tasa de Interés Base”) para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La Tasa de Interés Base para cada Obligación Negociable a Tasa Variable será: (a) LIBOR, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa LIBOR; (b) la Tasa del Tesoro, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro; o (c) otra tasa de interés base establecida en el suplemento de precio que corresponda. El suplemento de precio de una Obligación Negociable a Tasa Variable también especificará, de ser aplicable, el Agente de Cálculo, el Vencimiento del Índice, el Margen y/o el Multiplicador del Margen, la Tasa Máxima, la Tasa Mínima, las Fechas de Registro Regular y la Tasa de Interés Inicial, las Fechas de Pago de Intereses, las Fechas de Cálculo, las Fechas de Determinación de Intereses, el Período de Redeterminación de Intereses y las Fechas de Redeterminación de Intereses (cada una, según se define más adelante) respecto de dicha obligación negociable.

La tasa de interés de cada Obligación Negociable a Tasa Variable será recalculada y tendrá vigencia en forma diaria, semanal, mensual, trimestral, semestral o anual o con cualquier otra frecuencia según especifique el respectivo suplemento de precio (cada uno, un “Período de Redeterminación de Intereses”); teniendo en cuenta, no obstante, que (a) la tasa de interés vigente desde la fecha de emisión hasta la primera Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable será la tasa de interés inicial según se establezca en el respectivo suplemento de precio (la “Tasa de Interés Inicial”), y (b) salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, la tasa de interés vigente para los diez días inmediatamente anteriores al Vencimiento Estipulado de una obligación negociable será la vigente el décimo día anterior a dicho Vencimiento Estipulado. Las fechas en las que se calculará nuevamente la tasa de interés (cada una, una “Fecha de Redeterminación de Intereses”) estarán especificadas en el respectivo suplemento de precio. Si cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable no fuera un Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, la Fecha de Redeterminación de Intereses para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable será pospuesta al primer día que fuera Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, salvo que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil estuviera comprendido en el mes calendario posterior, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será el Día Hábil inmediato anterior.

Salvo que el respectivo suplemento de precio establezca de distinto modo, las “Fechas de Determinación de Intereses” serán las consignadas a continuación. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa LIBOR (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR”) será el segundo Día Hábil anterior a dicha Fecha de Redeterminación de Intereses. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro”) será el día de la semana en la que recayera dicha Fecha de Redeterminación de Intereses y en la que normalmente habría subastas de letras del Tesoro. Las letras del Tesoro son vendidas generalmente en subasta pública el lunes de cada semana, salvo que fuera feriado oficial, en cuyo caso la subasta generalmente se realiza el siguiente martes, salvo que dicha subasta pudiera realizarse el viernes

anterior. Si, como resultado de un feriado oficial, se realiza una subasta el viernes anterior, ese viernes será la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente a la Fecha de Redeterminación de Intereses de la semana inmediata posterior. Si una subasta recayera en cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será en cambio el primer Día Hábil inmediatamente posterior a la fecha de dicha subasta.

Todos los porcentajes resultantes de los cálculos referidos en este prospecto serán redondeados, de ser necesario, al cienmilésimo de un punto porcentual más cercano, redondeando hacia arriba los cinco millonésimos de un punto porcentual (por ejemplo, redondeando 9,876545% (o 0,09876545) a 9,87655% (o 0,0987655)), y todos los montos en la Moneda Especificada utilizados o resultantes de dichos cálculos serán redondeados al centavo más cercano (redondeando hacia arriba la mitad del centavo) o al equivalente más cercano en Monedas Especificadas que no sean el dólar estadounidense.

Además de cualquier Tasa Máxima que pudiera ser aplicable a cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable según las disposiciones anteriores, la tasa de interés sobre Obligaciones Negociables a Tasa Variable en ningún caso será mayor que la tasa de interés máxima permitida por la ley aplicable.

A solicitud del tenedor de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable, el Agente de Cálculo suministrará la tasa de interés en ese momento vigente y, de estar determinada, la tasa de interés que entrará en vigencia en la próxima Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La determinación del Agente de Cálculo de cualquier tasa de interés será definitiva y obligatoria salvo error manifiesto.

El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio, nos notificará y notificará al Fiduciario, si lo hubiere, de la tasa de interés y el monto de intereses para cada período de intereses y la respectiva Fecha de Pago de Intereses, a la brevedad posible luego de su determinación pero siempre dentro de los cuatro Días Hábiles siguientes y, en el caso de obligaciones negociables admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, no más allá del primer día del respectivo Período de Redeterminación de Intereses. Dicha notificación se hará de acuerdo con las disposiciones de las Obligaciones Negociables relacionadas con las notificaciones a tenedores de Obligaciones Negociables. Véase “De la Oferta y la Negociación —Notificaciones”. El monto de intereses y la Fecha de Pago de Intereses podrá ser modificada posteriormente (o podrán celebrarse acuerdos alternativos por vía de ajuste) sin notificación en caso de una prórroga o reducción del Período de Redeterminación de Intereses.

La forma en la que se determinará la tasa de interés de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable que no sea una Obligación Negociable a Tasa LIBOR o una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro se consignará en el respectivo suplemento de precio.

Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR

Las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la LIBOR y el Margen y/o el Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o a la Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el anverso de la Obligación Negociable a Tasa LIBOR y en el suplemento de precio que corresponda.

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, el Agente de Cálculo determinará la LIBOR respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses de acuerdo con las siguientes disposiciones. En la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR correspondiente, la LIBOR se determinará sobre la base de lo siguiente, según lo especificado en el suplemento de precio pertinente:

- (a) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparecen en la pantalla designada como página “LIBOR01” o “LIBOR02”, según corresponda, en el *Reuters Monitor*

Money Rates ~~UTEs~~ *Service* (u otra página que pueda reemplazar la página LIBOR en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) (cada una, una “Página LIBOR de la Pantalla Reuters”), a las 11.00 horas, hora de Londres de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si por lo menos dos de las tasas ofrecidas aparecen en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas tasas ofrecidas, según lo determinado por el Agente de Cálculo. Si se ofrecieran menos de dos tasas, la LIBOR para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante; o

(b) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparece en la pantalla designada como página “BBAM1” en el Servicio Bloomberg (u otra página que pueda reemplazarla en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) (“Página Bloomberg”), a las 11.00 horas, hora de Londres, en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si no aparecieran estas tasas, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante;

Si no se especificara una Página LIBOR de la Pantalla Reuters ni una Página Bloomberg en el suplemento de precio correspondiente, la tasa LIBOR será determinada como si se hubiera especificado una Página LIBOR de la Pantalla Reuters.

(c) Respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en la que se exhiban menos de dos tasas ofrecidas para el Vencimiento del Índice correspondiente en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, según se describe en el punto (a) anterior, o en la que no aparezcan tasas en la Página Bloomberg según se describe en el punto (b) anterior, como corresponda, la LIBOR se determinará sobre la base de las tasas, a aproximadamente las 11.00 horas, hora de Londres, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en las que se ofrezcan depósitos en la Moneda Especificada que tengan el Vencimiento del Índice especificado a bancos de primera línea en el mercado interbancario de Londres por cuatro bancos principales en el mercado interbancario de Londres seleccionados por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio (previo a consultarnos), a partir del segundo Día Hábil inmediato siguiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR y en un monto de capital equivalente por lo menos a US\$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) que, según nuestro criterio, sea representativa de una operación única en dicho mercado a ese momento (un “Monto Representativo”). El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio, solicitará a la oficina principal de Londres de cada uno de dichos bancos una cotización de su tasa. Si hubiera por lo menos dos cotizaciones, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas cotizaciones. Si hubiera menos de dos cotizaciones, la tasa LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de las tasas cotizadas a las 11.00 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR por tres bancos principales en la Ciudad de Nueva York elegidos por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio (luego de consultarnos), para préstamos en la Moneda Especificada a bancos europeos de primera línea, que tengan el Vencimiento del Índice especificado comenzando en la Fecha de Redeterminación de Intereses y en un Monto Representativo; teniendo en cuenta, sin embargo que, si cotizaran menos de tres bancos seleccionados por el Agente de Cálculo, según lo mencionado en esta oración, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la LIBOR vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR.

Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro

Las Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la Tasa del Tesoro y al Margen y/o Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima

o Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el suplemento de precio correspondiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, la “Fecha de Cálculo” respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro será el décimo día posterior a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, o si ese día no fuera Día Hábil, el Día Hábil inmediato siguiente.

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, “Tasa del Tesoro” significa, respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses, la tasa para la subasta, en la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente, de obligaciones directas de los Estados Unidos (“Letras del Tesoro”) con el Vencimiento del Índice especificado en el suplemento de precio correspondiente, según aparezca dicha tasa en (i) la página “RTRTSY1” o “RTRTY2”, según corresponda, de *Reuters Monitor Money Rate* ~~UTEs~~ *Service* (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio), o (ii) la página “BTMM” o “PX1”, según corresponda, del Servicio Bloomberg (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio). En el caso de que dicha tasa no figurara a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para esa fecha publicada en la Actualización Diaria H.15 bajo el título “títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro – Subasta alta”. En el caso de que estas tasas no aparecieran o fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la “Tasa de Inversión” (expresada como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo anunciado por el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos para la subasta realizada en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, disponible actualmente en Internet en: <http://www.publicdebt.treas.gov/AI/OFBills>. En el caso de que los resultados de la subasta de Letras del Tesoro que tengan Vencimiento del Índice en el suplemento de precio correspondiente no sean publicados o informados según lo establecido anteriormente a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo o si no se llevara a cabo dicha subasta en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio, y será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado (expresado como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo publicado en H.15(519), bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado según lo publicado en la Actualización Diaria H.15 u otra fuente electrónica reconocida utilizada a los fines de exhibir dicha tasa, bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio, y constituirá un rendimiento al vencimiento (expresada como un rendimiento equivalente al bono sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, aplicado sobre una base diaria) de la media aritmética de las tasas compradoras del mercado secundario, antes de las 15.30 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, cotizadas por tres colocadores de primera línea de títulos del gobierno de los Estados Unidos elegidos por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de precio, con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado; teniendo en cuenta que, si los colocadores elegidos, según lo mencionado, por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo suplemento de

precio con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) no estuvieran cotizando tasas según lo mencionado en esta oración, la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la Tasa del Tesoro vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro.

Pago de Capital e Intereses

Introducción

Los intereses (y capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, pagadero en otra oportunidad que no sea al Vencimiento Estipulado o luego de la caducidad de plazos, rescate o recompra) serán pagaderos en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada una obligación negociable al cierre de actividades en la Fecha de Registro Regular inmediatamente anterior a cada Fecha de Pago de Intereses, independientemente de la cancelación de dichas obligaciones negociables al momento de su transferencia o canje posterior a dicha Fecha de Registro y antes de dicha Fecha de Pago de Intereses; sujeto a que, los intereses pagaderos al Vencimiento Estipulado o al momento de la caducidad de plazos o rescate o recompra serán pagaderos a la persona a quien se adeude el capital; sujeto, además, a que, si y en la medida en que no cumplamos con el pago de intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) adeudados en dicha Fecha de Pago de Intereses, dichos intereses en mora (y Montos Adicionales, si hubiera) serán pagados a la persona a cuyo nombre estuvieran registradas dichas obligaciones negociables al cierre de una fecha de registro posterior a la que establezcamos al efecto mediante notificación que enviemos por correo a los tenedores de las obligaciones negociables, o en su representación, como mínimo 15 días antes de dicha fecha de registro posterior, no pudiendo tener lugar dicha fecha de registro menos de 15 días antes de la fecha de pago de los intereses en mora. Conforme se especifique en el suplemento de precio correspondiente, el capital, los intereses (y los Montos Adicionales, si hubiera) también podrán ser pagaderos en especie mediante la emisión de obligaciones negociables adicionales o de otro modo. Salvo cuando se especificara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, el primer pago de intereses sobre cualquier obligación negociable originalmente emitida entre una Fecha de Registro Regular y una Fecha de Pago de Intereses será efectuado en la Fecha de Pago de Intereses siguiente a la primera Fecha de Registro Regular siguiente al titular registral al cierre de actividades de la Fecha de Registro Regular siguiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el respectivo suplemento de precio y obligación negociable, la “Fecha de Registro Regular” respecto de cualquier obligación negociable será la fecha que opere 15 días calendario previos a cada Fecha de Pago de Intereses, sea o no Día Hábil.

El pago de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre cualquier Obligación Negociable Nominativa o respecto de ella al Vencimiento Estipulado, o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, será efectuado en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada dicha obligación negociable al momento de su entrega en las oficinas fiduciarias del Fiduciario, si lo hubiere, la oficina del Agente de Pago situada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o en la oficina especificada de cualquier otro Agente de Pago o la oficina que a tales efectos se establezca en el suplemento de precio correspondiente, siempre que la Obligación Negociable Nominativa sea presentada al Agente de Pago puntualmente para que éste realice dichos pagos en tales fondos de acuerdo con sus procedimientos habituales. Los pagos de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre las Obligaciones Negociables Nominativas o respecto de ellas a ser efectuados en otra oportunidad que no sea el Vencimiento Estipulado o al momento del rescate o recompra serán efectuados mediante cheque enviado por correo en la fecha de vencimiento de dichos pagos o antes al domicilio de la persona con derecho a ellos según aparezca en el Registro; teniendo en cuenta que (a) el Depositario correspondiente, como tenedor de las Obligaciones Negociables Globales, tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad, (b) un tenedor de US\$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) de capital o valor nominal total de obligaciones negociables tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta que mantenga dicho tenedor en un banco ubicado en los Estados Unidos o Argentina según pueda haber sido designado en la forma apropiada por dicha persona al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, por escrito a más tardar 15 días antes de la fecha de vencimiento de dicho pago, y (c) en tanto el tenedor de una

Obligación Negociable Nominativa emitida y denominada en una Moneda Especificada que no sea dólares optara por recibir el pago de capital e intereses al Vencimiento Estipulado o al momento de su rescate o recompra en dicha Moneda Especificada, dicho pago, salvo en las circunstancias que se describen en el suplemento de precio correspondiente, será efectuado mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta especificada por escrito como mínimo 15 días antes del Vencimiento Estipulado por el tenedor al Fiduciario, si lo hubiese, o a nosotros, conforme se establezca en el suplemento de precio correspondiente. Salvo cuando se revocara dicha designación, la designación efectuada por dicho tenedor respecto de dichas obligaciones negociables continuará vigente respecto de los pagos futuros de dichas obligaciones negociables pagaderas a tal tenedor.

Los pagos de intereses sobre cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable respecto de cualquier Fecha de Pago de Intereses incluirán los intereses devengados hasta dicha Fecha de Pago de Intereses, exclusive; teniendo en cuenta, sin embargo, que salvo que se especifique de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, si las Fechas de Redeterminación de Intereses respecto de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fueran diarias o semanales, los intereses pagaderos sobre dicha obligación negociable en cualquier Fecha de Pago de Intereses, con la excepción de intereses pagaderos en la fecha en que deba pagarse el capital de dicha obligación negociable, incluirán intereses devengados hasta el día siguiente de la Fecha de Registro Regular inmediata anterior, exclusive.

Respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, los intereses devengados desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la cual se hubieran pagado intereses se calculan multiplicando el capital o valor nominal de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable por un factor de interés devengado. Dicho factor de interés devengado se computa sumando el factor de interés calculado por cada día desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la que se hubieran pagado intereses hasta pero excluyendo la fecha para la cual se calculan los intereses devengados. Salvo que se especificara de distinto modo en el respectivo suplemento de precio y obligación negociable, el factor de interés (expresado como un decimal) para cada día se computa dividiendo la tasa de interés (expresada como un decimal) aplicable a dicha fecha por 360, en el caso de las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR, o por la cantidad real de días en el año, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro.

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, los intereses sobre las Obligaciones Negociables a Tasa Fija serán calculados sobre la base de un año de 360 días con 12 meses de 30 días cada uno y, en el caso de un mes incompleto, la cantidad de días transcurridos.

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio correspondiente, si cualquier Fecha de Pago de Intereses (que no sea al Vencimiento Estipulado) para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fuera a operar un día que no sea Día Hábil en las ubicaciones pertinentes especificadas en el suplemento de precio y el lugar de pago, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil siguiente a dicho Día Hábil (con la excepción de que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil operara en el mes calendario próximo siguiente, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil anterior a dicho Día Hábil). Si el Vencimiento Estipulado para cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable o la Fecha de Pago de Intereses de cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija operara un día que no sea Día Hábil en los lugares pertinentes especificados en el suplemento de precio y el lugar de pago, el pago de capital (y prima, si hubiera) e intereses sobre dicha obligación negociable se realizará el primer Día Hábil siguiente en el lugar de pago con la misma vigencia y efecto como si se realizara en la fecha de vencimiento y no se devengarán intereses sobre dicho pago desde y después de dicha fecha de vencimiento.

Restricciones Cambiarias

Si, en cualquier fecha de pago respecto de cualquier serie de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea pesos argentinos, no tuviéramos acceso a dicha Moneda Especificada con motivo de cualquier restricción o prohibición cambiaria existente en ese momento, procuraremos efectuar el pago de todos los montos que correspondan en virtud de dicha serie de obligaciones negociables en la

Moneda Especificada, ya sea (i) mediante la compra a valor de mercado de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares u otros títulos valores o bonos públicos o privados emitidos en Argentina, y posterior transferencia y venta de dichos instrumentos fuera del país a cambio de la Moneda Especificada, con el alcance que permita la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro procedimiento legal razonable existente en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos que deban pagarse en relación con los procedimientos referidos en los puntos (i) e (ii) anteriores estarán a nuestro cargo.

Si el capital o cualquier prima, intereses, Montos Adicionales u otras sumas respecto de cualquier obligación negociable debiera pagarse en una Moneda Especificada que no sea dólares y dicha Moneda Especificada no se encontrara disponible como consecuencia de la imposición de controles cambiarios u otras circunstancias ajenas a nuestro control, o dejara de utilizarse por el gobierno del país emisor de dicha moneda o para la liquidación de operaciones por parte de entidades públicas de la comunidad bancaria internacional o dentro de ella, con el alcance que permite la ley argentina, tendremos derecho a cumplir con nuestras obligaciones para con el tenedor de dichas obligaciones negociables efectuando tal pago en dólares. El monto de dólares a ser recibido por los tenedores de dichas obligaciones negociables se basará en la cotización de oferta en firme promedio expresada en dólares, para la moneda extranjera o moneda compuesta en que se denomine dicha obligación negociable, recibida por el Agente de Cambio, a las 11.00 hs. aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, del segundo Día Hábil anterior a la fecha de pago pertinente, de tres agentes cambiarios de reconocido prestigio en la Ciudad de Nueva York, elegidos por el Agente de Cambio y aprobados por la Compañía, para la compra por parte del agente de cotización para la liquidación en dicha fecha de pago del monto total de la Moneda Especificada pagadera en dicha fecha de pago respecto de dichas obligaciones negociables. Todos los costos de la conversión de moneda serán soportados por los tenedores de dichas obligaciones negociables mediante la deducción de los pagos respectivos. En caso de que la cotización del tipo de cambio no estuviera disponible el segundo Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago correspondiente, la tasa a la que se conviertan a dólares los montos adeudados se determinará sobre la base de las cotizaciones de cambio del mercado más recientemente disponibles. Todo pago efectuado bajo dichas circunstancias en dólares, cuando el pago requerido se adeudara en una Moneda Especificada que no sean dólares, no constituirá un Supuesto de Incumplimiento (según se define más adelante) conforme a las obligaciones negociables. Salvo especificación en contrario incluida en el suplemento de precio aplicable, el Fiduciario será el agente de cambio (el “Agente de Cambio”) de las obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea dólares.

Rescate y Recompra

Rescate por Cuestiones Impositivas

En forma adicional a las disposiciones sobre rescate que puedan especificarse en el suplemento de precio aplicable respecto de las obligaciones negociables de cualquier serie, si en cualquier fecha después de la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes o reglamentaciones de Argentina o cualquier subdivisión política o autoridad fiscal de Argentina, o cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, regulaciones o normativa, quedaremos obligados a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en “—Pago de Montos Adicionales” y determinaremos de buena fe que dicha obligación no puede eludirse tomando las medidas razonables a nuestra disposición, las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser rescatadas en su totalidad (y no parcialmente), a nuestra opción, en cualquier momento enviando una notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de dicha serie de obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable), a su valor nominal, con más los intereses devengados sobre ellas hasta la fecha fijada para su rescate (la “Fecha de Rescate”). Además, pagaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la Fecha de Rescate los Montos Adicionales que deban pagarse en esa fecha. A fin de dar efecto a un rescate de las obligaciones negociables de cualquier serie en virtud de este párrafo, si así se dispusiera en el respectivo suplemento de precio, tendremos que entregar al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente

designemos a tales efectos, por lo menos 45 días antes de la Fecha de Rescate (i) un certificado firmado por dos miembros del Directorio donde conste que, empleando las medidas razonables disponibles, no nos es posible eludir la obligación de pago de dichos Montos Adicionales y (ii) una opinión de un asesor legal independiente de reconocido prestigio donde conste que estamos o fuéramos a estar obligados a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de tal cambio o modificación. Los avisos de rescate no podrán enviarse antes de los 60 días previos a la primera fecha en que quedaríamos obligados a pagar dichos Montos Adicionales de haber un pago respecto de las obligaciones negociables de dicha serie pendiente a esa fecha.

Rescate a nuestra opción

Si se especificara en el suplemento de precio correspondiente, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, habiendo enviado notificación (salvo que se indique de otro modo en el suplemento de precio correspondiente, dentro del marco del presente Programa) con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de las obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable) y al Fiduciario, si lo hubiere, y, de corresponder, a la CNV, podríamos rescatar la totalidad o únicamente algunas de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en las fechas (la o las “Fechas de Rescate Opcional”) y en los montos (el o los “Montos de Rescate Opcional”) especificados o determinados en la forma que se indique en el suplemento de precio aplicable, junto con los intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate (la que, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa Variable, debe ser una Fecha de Pago de Intereses). En el caso de rescate de únicamente parte de las obligaciones negociables de una serie, dicho rescate será por un monto de capital que constituirá el “Monto de Rescate Mínimo” o un “Monto de Rescate Superior”, ambos según lo indicado en el suplemento de precio aplicable. En el caso de un rescate parcial de Obligaciones Negociables Cartulares, dichas obligaciones negociables serán seleccionadas proporcionalmente como máximo 60 días antes de la fecha fijada para su rescate y se notificará un listado de las obligaciones negociables llamadas a rescate de acuerdo con las disposiciones que oportunamente rijan el envío de notificaciones en el suplemento de serie correspondiente o en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, con una anticipación mínima de 30 días respecto de dicha fecha. En el caso de un rescate parcial de obligaciones negociables que estén representadas por una Obligación Negociable Global, las obligaciones negociables pertinentes serán seleccionadas de acuerdo con las normas del sistema o sistemas de compensación pertinentes, según el caso. Si las obligaciones negociables hubieran ingresado al régimen de negociación de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF o se listarán en cualquier otra bolsa de valores y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha otra bolsa de valores lo exigieran, según corresponda, dispondremos una única publicación en el año en el que hubiera habido un rescate parcial de las obligaciones negociables, en un diario reconocido de amplia circulación en Luxemburgo o según lo especificado por dichas otras bolsas de valores, un aviso especificando el monto de capital total de obligaciones negociables en circulación y un listado de las obligaciones negociables retiradas para su rescate y no entregadas.

Rescate a opción del Tenedor

Si lo especificara el suplemento de precio pertinente, luego de que el tenedor de cualquier obligación negociable nos enviara (salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, dentro del marco del presente Programa) notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días, de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante, notificación que será irrevocable, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, al momento del vencimiento de dicha notificación, rescataremos dicha obligación negociable sujeto y de acuerdo con los términos especificados en el suplemento de precio correspondiente en la Fecha de Rescate Opcional y al Monto de Rescate Opcional especificado o determinado en la forma establecida en el suplemento de precio pertinente, en su totalidad pero no en parte, junto con intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate.

Únicamente el tenedor registral de una Obligación Negociable Global puede ejercer el derecho a su amortización. Con el objeto de asegurar que dicha entidad puntualmente ejercerá un derecho a la amortización de una obligación negociable en particular, los titulares beneficiarios de dichas obligaciones

negociables deben impartir instrucciones al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantengan una participación en dicha obligación negociable para que notifique a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso, su intención de ejercer un derecho de amortización. Las distintas empresas tienen plazos diferentes para aceptar instrucciones de sus clientes y, en consecuencia, cada titular beneficiario debería consultar al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantenga una participación en una obligación negociable con el objeto de determinar el plazo dentro del cual debe enviarse dicha instrucción con el objeto de notificar puntualmente a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso.

Rescate ante un Supuesto de Nacionalización

Si ocurriera un Supuesto de Nacionalización y se mantuviera vigente, mediante notificación escrita a nosotros por parte del Fiduciario, si lo hubiere, o tenedores de por lo menos el 25% del total del monto de capital de las obligaciones negociables en circulación de una serie, de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificaciones establecidas más adelante, notificación que será irrevocable, rescataremos, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, con una anticipación de entre 30 y 60 días posteriores a dicha notificación, la totalidad de las obligaciones negociables de dicha serie según lo establecido en el suplemento de serie correspondiente o en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, a su valor nominal junto con los intereses devengados (y Montos Adicionales, si hubiera) a la fecha fijada para el rescate.

Se considerará que ha tenido lugar un “Supuesto de Nacionalización” respecto de cualquier serie de obligaciones negociables si cualquier gobierno o autoridad gubernamental (incluyendo, a título enunciativo, el gobierno nacional o gobiernos provinciales) hubiera secuestrado, nacionalizado, expropiado, o de otro modo incautado nuestros Bienes o Capital Social o de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, hubiera asumido la custodia o el control de cualquiera de nuestros Bienes o de nuestras Subsidiarias Significativas o cualquiera de nuestros negocios, operaciones o Capital Social o de nuestras Subsidiarias Significativas o hubiera tomado medidas que nos impidieran tanto a nosotros como a cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas o a nuestros funcionarios o de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas llevar a cabo nuestros negocios u operaciones o los de nuestras Subsidiarias Significativas, por un período superior a los 30 días, en cada caso, individualmente o en conjunto, originando un efecto sustancial adverso sobre nuestra situación financiera o de otra naturaleza, ingresos, operaciones o negocios o los de nuestras Subsidiarias Significativas, consideradas en su conjunto, o sobre nuestra capacidad de cumplir nuestras obligaciones conforme a las obligaciones negociables de dicha serie o el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere.

Rescate de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, en caso de caducidad de plazos o rescate antes del vencimiento de una Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original, el monto que deba pagarse sobre ella en lugar del monto de capital adeudado al Vencimiento Estipulado será el monto (el “Valor Nominal Amortizado”) equivalente a la suma de (i) el precio de emisión (según lo definido en “Información Adicional — Carga Tributaria”) de dicha obligación negociable y (ii) el producto del rendimiento devengado especificado en el suplemento de precio pertinente (capitalizado anualmente) y el precio de emisión desde la fecha de emisión (inclusive) hasta la Fecha de Rescate Opcional (exclusive) (o, en el caso de un rescate anticipado por cuestiones impositivas, la fecha fijada para el rescate) y calculado de acuerdo con los principios de cálculo del rendimiento de bonos estadounidenses generalmente aceptados, y, en todos los casos, el Valor Nominal Amortizado no superará el monto de capital de dicha obligación negociable adeudado al momento de su Vencimiento Estipulado.

Procedimiento para el Pago al Momento del Rescate

Si se hubiera enviado notificación de rescate en la forma establecida en el presente y en el suplemento de precio pertinente, las obligaciones negociables de una serie a ser rescatadas, vencerán y serán pagaderas en la fecha de rescate especificada en dicha notificación, y contra presentación y entrega de las obligaciones negociables en el lugar o lugares especificados en dicha notificación, serán pagadas y rescatadas por nosotros

en los lugares, en la forma y moneda allí especificada, y al precio de rescate allí establecido, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate. A partir de la fecha de rescate, si los fondos para el rescate de obligaciones negociables llamadas a rescate se hubieran puesto a disposición a tal fin en nuestras oficinas o, si hubiere sido designado un Fiduciario, en sus oficinas en la fecha de rescate, las obligaciones negociables llamadas a rescate dejarán de devengar intereses (y, en el caso de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, dejará de aumentar el Valor Nominal Amortizado pagadero al respecto), y el único derecho de los tenedores de dichas obligaciones negociables será el de recibir el pago del precio de rescate, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate, según lo mencionado anteriormente.

Cancelación

Las obligaciones negociables que rescatemos íntegramente serán canceladas de inmediato y no podrán ser emitidas nuevamente ni revendidas.

Oferta de Recompra

El suplemento de precio correspondiente podrá disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descritos, se nos exija que realicemos una oferta para recomprar obligaciones negociables de la correspondiente serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del suplemento de precio respectivo.

Compra de Obligaciones Negociables

Tanto nosotros como nuestras Subsidiarias y Sociedades Vinculadas podremos en cualquier momento comprar o de otro modo adquirir cualquier obligación negociable mediante la compra o a través de acuerdos privados en el mercado abierto o de otra forma a cualquier precio, y podremos venderlas o enajenarlas en cualquier momento; teniendo en cuenta que, para determinar en cualquier momento si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación han formulado o no una solicitud, demanda, autorización, instrucción, notificación, consentimiento o dispensa en los términos del correspondiente suplemento de precio o del Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, las obligaciones negociables que mantengamos nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias o Sociedades Vinculadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Pago de Montos Adicionales

Todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los montos adicionales (“Montos Adicionales”) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción; con la salvedad de que no se exigirá el pago de dichos Montos Adicionales respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor a un tenedor de las obligaciones negociables de dicha serie, o a un tercero en su representación, por o a cuenta de (a) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de que el tenedor de dichas obligaciones negociables sea residente argentino o tenga alguna relación con Argentina que no sea la mera tenencia de dichas obligaciones negociables o el cobro de capital e intereses al respecto; o (b) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de la presentación por parte del tenedor de una obligación negociable para el pago en

una fecha que ocurra treinta días después de la fecha en que dicho pago venciera y resultara pagadero o la fecha en que se hubieran proporcionado fondos para su pago, lo que ocurra en último término, salvo que dicho tenedor hubiera tenido derecho a dichos Montos Adicionales presentando dicha obligación negociable para su pago el último día de dicho período de 30 días; o (c) impuestos que no hubieran sido determinados si no fuera por el incumplimiento del tenedor o titular beneficiario de dichas obligaciones negociables de algún requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días corridos desde la solicitud escrita que enviemos al tenedor) cuando dicho cumplimiento (i) sea exigido en cualquier momento con posterioridad a la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de una modificación en la ley aplicable, reglamentación, práctica administrativa o un tratado aplicable como condición previa para la exención de impuestos argentinos o la reducción de la tasa a deducir o retener; y (ii) no resulte más oneroso para el tenedor o titular beneficiario que un requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información comparable impuesto bajo la normativa impositiva, reglamentación, y práctica administrativa estadounidense (como por ejemplo los formularios del IRS 1001, W-8 y W-9 o cualquier formulario comparable que los reemplace); o (d) cualquier impuesto sucesorio, sobre la herencia, legado, ventas, transferencias, bienes personales o impuesto o arancel similar u otra carga pública; o (e) impuestos pagaderos de otra forma que no sea mediante retención sobre el pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las obligaciones negociables; o (f) cualquier combinación de los puntos (a) a (e) inclusive. Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago a un tenedor de una obligación negociable que sea un fiduciario, sociedad de personas, u otra que no sea el titular beneficiario exclusivo de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o un socio de dicha sociedad de personas o titular beneficiario no habrían tenido derecho a dichos Montos Adicionales de haber sido el tenedor de dichas obligaciones negociables. Toda referencia en el presente o en las obligaciones negociables a capital y/o intereses se considerará también como una referencia a cualquier Monto Adicional que pueda ser pagadero conforme a los compromisos descriptos en este párrafo.

Asimismo, pagaremos cualquier impuesto de sellos, sobre la emisión, de registro, sobre la documentación u otros impuestos y aranceles similares, incluidos intereses y punitivos respecto de la creación, emisión y oferta de las obligaciones negociables, excluyendo los impuestos y aranceles determinados por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, con la excepción de los resultantes o aquellos que deban pagarse en relación con la ejecución de dichas obligaciones negociables luego de que tenga lugar y durante la continuidad de un Supuesto de Incumplimiento respecto de las obligaciones negociables sobre las cuales tuvo lugar el incumplimiento. Además pagaremos e indemnizaremos a los tenedores por todas las tasas de justicia u otras imposiciones y aranceles, incluidos intereses y punitivos, pagados por cualquiera de ellos en cualquier jurisdicción en relación con cualquier acto permitido a los tenedores para exigir el cumplimiento de sus obligaciones conforme a las obligaciones negociables.

En caso de que pagáremos cualquier Impuesto sobre los Bienes Personales respecto de obligaciones negociables en circulación, acordamos renunciar al derecho que pudiera asistirnos según las leyes argentinas para procurar el reembolso de los tenedores o titulares directos de las obligaciones negociables sobre cualquiera de los montos pagados. Véase “Información Adicional — Carga Tributaria — Impuestos Argentinos”.

Compromisos

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, según los términos de las obligaciones negociables de cada clase, nos comprometemos y acordamos, y en la medida especificada más adelante, dispondremos que nuestras Subsidiarias se comprometan y acuerden realizar los siguientes actos, mientras las obligaciones negociables de tales clases permanezcan en circulación:

Pago de Capital e Intereses

Pagaremos en tiempo y forma el capital, intereses, prima y eventuales Montos Adicionales sobre las obligaciones negociables de dicha serie de acuerdo con los términos de las obligaciones negociables de dicha serie y, si lo hubiera, el correspondiente Contrato de Fideicomiso.

Mantenimiento de Oficinas o Agencias

Mantendremos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en cada lugar de pago especificado para una serie de obligaciones negociables, una oficina o agencia (considerando e incluyendo a tales fines la oficina del Agente de Pago o Agente de Transferencia, en tanto resultara de aplicación) donde las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser presentadas o entregadas para su pago o donde podrán ser entregadas para el registro de su transferencia o canje y donde se nos podrá enviar las notificaciones e intimaciones respecto de las obligaciones negociables de dicha serie y el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere.

Mantenimiento de Personería Jurídica

Realizaremos y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias Significativas realice los siguientes actos: (a) mantener vigente su personería jurídica así como todos los registros necesarios a tal fin, y (b) realizar todos los actos razonables para mantener todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, franquicias y derechos similares necesarios o convenientes en la conducción habitual de los negocios, nuestras actividades u operaciones y las de nuestras Subsidiarias Significativas; quedando entendido, no obstante, que este compromiso no prohibirá ninguna operación nuestra o de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas que esté permitida de otro modo según el compromiso asumido bajo el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres” y el presente compromiso no exigirá que mantengamos dicho derecho, preferencia, título de propiedad o franquicias ni se mantenga la personería jurídica de cualquier Subsidiaria Significativa si su Directorio determinara de buena fe que (i) su mantenimiento o preservación ya no es necesario o aconsejable en la conducción de nuestros negocios y de nuestras Subsidiarias considerados en conjunto, y (ii) su pérdida no fuera ni sería adversa en ningún aspecto sustancial para los tenedores de obligaciones negociables de la correspondiente serie.

Mantenimiento de Bienes

Mantendremos y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias Significativas mantenga todos los Bienes tangibles utilizados o útiles en el desarrollo de sus negocios o los de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, en buen estado de uso, conservación y mantenimiento y provistos con todo el equipamiento necesario, y dispondremos que se realicen todas las reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras de dichos Bienes que fueran necesarios, todo ello, según consideremos necesario para que en todo momento la actividad desarrollada en relación con ellos pueda ser llevada a cabo en forma adecuada y favorable; teniendo en cuenta que este compromiso no impedirá que suspendamos la operación o mantenimiento de cualquiera de tales Bienes si determinásemos de buena fe que tal suspensión es necesaria o conveniente en la conducción de nuestros negocios y de los negocios de nuestras Subsidiarias considerados en conjunto y no resulta adversa en ningún aspecto sustancial para los tenedores de obligaciones negociables de la correspondiente serie.

Pago de Impuestos y Otros Créditos

Pagaremos o cancelaremos o dispondremos que se paguen o cancelen antes de que sean declarados en mora, disponiendo que cada una de nuestras Subsidiarias Significativas también lo haga, (i) todos los impuestos, tasas y cargas gubernamentales gravadas o fijadas a nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, y (ii) todos los créditos legítimos por provisión de mano de obra, materiales y suministros que, en caso de permanecer impagos, podrían por ley convertirse en un Gravamen sobre nuestros Bienes o los Bienes de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas; estipulándose que no estaremos obligados a pagar o cancelar o disponer el pago o cancelación de tales impuestos, tasas, cargas o créditos cuyo monto, aplicabilidad o validez estuvieran siendo controvertidos de buena fe mediante procedimientos adecuados.

Mantenimiento de Seguros

Mantendremos y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias Significativas mantenga asegurados en todo momento todos sus Bienes que son de naturaleza asegurable, contra pérdidas o daños en compañías aseguradoras responsables, a nuestro criterio, de la misma forma que habitualmente se aseguran Bienes de iguales características por empresas de igual posición y propietarias de Bienes similares de acuerdo con prácticas comerciales razonables.

Obligación de No Gravar

No constituiremos, incurriremos, asumiremos ni permitiremos la existencia de ningún Gravamen, y no permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas constituya, incurra, asuma o permita la existencia de ningún Gravamen, directa o indirectamente, sobre ninguno de sus Bienes presentes o futuros en garantía de Endeudamiento, salvo que, en el mismo momento o con anterioridad, la totalidad de las obligaciones negociables fueran igual y proporcionalmente garantizadas, a excepción de los siguientes:

- (a) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente a la fecha de la emisión de cada serie o clase de obligaciones negociables;
- (b) Gravámenes de locadores, operarios, transportistas, depositarios, mecánicos, proveedores de materiales, técnicos u otros Gravámenes similares originados en el curso habitual de los negocios (excluyendo, para mayor aclaración, Gravámenes en relación con cualquier Endeudamiento por sumas de dinero obtenidas en préstamo) que no estuvieran vencidos por un período de más de 30 días, o que estuvieran siendo controvertidos de buena fe por procedimientos adecuados;
- (c) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía de Endeudamiento incurrido o asumido únicamente con el objeto de financiar todo o parte del costo de adquisición, construcción, desarrollo o mejoras de dicho Bien, el cual fuera constituido sobre dicho Bien simultáneamente o dentro de los 120 días de su adquisición, o de la finalización de su construcción, desarrollo o mejora;
- (d) cualquier Gravamen sobre cualquier bien existente en el momento de su adquisición y no creado en relación con tal adquisición;
- (e) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien de propiedad de una sociedad u otra Persona, que exista en el momento de la adquisición de dicha sociedad u otra Persona por parte nuestra o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y que no fuera creado en relación con dicha adquisición;
- (f) cualquier Gravamen en dinero en efectivo, equivalentes de efectivo o títulos valores negociables creado en garantía de Obligaciones de Cobertura nuestras o de cualquier Subsidiaria Significativa;
- (g) cualquier Gravamen en garantía de Financiación de Proyectos o cualquier garantía de igual naturaleza por cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la correspondiente Subsidiaria de Financiación de Proyectos; teniendo en cuenta que dicho Gravamen no resulta de aplicación a ninguno de nuestros Bienes o los de cualquier Subsidiaria Significativa que no sean los Bienes de la correspondiente Subsidiaria de Financiación de Proyectos relacionados con el proyecto correspondiente y participaciones de capital en la Subsidiaria de Financiación de Proyectos que no mantenga activos significativos a excepción de los relacionados con el correspondiente proyecto o en cualquiera de sus sociedades controlantes directas o indirectas que no mantenga activos significativos a excepción de las

participaciones directas o indirectas en dicha Subsidiaria de Financiación de Proyectos;

- (h) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía de una prórroga, renovación o refinanciación de Endeudamiento garantizado por un Gravamen referido en los puntos (a), (c), (d), (e), (f) o (g) precedentes, si dicho nuevo Gravamen estuviera limitado al Bien objeto del anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación y si no aumentara el capital del Endeudamiento garantizado por el anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación;
- (i) cualquier Gravamen por impuestos, contribuciones, cargas o reclamos públicos, u otro Gravamen de origen legal, en cada caso, en relación con montos que no deban pagarse hasta la fecha o respecto de los cuales se estuvieran presentando oposiciones de buena fe y para los que se hubieran constituido las reservas requeridas por las Normas Contables Profesionales Vigentes;
- (j) Gravámenes incurridos o depósitos efectuados para garantizar el cumplimiento de licitaciones, ofertas, contratos comerciales, locaciones, obligaciones legales, fianzas y cauciones, garantías de cumplimiento, de pago anticipado, contratos de compra, construcción o ventas y otras obligaciones de naturaleza similar incurridos en el curso habitual de los negocios;
- (k) locaciones o sub-locaciones otorgadas a terceros, servidumbres, derechos de paso o restricciones sobre zonificación o edificación y otros embargos menores sobre bienes inmuebles e irregularidades del título de propiedad de dicho bien que en conjunto no limitaran sustancialmente el uso o el valor de dicho Bien ni surgiera el riesgo de pérdida del bien o pérdida de su titularidad;
- (l) Gravámenes que surjan de una sentencia, la cual no de origen a un Supuesto de Incumplimiento, y para la cual se hubieran constituido las reservas requeridas por las Normas Contables Profesionales Vigentes y respecto de la cual, una acción legal hubiera sido entablada en legal forma para la revisión de dicha sentencia y la misma no hubiera sido resuelta en forma definitiva, o no hubiera vencido el período dentro del cual puedan iniciarse dichas acciones;
- (m) Gravámenes incurridos o depósitos efectuados en relación con la remuneración de empleados, seguro de desempleo y otros tipos de beneficios u obligaciones de cargas sociales u otras obligaciones de naturaleza similar, en cada caso en el curso habitual de los negocios,
- (n) Gravámenes que garanticen las obligaciones negociables o cualquier otro de nuestros títulos a los fines de la rescisión, de acuerdo con los términos del presente Prospecto Resumido o algún contrato de fideicomiso bajo el cual las obligaciones negociables o tales otros títulos fueran sido emitidos;
- (o) Gravámenes que surjan de conformidad con el Artículo 9.343 del Código de Comercio Uniforme de Texas (*Texas Uniform Commercial Code*) o leyes similares de estados que no sean Texas, en relación con la compra por nuestra parte o cualquiera de nuestras Subsidiarias de petróleo y/o gas extraído desde dicho estado; y
- (p) cualquier otro Gravamen sobre nuestros Bienes o los de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, si en la fecha de constitución o en la que se asume

dicho Gravamen, el Endeudamiento garantizado por ello junto con otro Endeudamiento nuestro y de nuestras Subsidiarias Significativas garantizado por cualquier Gravamen en base a este apartado (p) tuviera un monto total pendiente no superior al 15% de nuestro activo consolidado total según lo reflejado en los estados contables consolidados más recientes preparados de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes y presentados ante la CNV.

Limitaciones sobre Operaciones de Venta con Alquiler Recíproco

No celebraremos, renovaremos o prorrogaremos ni permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas celebre, renueve o prorrogue ninguna operación o serie de operaciones relacionadas según las cuales nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas venda o transfiera cualquier Bien en relación con el alquiler o la liberación contra pagos en cuotas o como parte de un acuerdo que implique el alquiler o venta contra pagos en cuotas de dicho Bien al vendedor o cedente (la “Operación de Venta con Alquiler Recíproco”), salvo una Operación de Venta con Alquiler Recíproco que, si hubiera sido estructurada como un préstamo garantizado por un monto equivalente al de Deuda Atribuible con respecto a tal Operación de Venta con Alquiler Recíproco, hubiésemos podido o nuestras Subsidiarias Significativas hubieran podido celebrarla, según los términos del compromiso asumido bajo el título “Obligación de No Gravar”.

Informes al Fiduciario

En el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso en relación con una serie en particular bajo este Programa, si así se dispusiera en el respectivo suplemento de precio, entregaremos al Fiduciario:

(1) Tan pronto como estuvieran disponibles pero en todo caso dentro de los 120 días posteriores al cierre de cada uno de nuestros ejercicios económicos (o, si fuera posterior, la fecha en la que debiéramos entregar a la CNV los estados contables por el ejercicio económico correspondiente), una copia de nuestro balance consolidado auditado al cierre de dicho ejercicio y de nuestros estados de resultados y estados de evolución del patrimonio neto y estados de origen y aplicación de fondos consolidados por dicho ejercicio económico, preparados de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes aplicadas en forma consistente en los períodos allí reflejados (salvo que expresamente se indicara en ellos lo contrario) y entregados en inglés y en castellano;

(2) Tan pronto como estuvieran disponibles pero en todo caso dentro de los 90 días posteriores al cierre de los primeros tres trimestres económicos de cada uno de nuestros ejercicios económicos (o, si fuera posterior, la fecha en la que debiéramos entregar a la CNV los estados contables por el período económico correspondiente), una copia de nuestro balance consolidado no auditado al cierre de cada uno de dichos trimestres y nuestros estados de resultados y estados de evolución del patrimonio neto y estados de origen y aplicación de fondos consolidados no auditados por dicho trimestre, preparados de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes aplicadas en forma consistente en los períodos allí reflejados (salvo que expresamente se indicara en ellos lo contrario) y entregados en inglés y en castellano; y

(3) Tan pronto como estuviera disponible, pero en todo caso dentro de los 15 días desde la presentación ante la SEC, una versión en idioma inglés de nuestros estados contables anuales consolidados auditados preparados de conformidad con los PCGA Estadounidenses o IFRS (o, si no estuviéramos preparando estados contables consolidados de acuerdo con los PCGA Estadounidenses o IFRS, una conciliación de nuestros estados contables descritos en el punto (1) precedente con los PCGA Estadounidenses o IFRS), junto con nuestro “Análisis de la Dirección de los resultados de las operaciones y la situación financiera”, en forma y contenido generalmente requeridos a emisoras privadas extranjeras sujeto a los requisitos de presentación de información del Artículo 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense; teniendo en cuenta

que, todo documento que deba ser presentado al Fiduciario conforme a los puntos (1), (2) o (3) anterior que sea presentado ante la SEC y puesto a disposición del público a través del sistema EDGAR será considerado entregado al Fiduciario.

Cumplimiento de la Ley y Otros Acuerdos

Cumpliremos, y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias cumplan, con todas las leyes, normas, regulaciones, órdenes e instrucciones aplicables de toda Entidad Pública con competencia sobre nosotros o nuestras Subsidiarias o sobre los negocios de nuestras Subsidiarias y todos los compromisos y obligaciones contenidos en los acuerdos de los que fueran parte, salvo cuando estuviéramos presentando oposiciones de buena fe y salvo que la ausencia de tal cumplimiento no tuviera un efecto sustancial adverso sobre la situación patrimonial y financiera o de otra naturaleza, sobre nuestras ganancias, operaciones o negocios y la de nuestras Subsidiarias, consideradas en conjunto.

Mantenimiento de Libros y Registros

Llevaremos libros, cuentas y registros de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes, y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias ubicadas en Argentina también lo haga.

Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres

No nos fusionaremos ni consolidaremos con ninguna Persona, ni cederemos, transferiremos ni alquilaremos nuestros Bienes sustancialmente en su totalidad a ninguna Persona, y no permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas lo haga, ya sea en una operación o en una serie de operaciones, salvo que, inmediatamente después de dar efecto a dicha operación, (a) no hubiera ocurrido ni se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento ni ningún hecho que, luego de una notificación o del transcurso de un plazo o de ambas condiciones se convertiría en un Supuesto de Incumplimiento, (b) la Persona formada por dicha fusión o consolidación o la Persona que adquiriera por cesión o transferencia o que alquile dichos bienes y activos (la “Persona Sucesora”) expresamente asumiera el pago en tiempo y forma del capital, intereses, prima, si hubiera, y Montos Adicionales, si hubiera, que pudieran resultar con motivo de la retención por parte de cualquier autoridad con facultad de recaudar impuestos a la que la Persona Sucesora estuviera o pudiera estar sujeta, sobre todas las obligaciones negociables de la serie correspondiente de acuerdo con sus términos, y el cumplimiento en tiempo y forma de todos los otros compromisos y obligaciones contraídos en las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (c) la Persona Sucesora acuerde indemnizar a cada tenedor por todo impuesto, tasa o carga pública posteriormente impuesta a dicho tenedor por cualquier Entidad Pública únicamente como consecuencia de dicha fusión o consolidación, cesión, transferencia o alquiler respecto del pago de capital, intereses o prima, si la hubiera, sobre las obligaciones negociables de la serie correspondiente, y (d) la Persona Sucesora (salvo en el caso de alquileres, si hubiera), nos reemplazara y sustituyera con el mismo efecto como si hubiera sido nombrada en las obligaciones negociables de la serie correspondiente como nosotros.

Notificación de Incumplimiento

Enviaremos notificación escrita a los tenedores o al Fiduciario, si hubiere sido designado, inmediatamente y en todo caso dentro de los 10 días después de que tomemos conocimiento de cualquier Supuesto de Incumplimiento ocurrido o existente, acompañado, si correspondiera, por un certificado de funcionarios donde consten los detalles de dicho Supuesto de Incumplimiento y el acto que nos proponemos a realizar al respecto.

Rango

Nos aseguraremos de que las obligaciones negociables de la serie correspondiente constituyan obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables, y

que en todo momento (a) tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento, y (b) salvo que se indique de distinto modo en el respectivo suplemento de precio, constituyan nuestras obligaciones generales, no garantizadas y no subordinadas, con igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda no garantizada y no subordinada presente y futura (salvo las obligaciones con preferencia por ley o de puro derecho) y sin preferencia alguna entre sí.

Otros Actos

Emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para realizar cualquier acto, cumplir cualquier condición o llevar a cabo cualquier otro acto (incluyendo la obtención de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, licencia, orden, registro o inscripción necesaria) requeridos en cualquier momento que, según las leyes y regulaciones aplicables, debieran ser realizados, cumplidos o llevados a cabo con el objeto de (a) posibilitar que lícitamente celebremos, ejerzamos nuestros derechos y llevemos a cabo y cumplamos nuestras obligaciones de pago conforme a las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (b) asegurar que tales obligaciones sean legalmente vinculantes y exigibles, y (c) hacer que las obligaciones negociables de la serie correspondiente sean admisibles como medio de prueba en los tribunales de Argentina.

Ciertas Definiciones

A los fines de los compromisos y los supuestos de incumplimiento:

“Sociedad Vinculada” de cualquier Persona especificada, significa cualquier otra Persona que directa o indirectamente controle o esté controlada o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona especificada. A los fines de esta definición, el término "control" utilizado respecto de cualquier Persona especificada significa la facultad de dirigir o disponer la dirección de la administración y políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, mediante la titularidad de acciones con derechos de voto, por contrato o de otra forma, interpretándose los términos "controlante" y "controlada" en consecuencia.

“Normas Contables Profesionales Vigentes” significa los principios de contabilidad generalmente aceptados en la República Argentina oportunamente vigentes.

“Deuda Atribuible” significa, respecto de una Operación de Venta con Alquiler Recíproco, el valor actual, descontado a la tasa de interés implícita en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco (determinado de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes), del total de obligaciones del locatario, para pagos de alquiler durante el plazo restante de la locación en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco.

“Persona Autorizada” significa cualquiera de nuestros funcionarios debidamente autorizado por escrito a realizar actos en nuestra representación.

“Capital Social” significa, respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, cuotas, participaciones, opciones de suscripción, opciones de compra, derechos u otros equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tuvieran o no derechos de voto) en el capital de una sociedad y todas y cada una de las participaciones de titularidad equivalentes en una Persona (además de una sociedad), en cada caso en circulación actualmente o emitidas en el futuro, incluyendo acciones preferidas.

“Entidad Pública” significa cualquier persona jurídica pública o repartición pública creada por el gobierno federal, estadual o local o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o de propiedad o controlada actualmente o en el futuro, directa o indirectamente, por cualquier persona jurídica pública o repartición pública.

“Obligaciones de Cobertura” significa, respecto de cualquier Persona, las obligaciones de dicha Persona conforme a cualquier swap de tasas de interés, acuerdo de cambio de moneda extranjera, acuerdo de tasa de interés mínima, contrato de opciones o futuros u otros acuerdos o contratos similares diseñados para proteger

a dicha Persona contra las variaciones de las tasas de interés, los tipos de cambio, o los precios de los *commodities*, en la medida que se encuentren registradas como pasivos en los estados contables consolidados más recientes preparados de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes y presentados ante la CNV.

“IFRS” son las siglas en inglés de las Normas Internacionales para la Presentación de Información Contable, según fueran publicadas por el *International Accounting Standards Board*.

“Endeudamiento” significa, respecto de cualquier Persona, sin duplicación (a) todas las obligaciones de dicha Persona (1) por sumas de dinero obtenidas en préstamo o (2) acreditadas por bonos, debentures, pagarés o instrumentos similares otorgados en relación con la adquisición de negocios, bienes o activos de cualquier naturaleza (salvo por cuentas comerciales a pagar u obligaciones corrientes que surjan del curso habitual de los negocios) o (3) de pago de dinero en relación con obligaciones conforme a cualquier leasing de bienes inmuebles o muebles que hubieran sido contabilizadas como una obligación de leasing conforme a las Normas Contables Profesionales Vigentes; (b) todas las obligaciones de dicha Persona emitidas o asumidas como el precio de compra diferido de bienes o servicios, todas las obligaciones de venta condicional y todas las obligaciones conforme a cualquier acuerdo de retención de dominio (excluyendo cuentas comerciales a pagar y otros pasivos devengados que surgieran en el curso habitual de los negocios); (c) todas las cartas de crédito, aceptaciones bancarias u operaciones de crédito similares, incluyendo obligaciones de reembolso respecto de ellas; (d) todas las Acciones sujetas a Rescate emitidas por dicha Persona (el monto de Endeudamiento correspondiente calculado como equivalente a cualquier preferencia en un proceso de liquidación iniciado por terceros más dividendos devengados e impagos); (e) todas las obligaciones adeudadas y exigibles conforme a Obligaciones de Cobertura de dicha Persona; y (f) garantías y demás obligaciones contingentes de dicha Persona respecto de Endeudamiento referido en los puntos (a) a (e) precedentes. A los efectos de determinar cualquier monto en particular de Endeudamiento según esta definición, tampoco se incluirán las garantías de Endeudamiento (u obligaciones respecto de cartas de crédito que respalden Endeudamiento) incluido de otro modo en la determinación de dicho monto. A los fines aclaratorios, Endeudamiento no incluirá ninguna obligación no especificada precedentemente, incluyendo cuentas comerciales a pagar en el curso habitual de los negocios.

“Gravamen” significa cualquier hipoteca, prenda, carga, garantía, imposición u otro gravamen o acuerdo preferencial que tenga el efecto de crear un derecho real de garantía, incluyendo, sin limitación, un derecho equivalente creado u originado según las leyes de cualquier país en el que fuéramos, o cualquiera de nuestras Subsidiarias fueran, propietarias de Bienes.

“Persona” significa cualquier persona física, sociedad anónima (incluyendo un fideicomiso comercial), sociedad de responsabilidad limitada, sociedad de personas, unión transitoria de empresas, asociación, sociedad por acciones, fideicomiso, asociación sin personería jurídica u otra entidad o gobierno o cualquier repartición o subdivisión política correspondiente.

“Financiación de Proyectos” significa Endeudamiento o una venta con alquiler recíproco de Bienes de una Subsidiaria cuyos fondos sean destinados a financiar una nueva adquisición, exploración, desarrollo o ampliación por dicha Subsidiaria o remodelaciones de los Bienes de dicha Subsidiaria que este garantizado por los Bienes de dicha Subsidiaria.

“Subsidiaria de Financiación de Proyectos” significa, respecto de cualquier Financiación de Proyectos, la Subsidiaria que sea el obligado principal en dicha Financiación de Proyectos.

“Acciones sujetas a Rescate” significa cualquier clase o serie de Capital Social que por sus términos o por otra vía debiera ser rescatada antes del vencimiento estipulado de las obligaciones negociables de cualquier serie o estuviera sujeta a rescate a opción de su tenedor en cualquier momento anterior al vencimiento estipulado de las obligaciones de cualquier serie.

“Bienes” significa cualquier activo, ingresos o cualquier otro bien, tangible o intangible, mueble o inmueble, incluyendo, entre otros, cualquier derecho a percibir ganancias.

“Subsidiaria Significativa” significa, en cualquier momento pertinente, cualquiera de nuestras Subsidiarias que sea una “subsidiaria significativa” dentro del significado de la Norma 1-02 de la Regulación S-X promulgada por la SEC, con vigencia a la fecha del presente prospecto.

“Subsidiaria” significa, respecto de cualquier Persona, toda sociedad, asociación u otra entidad comercial más de cuyo 50% de los derechos de voto de su Capital Social fuera en ese momento de titularidad o estuviera controlado, directa o indirectamente, por dicha Persona o una o más de las demás Subsidiarias de dicha Persona o por una combinación de ellas.

“*Patrimonio Neto Total*” significa nuestro patrimonio neto consolidado total, determinado de acuerdo con los PCGA Argentinos, según conste en nuestros estados contables más recientemente presentados a la CNV.

Supuestos de Incumplimiento

En tanto cualquiera de las obligaciones negociables de cualquier serie continúe en circulación, en caso de que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente cualquiera de los siguientes supuestos (cada uno de ellos denominado un “Supuesto de Incumplimiento”) respecto de las obligaciones negociables de dicha serie:

- (i) si no pagáramos el capital o prima adeudado sobre las obligaciones negociables de dicha serie; o
- (ii) si no pagáramos los intereses o los Montos Adicionales adeudados sobre cualquier obligación negociable de dicha serie y dicho incumplimiento continuara durante un período de 30 días; o
- (iii) si no cumpliéramos u observáramos cualquier término, compromiso u obligación del presente Prospecto detallados bajo el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres”; o
- (iv) si no cumpliéramos u observáramos cualquiera de los demás términos, compromisos u obligaciones establecidos bajo las obligaciones negociables de dicha serie no descritos de otro modo en los apartados (i), (ii) o (iii) precedentes, por un período de más de 30 días desde que el Fiduciario, si lo hubiera, o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie nos hubieran notificado por escrito dicho incumplimiento solicitándonos su reparación; o
- (v) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) incurriéramos en incumplimiento en el pago del capital o intereses respecto de Endeudamiento por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) o 1% de nuestro Patrimonio Neto Total o más, el que sea mayor, con la excepción de las obligaciones negociables de dicha serie, cuando y según venciera y fuera exigible dicho Endeudamiento, si dicho incumplimiento se extendiera más allá del período de gracia, si hubiera, originalmente aplicable y el momento del pago de dicho monto no hubiera sido prorrogado expresamente o (b) no observáramos cualquiera de los demás términos y condiciones respecto de Endeudamiento por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) o 1% de nuestro Patrimonio Neto Total o más, el que sea mayor, que no sean las obligaciones negociables de dicha serie, si el efecto de dicho incumplimiento fuera originar que el monto de capital total de dicho Endeudamiento venza antes de su vencimiento establecido; o
- (vi) si se nos tornara ilícito cumplir con cualquiera de nuestras obligaciones contraídas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, o las obligaciones negociables de dicha serie, o cualquiera de nuestras obligaciones de pago en virtud de sus términos dejaran de ser válidas, vinculantes o exigibles; o
- (vii) si el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, por cualquier razón dejara de tener plena vigencia y efecto de acuerdo con sus términos o su efecto vinculante

o exigibilidad fueran controvertidos por nosotros, o si negáramos tener más responsabilidad u obligaciones en virtud de los términos o en relación con dicho Contrato de Fideicomiso, si lo hubiera; o

(viii) si nuestro Directorio o nuestros accionistas adoptaran o aprobaran una resolución, o una entidad pública o tribunal competente dictara una resolución o fallo para nuestra liquidación o disolución, salvo según una fusión por absorción, consolidación u otra operación permitida de otro modo de acuerdo con los términos del presente Prospecto según se describe en el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres” y, en caso de dictarse tal sentencia o fallo, si no fueran desestimados dentro de los 30 días; o

(ix) si un tribunal judicial o arbitral dictaran contra nosotros o contra cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas una o más sentencias o laudos en firme no apelables ni sujetas a un recurso de nulidad que condenen al pago de dinero que supere el monto de US\$ 50.000.000 (o el equivalente en ese momento) en total y tal pago no hubiera sido efectuado o de otro modo satisfecho y, en el caso de tal sentencia o laudo (a) algún acreedor hubiera iniciado un procedimiento de ejecución conforme a dicha sentencia o laudo y no fuera desestimado o suspendido dentro de los 30 días de haberse iniciado, o (b) transcurriera un plazo de 60 días sin que hubiera sido desestimado, dispensado o suspendido su ejecución; o

(x) si un tribunal competente dictara un fallo o resolución para (a) hacer lugar a un pedido de quiebra iniciado por terceros en nuestra contra o en contra de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas conforme a la Ley N° 24.522 de Argentina y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) o a cualquier otra ley en materia de quiebras, concursos u otra ley similar aplicable actualmente o que rija en el futuro, o (b) que se nos designe un administrador, liquidador, síndico o interventor o a cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas o para la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y, en cada caso, dicha resolución o fallo no fueran suspendidos y permanecieran vigentes por un período de 30 días corridos; o

(xi) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) presentáramos o presentasen respecto de nosotros mismos o respecto de sí un pedido de quiebra o concurso conforme a la Ley de Concursos y Quiebras o a cualquier otra ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, incluyendo, sin limitaciones, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial, (b) aceptáramos la designación o la toma de posesión por parte de un administrador, liquidador, síndico o interventor para nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas respecto de todos o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, o (c) efectuáramos cualquier cesión en beneficio de los acreedores en general; o

(xii) si se acordara o declarara una suspensión de pagos respecto de cualquier porción de nuestro Endeudamiento o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas; o

(xiii) si ocurriera cualquier hecho que, según las leyes de cualquier jurisdicción que corresponda, tuviera un efecto análogo a cualquiera de los hechos referidos en los puntos (x) o (xi) precedentes; o

(xiv) si tuviera lugar cualquier otro Supuesto de Incumplimiento contemplado con respecto a las obligaciones negociables de dicha serie;

entonces, de ocurrir tal Supuesto de Incumplimiento (salvo un Supuesto de Incumplimiento especificado en los puntos (x), (xi) o (xiii) precedentes) y no ser subsanado respecto de cualquier serie de obligaciones negociables, el Fiduciario, si lo hubiera, o los tenedores de como mínimo el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie podrán declarar el vencimiento automático del capital de todas las obligaciones negociables de dicha serie, mediante notificación por escrito a nosotros (y al Fiduciario, si lo hubiera, si fuera realizado por los tenedores), con lo cual vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales. En caso de ocurrir un Supuesto de Incumplimiento especificado en los párrafos (x), (xi) o (xiii) anteriores, vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales de todas las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación; teniendo en cuenta, no obstante, que luego de tal caducidad de plazos, se requerirá el voto

afirmativo de los tenedores de no menos del 66,66% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación presentes en persona o por representación en una asamblea de tales tenedores que hubiera constituido quórum para, en ciertas circunstancias y con el alcance permitido por la Ley de Concursos y Quiebras y cualquier otra ley de quiebras, concursos u otras leyes similares que fueran aplicables, rescindir y anular tal caducidad de plazos si se hubieran subsanado o dispensado según disponga el presente Prospecto todos los Supuestos de Incumplimiento, a excepción del no pago del capital vencido.

Listado

Se solicitará las obligaciones negociables de una serie sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y para que sean listadas en la BCBA y el MAE, según se especifique en el respectivo suplemento de precio. Sin embargo, no podemos asegurar que estas solicitudes sean aceptadas. En el suplemento de precio correspondiente a una serie de obligaciones negociables se especificará si las obligaciones negociables de esa serie de listan en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, en la BCBA, en el MAE, o en cualquier otra bolsa de valores.

Derechos de Registro

Si estuviera especificado en el suplemento de precio correspondiente, podremos firmar un contrato de derechos de registro (un “Contrato de Derechos de Registro”) con los colocadores pertinentes respecto de una serie de obligaciones negociables. En ese contrato, acordaremos, en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables, presentar ante la SEC y emplear los esfuerzos comercialmente razonables para disponer que se apruebe una solicitud de autorización de oferta relativa a una oferta de canje de las obligaciones negociables por una emisión de obligaciones negociables registradas ante la SEC con términos idénticos a las obligaciones negociables (con la excepción de que las obligaciones negociables de canje no estarán sujetas a restricciones a la transferencia en Estados Unidos ni a ningún aumento de la tasa de interés según se describe más adelante) (las “Obligaciones Negociables de Canje”).

Después que la SEC declare la aprobación de la solicitud de autorización de la oferta de canje, ofreceremos las Obligaciones Negociables de Canje a cambio de las obligaciones negociables. La oferta de canje permanecerá abierta por la cantidad de días especificada en el suplemento de precio aplicable después de la fecha en que enviemos notificación de la oferta de canje a los tenedores de las obligaciones negociables. Por cada obligación negociable que se nos entregue conforme a la oferta de canje, el tenedor recibirá una Obligación Negociable de Canje de igual monto de capital. Se devengarán intereses sobre cada Obligación Negociable de Canje desde la última Fecha de Pago de Intereses en la se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables o, si no se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables, desde la fecha de emisión de las obligaciones negociables.

Si las correspondientes interpretaciones de los funcionarios de la SEC no permitieran que realicemos la oferta de canje, emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para que se apruebe una solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con las ventas de las obligaciones negociables y para mantener la solicitud anticipada de autorización de oferta vigente hasta que todas las obligaciones negociables comprendidas en la solicitud anticipada de autorización de oferta hayan sido vendidas. En el caso de dicha solicitud de autorización de oferta, suministraremos a cada tenedor de obligaciones negociables copias de un prospecto, notificaremos a cada tenedor de obligaciones negociables cuando haya sido aprobada la solicitud anticipada de autorización de oferta y llevaremos a cabo ciertos otros actos que permitan las ventas de las obligaciones negociables. Un tenedor de obligaciones negociables que las venda conforme a la solicitud anticipada de autorización de oferta en general deberá ser nombrado como tenedor de títulos vendedor en el prospecto correspondiente y deberá entregar un prospecto a los compradores, quedará sujeto a algunas de las disposiciones sobre responsabilidad civil de la Ley de Títulos Valores Estadounidense en relación con esas ventas y quedará obligado por las disposiciones del Contrato de Derechos de Registro que sean aplicables a dicho tenedor (incluyendo ciertas obligaciones de indemnización).

Si (i) la solicitud de autorización de oferta de canje no se presentara ante la SEC en la fecha establecida en el suplemento de precio pertinente o antes, (ii) no se aprobara la oferta de canje el día establecido en el suplemento de precio pertinente o antes, (iii) la oferta de canje no se completara el día establecido en el suplemento de precio pertinente o antes, o (iv) si fuera requerido por el Contrato de Derechos de Registro y no se aprobara una solicitud anticipada de autorización de oferta de las obligaciones negociables el día establecido en el suplemento de precio pertinente o antes o dejara de tener validez o no pudiera utilizarse en el plazo allí especificado, en ese caso, al tener lugar cada uno de los supuestos referidos en los puntos (i) a (iv) anteriores, la tasa de interés devengada por las obligaciones negociables afectadas será aumentada según lo especificado en el suplemento de precio correspondiente.

Si lleváramos a cabo una oferta de canje, tendremos derecho a cerrar la respectiva oferta de canje en la fecha especificada en el suplemento de precio pertinente, siempre que se hubieran aceptado todas las obligaciones negociables válidamente entregadas de acuerdo con los términos de la oferta de canje. Las obligaciones negociables no presentadas en la oferta de canje continuarán sujetas a los términos y condiciones especificados en el suplemento de precio correspondiente, incluyendo las restricciones a la transferencia.

El presente es un resumen de las disposiciones que puede incluir el Contrato de Derechos de Registro; no pretende ser una descripción completa de sus disposiciones y está condicionado en su totalidad a dicho Contrato de Derechos de Registro.

Si las obligaciones negociables fueran aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, la oferta de canje pertinente se realizará de acuerdo con sus requisitos. Si fuera requerido, se informará a la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se publicará un aviso en un diario de Luxemburgo de amplia circulación en el caso de alguna variación en la tasa de interés pagadera sobre las obligaciones negociables y se anunciará el inicio de la oferta de canje y sus resultados. En tanto las obligaciones negociables sean aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, los documentos preparados para la oferta de canje y los servicios prestados a tal fin estarán disponibles a través de las oficinas del agente de cotización en Luxemburgo.

Asambleas, Modificación y Dispensa

Nosotros podremos, sin el voto o consentimiento de tenedores de obligaciones negociables de una serie, modificar los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie con el objeto de:

- agregar a nuestros compromisos los demás compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones que sean en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables;
- ceder cualquier derecho o poder que se nos confiera;
- garantizar las obligaciones negociables de cualquier serie de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;
- acreditar nuestra sucesión por otra persona y la asunción por parte de dicho sucesor de nuestros compromisos y obligaciones en las obligaciones negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
- establecer la forma o los términos y condiciones de cualquier nueva serie de obligaciones negociables con el alcance permitido por el presente;
- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación del presente;
- cumplir con los requisitos de la SEC a fin de que el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, califique según la Ley de Fideicomisos Estadounidense;

- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, incompatible o defectuosa incluida en el Contrato presente o en dichas obligaciones negociables, siempre que dicha modificación, corrección o suplemento no afecten en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie;
- realizar toda otra modificación, u otorgar alguna dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto de cualquiera de los términos y condiciones de dichas obligaciones negociables, de forma tal que no afecte en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en cualquier aspecto sustancial; y
- realizar modificaciones o reformas a fin de aumentar el monto del Programa.

Nosotros podremos efectuar modificaciones y reformas a los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie, así como podrán dispensar nuestro cumplimiento futuro o el incumplimiento anterior, mediante la adopción de una resolución en una asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables según lo establecido más adelante; sin embargo, sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las obligaciones negociables de una serie afectada en forma adversa, tales modificaciones, reformas y dispensas no podrán:

- prorrogar la fecha de vencimiento para el pago de capital, prima, si hubiera, o de cualquier cuota de intereses sobre dicha obligación negociable;
- reducir el capital, la porción del capital pagadera en caso de caducidad de su plazo, la tasa de interés o la prima pagadera en caso de rescate o recompra de cualquiera de tales obligaciones negociables;
- reducir nuestra obligación de pagar Montos Adicionales sobre cualquiera de tales obligaciones negociables;
- acortar el período durante el cual no se nos permite rescatar cualquiera de tales obligaciones negociables o permitirnos rescatar tal obligación negociable si, sin ese permiso, no estuviera autorizada a hacerlo;
- cambiar las circunstancias bajo las cuales se pueden rescatar las obligaciones negociables de dicha serie;
- cambiar la Moneda Especificada en la cual debe pagarse cualquier obligación negociable o la prima o intereses sobre dicha obligación negociable o los lugares de pago requeridos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de tales obligaciones negociables necesario para modificar, reformar o complementar dichas obligaciones negociables, o para la dispensa del cumplimiento de ciertas de sus disposiciones o para dispensar ciertos incumplimientos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de obligaciones negociables en circulación requerido para la adopción de una resolución o el quórum requerido en cualquier asamblea de tenedores de dichas obligaciones negociables en la cual se adopta la resolución;
- modificar las disposiciones del presente relacionadas con asambleas de tenedores de dichas obligaciones negociables, modificaciones o dispensas según lo descrito precedentemente, salvo para aumentar dicho porcentaje o disponer que ciertas otras disposiciones del presente no puedan ser modificadas o dispensadas sin el consentimiento del tenedor de cada título afectado adversamente por tal acto;
- modificar las disposiciones de subordinación relacionadas con obligaciones negociables subordinadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables;

- modificar las disposiciones sobre garantía relacionadas con obligaciones negociables garantizadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables; o
- afectar el derecho de iniciar acciones judiciales para la ejecución de cualquier pago respecto de cualquiera de tales obligaciones negociables.

Las asambleas de tenedores de obligaciones negociables de una serie podrán ser convocadas por nuestro Directorio o nuestra Comisión Fiscalizadora, el Fiduciario, si lo hubiera, o cuando sea requerido por los tenedores que posean por lo menos 5% del valor nominal de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie. Las asambleas celebradas a pedido escrito de tenedores de obligaciones negociables serán convocadas dentro de los 40 días de la fecha en la que recibamos tal solicitud escrita.

Las asambleas podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las propuestas de modificación de los términos y condiciones de cualquier serie de obligaciones negociables serán consideradas y resueltas en asamblea extraordinaria. Cualquiera de tales asambleas se celebrará, si así correspondiera según lo establecido en la respectiva serie de obligaciones negociables, simultáneamente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York mediante medios de telecomunicación que permitan a los participantes escucharse y hablar entre sí. La convocatoria a asamblea de tenedores de obligaciones negociables (la cual incluirá la fecha, lugar y hora de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) será enviada, a costa nuestra, entre los 10 y 30 días anteriores a la fecha fijada para la reunión según se establece bajo el título “—Notificaciones”, y se publicará durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en el Boletín de la BCBA (si las obligaciones negociables cotizaban en la BCBA). La primera y segunda convocatoria para el caso de no reunirse quórum en la primera reunión podrán ser realizadas en forma simultánea. No obstante, para asambleas que incluyan en el orden del día temas que requieran la aprobación unánime de los tenedores o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las obligaciones negociables, la segunda convocatoria por falta de quórum en la primera será realizada no menos de ocho días antes de la fecha fijada para la nueva reunión, y será publicada durante tres días hábiles en el Boletín Oficial de Argentina, un diario de amplia circulación en Argentina y en el Boletín de la BCBA (si las obligaciones negociables se listarán en la BCBA).

Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) un tenedor de una o más obligaciones negociables a la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada mediante un instrumento escrito como apoderado de dicho tenedor de una o más obligaciones negociables.

El quórum requerido en cualquier asamblea ordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie, y en cualquier asamblea celebrada en segunda convocatoria estará constituido por cualquier número de personas presentes en la segunda reunión. El quórum requerido en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen como mínimo el 60% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie y, en caso de celebrarse en segunda convocatoria, el quórum lo constituirán personas que tengan o representen como mínimo el 30% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación. En la primera o segunda reunión de una asamblea debidamente convocada y en la cual se hubiera constituido quórum, toda resolución para modificar o enmendar o para dispensar el cumplimiento de cualquier disposición de las obligaciones negociables de cualquier serie (salvo las disposiciones a las que se hace referencia en el cuarto párrafo precedente) será considerada y válidamente adoptada de ser aprobada por las personas con derecho a votar la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación representadas y con derechos de voto en la asamblea. Todo instrumento entregado por o en representación de cualquier tenedor de una obligación negociable en relación con cualquier consentimiento de la mencionada modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los futuros tenedores de dicha obligación negociable. Toda modificación, enmienda o dispensa de los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie será concluyente y vinculante para todos los tenedores de obligaciones negociables de dicha serie,

sea que hubieran dado o no su consentimiento al respecto o hubieran estado presentes o no en cualquier asamblea, y para todas las obligaciones negociables de dicha serie.

Designaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario designará, la fecha de registro para la determinación de los tenedores de obligaciones negociables de cualquier serie con derecho a votar en cualquier asamblea y notificaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario notificará, a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la manera establecida en el presente. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables en la cual dicho tenedor tuviera derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense del monto de capital de las obligaciones negociables en poder de dicho tenedor en el que dichas obligaciones negociables estuvieran denominadas. Con independencia de lo expresado precedentemente, en las asambleas de tenedores de más de una serie de obligaciones negociables, un tenedor de una obligación negociable que no especifique pagos de intereses regulares, incluyendo, sin limitación, Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, tendrá derecho a un voto en cualquiera de dichas asambleas por cada dólar estadounidense del valor de rescate de dicha obligación negociable calculado a la fecha de dicha asamblea. Para obligaciones negociables denominadas en una o más Monedas Especificadas que no sea el dólar estadounidense, el equivalente en dólares de dichas obligaciones negociables se calculará a los tipos de cambio de la fecha de dicha asamblea o, en el caso de notificaciones o consentimientos escritos, en las fechas que designemos a tal efecto.

A los fines de las disposiciones precedentes, se considerará que cualquier obligación negociable autenticada y entregada se encuentra “en circulación” en cualquier fecha de determinación, salvo:

- (i) las obligaciones negociables que, a dicha fecha, hubieran sido canceladas por nosotros, por la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o el Fiduciario, si lo hubiere, o entregadas a nosotros, a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o al Fiduciario, si lo hubiere, para su cancelación;
- (ii) las obligaciones negociables que hubieran sido llamadas a rescate o respecto de las cuales se hubiera realizado una oferta de recompra de acuerdo con sus términos o que se hubieran tornado vencidas y pagaderas a su vencimiento o de otro modo y respecto de las cuales se hubiera depositado en nosotros, en la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o en el Fiduciario, si lo hubiere, una suma suficiente para pagar el capital, prima, intereses, Montos Adicionales u otros montos relacionados; o
- (iii) las obligaciones negociables en lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras obligaciones negociables;

teniendo en cuenta, sin embargo, que, para determinar si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación de una serie se encuentran presentes en una asamblea de tenedores de obligaciones negociables de dicha serie a los fines del quórum o si han prestado su consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, modificación, reforma o complemento, no se computarán y no serán consideradas obligaciones negociables en circulación las obligaciones negociables de dicha serie en nuestro poder, directa o indirectamente, o en poder de cualquiera de nuestras Sociedades Vinculadas, inclusive cualquier Subsidiaria.

En el caso en que hubiéramos celebrado un Contrato de Fideicomiso, inmediatamente después del otorgamiento por nuestra parte y la del correspondiente Fiduciario de cualquier suplemento o modificación de dicho Contrato de Fideicomiso, cursaremos notificación al respecto a los tenedores de las obligaciones negociables y, de ser aplicable, a la CNV, describiendo en términos generales el contenido de dicho suplemento o modificación. Si no enviáramos dicha notificación a los tenedores de las obligaciones negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación, el correspondiente Fiduciario notificará a los tenedores, a costa nuestra. La falta de envío de dicha notificación por nuestra parte o la del Fiduciario, o cualquier vicio que pudiera existir en dicha notificación, no limitarán ni afectarán en forma alguna la validez de dicho suplemento o modificación.

En caso de que una serie de obligaciones negociables fuera admitida para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o si se listarán en cualquier otra bolsa de valores, dichas asambleas de tenedores y las convocatorias pertinentes también cumplirán con las normas aplicables de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha bolsa de valores, según fuera aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de Obligaciones Negociables

Salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo, ningún tenedor de una obligación negociable de una serie tendrá derecho alguno ni podrá valerse de ninguna disposición de tales obligaciones negociables, para iniciar un juicio, acción o procedimiento conforme al derecho consuetudinario anglosajón o a *equity*, en virtud o en relación con las obligaciones negociables de dicha serie, o para designar un síndico o administrador, o para cualquier otro recurso en virtud de dichos documentos, a menos que (i) dicho tenedor nos hubiera notificado, o hubiera notificado previamente al Fiduciario, si lo hubiera, por escrito un incumplimiento de las obligaciones negociables; (ii) los tenedores de no menos del 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie hubieran presentado una solicitud escrita al Fiduciario, si lo hubiera, para que inicie dicha acción, juicio o procedimiento en nombre propio como Fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, habiendo ofrecido al Fiduciario la indemnización razonable que éste requiera por los costos, gastos y obligaciones a incurrir en tal sentido; y (iii) el Fiduciario, si lo hubiera, transcurridos 60 días de la recepción de tal notificación, solicitud y oferta de indemnización, no hubiera iniciado tal acción, juicio o procedimiento y no hubiera recibido ninguna directiva incompatible con tal solicitud escrita de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie.

Con independencia de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si este hubiese sido celebrado, y de cualquier disposición de cualquier obligación negociable, el derecho de cualquier tenedor de obligaciones negociables a percibir el pago del capital y los intereses sobre dicha obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) en o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento expresadas en dicha obligación negociable, o a entablar juicio, inclusive una acción ejecutiva individual según el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, para ejecutar cualquiera de dichos pagos en las respectivas fechas de vencimiento, no se verá limitado o afectado sin el consentimiento de dicho tenedor.

El titular beneficiario de obligaciones negociables representadas por una Obligación Negociable Global podrá obtener del depositario pertinente, ante su solicitud y sujeto a ciertas limitaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, un certificado representativo de su participación en la Obligación Negociable Global respectiva de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales. Este certificado permitirá al titular beneficiario iniciar acciones legales ante cualquier tribunal competente en Argentina, incluidas acciones ejecutivas, para obtener el pago de los montos vencidos en virtud de las obligaciones negociables.

Rescisión de Obligaciones

Salvo que se especifique de distinto modo en el suplemento de precio aplicable respecto de Obligaciones Negociables a Tasa Fija denominadas en dólares, podremos, a nuestra opción, elegir rescindir (1) todas sus obligaciones con respecto a las obligaciones negociables (“rescisión total”), excluyendo ciertas obligaciones, incluidas aquellas respecto de cualquier fideicomiso creado a estos fines y obligaciones referentes a la transferencia y canje de las obligaciones negociables, el reemplazo de obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, extraviadas o robadas, y el mantenimiento de oficinas de representación respecto de las obligaciones negociables o (2) rescindir nuestras obligaciones conforme a ciertos compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, o en el correspondiente suplemento de precio, de manera que el incumplimiento de dichas obligaciones no constituya un supuesto de incumplimiento (“rescisión parcial”). A efectos de ejercer la rescisión total o parcial, debemos irrevocablemente depositar en el Fiduciario, si lo hubiere, o en quien sea designado a tales efectos en el correspondiente suplemento de precio, una suma de dinero u obligaciones del gobierno de los Estados

Unidos, o una combinación de ambos, por los montos que sean suficientes para pagar el capital, prima, si hubiera, e intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) respecto de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en el Vencimiento Estipulado de las obligaciones negociables, y cumplir ciertas otras condiciones, incluyendo, entre otras, si así se acordase en el respectivo Contrato de Fideicomiso, o en el correspondiente suplemento de precio, la entrega al Fiduciario, si lo hubiera, o a quien sea designado a tales efectos en el correspondiente suplemento de precio, de una opinión de un asesor legal reconocido a nivel nacional en Estados Unidos (y, de así especificarlo el respectivo suplemento de precio, en Argentina) con experiencia en tales asuntos fiscales, a efectos de que el depósito y rescisión vinculada no ocasionen que los tenedores de las obligaciones negociables reconozcan ingresos, ganancias o pérdidas conforme a las leyes en materia impositiva de las jurisdicciones aplicables, así como otras cuestiones pertinentes.

Reintegro de Fondos; Prescripción

Los fondos depositados o pagados al Fiduciario, si lo hubiere, o a cualquier Agente de Pago, o a quien sea designado en el correspondiente suplemento de precio, para el pago del capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación o respecto de cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) y que no se hubieran destinado y permanecieran sin ser reclamados durante dos años después de la fecha en la que el capital o intereses u otros montos se hubieran tornado vencidos y pagaderos, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, se nos reintegrará por el Fiduciario, si lo hubiere, o por dicho Agente de Pago, o por quien sea designado a tales efectos en el correspondiente suplemento de precio, y el tenedor de dicha obligación negociable, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, recurrirá a partir de ese momento exclusivamente a nosotros para cualquier pago que dicho tenedor tuviera derecho a cobrar, a partir de lo cual se extinguirá toda responsabilidad del Fiduciario o de cualquier Agente de Pago, en relación con dichas sumas de dinero.

Todos los reclamos que se nos hicieran por el pago de capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación con cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) prescribirán, salvo que se realicen dentro de los diez años en el caso del capital y cuatro años en el caso de los intereses a contar desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente, o dentro del plazo menor establecido por la ley aplicable.

Notificaciones

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables se considerarán válidamente efectuadas (i) cuando sean enviadas a dichos tenedores por correo de primera clase (o, en el caso de tenedores conjuntos, cuando sean enviadas al primero que figure en el Registro) a sus respectivas direcciones según figuran en el Registro, y se considerarán válidamente entregadas el cuarto Día Hábil posterior a la fecha de envío por correo, y en el caso de notificaciones cursadas a tenedores de obligaciones negociables domiciliados en Argentina, al momento de su recepción, (ii) mientras dichas obligaciones negociables coticen en la BCBA y el MAE, cuando se publiquen en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el Boletín de la BCBA, el MAE y en un diario de amplia circulación en la Argentina, y (iii) mientras dichas obligaciones negociables sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, cuando se publiquen en un diario principal de amplia circulación en Luxemburgo (sin embargo, si no pudiera realizarse tal publicación, la notificación se considerará válidamente otorgada si se cursara de cualquier otra forma prevista por las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo). Se prevé que las notificaciones en Luxemburgo se publicarán en el *d'Wort* y las notificaciones en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se publicarán en La Nación o El Cronista Comercial. Toda notificación se considerará efectuada en la fecha de su publicación o, de haberse publicado más de una vez o en diferentes fechas, en la última fecha en la que se requiera tal publicación y se lleve a cabo según lo requerido. En el caso de Obligaciones Negociables Globales, las notificaciones serán enviadas a DTC, Euroclear o Clearstream, según corresponda, o a sus representantes (o sucesores), como sus tenedores, y dicha caja o cajas de valores las comunicarán a sus participantes de acuerdo con sus procedimientos de práctica.

Asimismo, deberemos disponer toda otra publicación de notificaciones periódicamente requerida por las leyes argentinas aplicables. Ni la falta de notificación ni cualquier defecto en la notificación efectuada a un tenedor en particular de una obligación negociable afectará la suficiencia de las notificaciones realizadas respecto de otras obligaciones negociables.

Indemnización respecto de la Moneda de Sentencia

En caso de que la sentencia o fallo dictado por cualquier tribunal determinara el pago de un monto con respecto a cualquier obligación negociable en una moneda (la "moneda de sentencia") distinta de la moneda (la "moneda de denominación") en la que están denominadas dichas obligaciones negociables o en la que debe efectuarse el pago, indemnizaremos al tenedor correspondiente por cualquier diferencia resultante o emergente de cualquier variación en los tipos de cambio vigentes entre la fecha en la que teóricamente debe convertirse el monto en la moneda de denominación a la moneda de sentencia a los fines de cumplir con lo dispuesto por dicha sentencia o fallo y la fecha de su efectivo pago. Esta indemnización constituirá una obligación separada e independiente de las otras obligaciones contenidas en los términos y condiciones de las obligaciones negociables, otorgará el derecho a iniciar acción legal separada e independiente, se aplicará independientemente de cualquier moratoria concedida oportunamente y continuará en plena vigencia y efecto independientemente de cualquier sentencia o fallo para el pago de una o varias sumas de dinero determinadas en relación con montos adeudados respecto de la obligación negociable correspondiente o conforme a dicha sentencia o fallo.

Ley Aplicable, Sentencias, Competencia, Traslado de Notificaciones, Renuncia de Inmunidad

En el suplemento de precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables se establecerá la ley aplicable a dichas obligaciones negociables. En este sentido, si así se estableciera en el suplemento de precio aplicable y en el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, si lo hubiera, las obligaciones negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, teniendo en cuenta, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la debida autorización, celebración, emisión y entrega de las obligaciones negociables por parte nuestra, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las obligaciones negociables califiquen como tales conforme a la ley argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables junto con la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 de Argentina y sus modificatorias y otras leyes y normas argentinas aplicables.

La Ley Orgánica del Poder Judicial (*Judiciary Law*) del Estado de Nueva York establece que la sentencia o fallo de una acción fundada en una obligación denominada en una moneda que no fuera el dólar estadounidense será emitida en la moneda extranjera de la obligación subyacente y convertida a dólares al tipo de cambio vigente en la fecha en que se dicte la sentencia o fallo.

Según sea establecido en el suplemento de precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en el párrafo siguiente o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.

Si así se dispusiera en el suplemento de precio correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, mientras cualquier obligación negociable esté en circulación, mantendremos en todo momento un agente autorizado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, a quien podrá darse traslado de las notificaciones en relación con cualquier acción o procedimiento legal que surja o se relacione con las obligaciones negociables o el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si lo hubiere. El traslado de notificaciones a dicho agente y el aviso escrito de dicho diligenciamiento enviado por correo o entregado a la parte demandada en tal acción o proceso, con el alcance de ley permitido, se considerará notificación válida a dicha parte a todo efecto en cualquier acción o procedimiento legal. De así determinarlo en el correspondiente suplemento de precio, CT Corporation System, 111 Eighth Avenue, New York, New York 10011, podrá ser designado como nuestro agente de notificaciones en cualquier procedimiento entablado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York.

Fiduciario

Las obligaciones negociables de las distintas clases bajo el presente Programa podrán emitirse en el marco de un Contrato de Fideicomiso aplicable a dicha serie. Dicho Contrato de Fideicomiso contendrá disposiciones relativas a los deberes y responsabilidades del Fiduciario y a sus obligaciones para con los tenedores de las obligaciones negociables de la respectiva serie.

El Fiduciario designado según los términos y condiciones de la respectiva serie de obligaciones negociables podrá renunciar en cualquier momento y los tenedores de la mayoría del valor nominal total de dicha serie de obligaciones negociables podrán remover al Fiduciario en cualquier oportunidad. Si el Fiduciario hubiera adquirido o adquiriera un interés en conflicto según el significado de la Ley de Fideicomisos Estadounidense, deberá eliminar tal interés o renunciar de acuerdo con dicha Ley de Fideicomisos Estadounidense. Podremos remover al Fiduciario, si lo hubiera, si éste quedara inhabilitado para desempeñarse como Fiduciario en virtud de los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si se tornara incompatible para actuar como Fiduciario, o fuera declarado en quiebra o concurso. Si el Fiduciario renunciara o fuera removido, se designará un Fiduciario sucesor de conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie. Si fuera necesario, notificaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie y a la CNV la renuncia, remoción o designación del Fiduciario.

Si celebrásemos un Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, nos obligaremos en dicho Contrato a indemnizar y defender y mantener indemne al Fiduciario por cualquier pérdida, responsabilidad o gasto documentado (incluidos los costos y gastos documentados razonables de sus asesores legales hasta el tope acordado entre las partes) emergentes o relacionados con la aceptación o administración de tal Contrato de Fideicomiso y con el cumplimiento de sus deberes en virtud del Contrato de Fideicomiso, inclusive, si correspondiera, como Coagente de Registro, Principal Agente de Pago y Agente de Transferencia, salvo cuando en dicha pérdida, responsabilidad o gasto medie su propia culpa grave o dolo.

Si celebrásemos el Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, este Contrato establecerá que el Fiduciario o cualquiera de sus sociedades vinculadas o agentes podrán convertirse en titulares o acreedores prendarios de títulos valores con los mismos derechos que tendrían si no revistieran el carácter de Fiduciario o agente del Fiduciario, y podrán de cualquier otra manera negociar con nosotros y percibir, cobrar, tener y retener cobranzas nuestras con los mismos derechos que tendrían si no fueran el Fiduciario o una sociedad vinculada o agente del Fiduciario. El Fiduciario, si lo hubiera, y sus sociedades vinculadas y agentes estarán facultados a operar comercialmente con nosotros o con cualquiera de nuestras sociedades vinculadas sin estar obligados a informar las ganancias resultantes de dichas operaciones.

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia; Agentes de Registro

Podremos designar para cada serie de obligaciones negociables bajo el presente Programa Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia. Asimismo, podremos designar en cualquier momento

Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia adicionales u otros en su reemplazo y rescindir su nombramiento; estableciéndose, no obstante, que (i) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras existan obligaciones negociables de cualquier serie en circulación, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad de Nueva York; (ii) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras las obligaciones negociables puedan ser negociadas en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo así lo requieran, por lo menos un Agente de Pago y agente de transferencia tendrá oficinas en Luxemburgo; y (iii) mientras lo exija la ley argentina o la CNV, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuando lo requiera el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, deberá enviarse a los tenedores de las obligaciones negociables notificación inmediatamente de producida cualquier renuncia, revocación o nombramiento de cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia y de cualquier cambio de las oficinas a través de las cuales actúan, en la forma descripta bajo el título anterior “—Notificaciones” y a la CNV.

El Fiduciario, los Agentes de Pago, los Agentes de Transferencia, el Agente de Registro y Coagente de Registro no formularán declaración alguna respecto de este prospecto, cualquier suplemento de precio o las cuestiones incluidas en el presente o en dichos documentos.

Compensación y liquidación

De así disponerlo en el correspondiente suplemento de precio, se suscribirán acuerdos con DTC, Euroclear y/o Clearstream para facilitar la emisión inicial de Obligaciones Negociables Globales depositadas en DTC, o en su representación (“Obligaciones Negociables Globales en DTC”). Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Forma y Denominación”. Las transferencias dentro de DTC, Euroclear y/o Clearstream se realizarán de acuerdo con las normas y procedimientos operativos habituales del sistema pertinente. Las transferencias en diferentes mercados entre inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de DTC e inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de Euroclear y/o Clearstream se efectuarán en DTC a través de los respectivos depositarios de Euroclear y/o Clearstream. Cada Obligación Negociable Global de la Regulación S y cada Obligación Negociable Global de Circulación Restringida depositada en DTC tendrá un número CUSIP o CINS diferente.

DTC

DTC ha informado lo siguiente: DTC es una sociedad fiduciaria de objeto limitado constituida según las leyes del Estado de Nueva York, una “entidad bancaria” según el significado de las Leyes de Bancos de Nueva York, miembro del Sistema de la Reserva Federal, una “sociedad de compensación” en los términos del Código de Comercio Uniforme de Nueva York y una “cámara de compensación” registrada de conformidad con las disposiciones del Artículo 17A de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense. DTC fue creada para la tenencia de títulos valores de sus entidades participantes (“Participantes de DTC”) y para facilitar la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre Participantes de DTC mediante el ingreso electrónico de asientos en las cuentas de los Participantes de DTC, eliminando de esta forma la necesidad del traslado físico de títulos. Los Participantes de DTC incluyen agentes y operadores de bolsa, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación, así como también otras organizaciones. Existen otras entidades que tienen acceso indirecto al sistema de DTC, tales como bancos, agentes y operadores de bolsa y sociedades fiduciarias que compensan a través de un Participante de DTC o mantienen una relación de custodia de títulos valores con un Participante de DTC, ya sea directa o indirectamente (los “Participantes de DTC Indirectos”).

Según las normas, reglamentaciones y procedimientos que establecen y afectan a DTC y sus operaciones (las “Normas”), DTC debe realizar transferencias escriturales entre los Participantes de DTC en cuya representación actúa respecto de las obligaciones negociables y debe recibir y transferir las distribuciones de capital e intereses sobre las obligaciones negociables. Los Participantes de DTC y los Participantes de DTC

Indirectos en los que los inversores tienen cuentas en relación con las obligaciones negociables, deben también realizar transferencias escriturales y recibir y transmitir dichos pagos en representación de sus respectivos inversores.

Dado que DTC sólo puede actuar en representación de los Participantes de DTC, quienes a su vez actúan en representación de los Participantes de DTC Indirectos y ciertos bancos, la capacidad de una persona que tiene una participación beneficiaria en una obligación negociable mantenida en DTC de transferir o preñar dicha participación en favor de personas o sociedades que no participan en el sistema de DTC, o de tomar acciones por otra vía, podría verse afectada por la falta de un título físico de dicha participación. Las leyes de algunos estados de los Estados Unidos requieren que ciertas personas realicen la entrega física de títulos valores definitivos. Por lo tanto, la capacidad de transferir participaciones beneficiarias en una obligación negociable mantenida en DTC a favor de dichas personas podría verse limitada.

DTC ha informado que tomará las medidas que le estuvieran permitidas a un tenedor de obligaciones negociables (incluyendo, sin limitación, la presentación de obligaciones negociables para su canje según se detalla en el presente) únicamente según instrucciones de uno o más participantes en cuyas cuentas en DTC estuvieran acreditadas las participaciones en las obligaciones negociables pertinentes, y sólo respecto del valor nominal total de las obligaciones negociables respecto del cual dicho o dichos participantes hubieran impartido dicha instrucción. No obstante, en ciertas circunstancias, DTC canjeará las Obligaciones Negociables Globales en DTC mantenidas en DTC por Obligaciones Negociables Cartulares, que distribuirá a sus participantes y que, si representaran participaciones en la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, portarán la leyenda que se establece en “Restricciones a la Transferencia”. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables — Obligaciones Negociables Cartulares”.

Euroclear

Euroclear fue creada en 1968 para mantener títulos valores en nombre de sus participantes y compensar y liquidar operaciones entre participantes de Euroclear a través de la entrega escritural electrónica simultánea contra el pago, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos y cualquier riesgo debido a la falta de transferencias simultáneas de títulos valores y efectivo. Actualmente la liquidación de operaciones puede realizarse en muchas monedas, incluido el dólar estadounidense y el yen japonés. Euroclear provee otros servicios, incluida toma o préstamo de títulos valores, e interactúa con los mercados locales de diversos países a través de operaciones de transferencias en diferentes mercados con DTC generalmente similares a las descritas anteriormente.

Euroclear opera a través de Euroclear Bank S.A./N.V. (el “Operador de Euroclear”) de conformidad con un contrato celebrado con Euroclear Clearance Systems, plc, una sociedad anónima del Reino Unido (“Euroclear”). Todas las operaciones son realizadas por el Operador de Euroclear, y todas las cuentas de compensación de títulos valores de Euroclear y las cuentas de efectivo de Euroclear son cuentas abiertas en el Operador de Euroclear, y no en Euroclear. El Operador de Euroclear establece la política de Euroclear en representación de los participantes de Euroclear. Los participantes de Euroclear (“Participantes de Euroclear”) incluyen entidades bancarias (incluidos bancos centrales), operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros y otros intermediarios financieros profesionales y pueden incluir a los colocadores. El acceso indirecto a Euroclear también se encuentra disponible para otras sociedades que compensan a través de un participante de Euroclear, o que mantienen una relación de custodia con dicho participante ya sea en forma directa o indirecta. Euroclear es un participante indirecto de DTC.

El Operador de Euroclear es una entidad bancaria de Bélgica, y se encuentra regulado y controlado por la Asociación de Bancos de Bélgica y el Banco Nacional de Bélgica.

Los Términos y Condiciones que Rigen el Uso del Sistema Euroclear (los “Términos y Condiciones de Euroclear”) y los respectivos Procedimientos Operativos de Euroclear y la ley de Bélgica aplicable rigen las

cuentas de compensación de títulos valores y las cuentas de efectivo en el Operador de Euroclear. Específicamente, estos términos y condiciones rigen:

- transferencias de títulos valores y efectivo dentro de Euroclear;
- retiros de títulos valores y efectivo de Euroclear; y
- recepción de pagos respecto de títulos valores en Euroclear.

Todos los títulos valores en Euroclear son mantenidos sobre una base fungible sin atribución de certificados específicos a cuentas de compensación de títulos valores específicas. El Operador de Euroclear actúa de conformidad con los términos y condiciones solamente en representación de los Participantes de Euroclear y no tiene registros ni relación alguna con las personas que mantienen títulos valores a través de los Participantes de Euroclear.

Las distribuciones respecto de obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria es ejercida a través de Euroclear se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Euroclear de acuerdo con los Términos y Condiciones de Euroclear, en la medida en que sean recibidas por el Operador de Euroclear y por Euroclear.

Clearstream Luxemburgo

Clearstream Banking, société anonyme (“Clearstream”) fue constituida como sociedad de responsabilidad limitada según las leyes de Luxemburgo. Clearstream pertenece a Cedel International, société anonyme, y Deutsche Börse AG. Los accionistas de estas dos entidades son bancos, operadores de títulos valores y entidades financieras.

Clearstream mantiene títulos valores para sus clientes y facilita la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre clientes de Clearstream a través de asientos escriturales electrónicos en las cuentas de los clientes de Clearstream, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos. Clearstream provee a sus clientes, entre otros, servicios de custodia, administración, procesamiento y liquidación de títulos valores negociados internacionalmente, toma y préstamo de títulos valores y administración de garantías. Clearstream interactúa con mercados locales de diversos países. Clearstream ha establecido un puente electrónico con el Operador de Euroclear para facilitar la liquidación de operaciones entre Clearstream y Euroclear.

Como entidad bancaria registrada en Luxemburgo, Clearstream está sujeta a la Comisión de Supervisión del Sector Financiero de Luxemburgo. Los clientes de Clearstream (los “Participantes de Clearstream”) son entidades financieras reconocidas en todo el mundo, incluidos otros operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación. En los Estados Unidos, los clientes de Clearstream comprenden exclusivamente operadores y agentes de títulos valores y bancos, y podrían incluir a los colocadores de las obligaciones negociables. El acceso indirecto a Clearstream también podría estar disponible para otras entidades que mantienen una relación de custodia con un cliente de Clearstream. Clearstream es un participante indirecto de DTC.

Las distribuciones con respecto a las obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria sea ejercida a través de Clearstream se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Clearstream de acuerdo con sus normas y procedimientos, en la medida que fueran recibidas por Clearstream.

Liquidación inicial en relación con las Obligaciones Negociables Globales en DTC

En oportunidad de la emisión de una Obligación Negociable Global en DTC, DTC o su custodio acreditarán, en su sistema interno, el respectivo monto de capital de las participaciones beneficiarias

individuales representadas por dicha Obligación Negociable Global en DTC en las cuentas de las personas que tengan cuentas en DTC. En el caso de una obligación negociable vendida directamente por el Banco, estas cuentas inicialmente serán designadas por el respectivo colocador o el Banco, o en su representación. La titularidad de las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global en DTC corresponderá a los Participantes de DTC, incluyendo Euroclear y Clearstream, o los Participantes de DTC Indirectos. La titularidad de las participaciones beneficiarias en Obligaciones Negociables Globales en DTC se reflejará en los registros mantenidos por DTC o su representante (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC) y en los registros de los Participantes de DTC (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC Indirectos), y la transferencia de dicha titularidad se realizará solamente a través de tales registros.

Euroclear y Clearstream mantendrán posiciones generales en representación de sus participantes a través de cuentas de títulos valores de clientes de Euroclear y Clearstream en los libros de sus respectivos depositarios, que a su vez, mantendrán estas posiciones en cuentas de títulos valores de clientes en nombre de dichos depositarios en los libros de DTC.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de DTC acatarán las normas de liquidación aplicables a emisiones de bonos globales. Las tenencias se imputarán en las cuentas en custodia de títulos valores de inversores contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad en la fecha de liquidación.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de cuentas en Euroclear o Clearstream acatarán los procedimientos de liquidación aplicables a eurobonos nominativos convencionales. Las participaciones se acreditarán en las cuentas en custodia de títulos valores en la fecha de liquidación contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales en DTC

Teniendo en cuenta que el comprador determina el lugar de entrega, es importante determinar, en el momento de la negociación, la ubicación tanto de la cuenta del comprador como del vendedor a efectos de asegurar que la liquidación pueda realizarse en la fecha valor elegida. Si bien DTC, Euroclear y Clearstream han prestado su conformidad a los siguientes procedimientos a fin de facilitar las transferencias de participaciones en una Obligación Negociable Global de la Regulación S y una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida entre participantes de DTC, Euroclear y Clearstream, estas sociedades no están obligadas a observar o mantener estos procedimientos, pudiendo interrumpirlos en cualquier momento. Ni el Banco ni el Fiduciario, ni el Agente de Registro, ni el Coagente de Registro, ni ningún Agente de Pago o Agente de Transferencia serán responsables por el cumplimiento por DTC, Euroclear o Clearstream o sus respectivos participantes o participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las normas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Negociación entre Participantes de DTC

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de DTC se realizará utilizando los procedimientos aplicables a emisiones de bonos globales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre Participantes de Euroclear y/o Clearstream

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre vendedores en DTC y compradores en Euroclear o Clearstream

Cuando las participaciones deban ser transferidas de la cuenta de un Participante de DTC a la cuenta de un Participante de Euroclear o Participante de Clearstream, el comprador enviará instrucciones a Euroclear o Clearstream a través de un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, por lo menos un día hábil antes de la liquidación. El Operador de Euroclear o Clearstream darán instrucciones a su respectivo depositario para que reciba dicha participación contra su pago. El pago será efectuado por el depositario en la cuenta del Participante de DTC contra entrega de la participación en la respectiva Obligación Negociable Global en DTC. Una vez realizada la liquidación, la participación se acreditará en el respectivo sistema de compensación, y a través del sistema de compensación, de acuerdo con sus procedimientos habituales, en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream. La acreditación del título valor aparecerá al día siguiente (hora de Europa) y el débito de efectivo se estimará retroactivamente a la fecha valor (que sería el día anterior, si la liquidación tuvo lugar en Nueva York), y los intereses sobre la Obligación Negociable Global en DTC se devengarán desde dicha fecha. Si la liquidación no se completa en la fecha valor pretendida (es decir, la negociación fracasa), el débito de efectivo de Euroclear o Clearstream se estimará, en ese caso, a la fecha de liquidación efectiva.

Los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream tendrán que poner a disposición del respectivo sistema de compensación los fondos necesarios para procesar la liquidación de fondos de inmediata disponibilidad. La forma más directa de realizar esto es comprometer fondos para liquidación, ya sea de fondos líquidos disponibles o de líneas de crédito existentes, en la medida en que dichos Participantes lo harían respecto de cualquier liquidación con Euroclear o Clearstream. Bajo este enfoque, dichos Participantes podrán tener exposiciones crediticias en el Operador de Euroclear o Clearstream hasta la acreditación, de sus participaciones en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente, en sus cuentas un día después.

Como procedimiento alternativo, si el Operador de Euroclear o Clearstream hubieran otorgado una línea de crédito a un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, dicho Participante podrá optar por no comprometer fondos y permitir la utilización de la línea de crédito para financiar la liquidación. Según este procedimiento, los Participantes de Euroclear o los Participantes de Clearstream que adquieran participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC incurrirían en cargos resultantes de descubierto por un día, asumiendo que el descubierto sea compensado cuando las participaciones en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente fueran acreditadas en sus cuentas. Sin embargo, los intereses respecto de la participación en la Obligación Negociable Global en DTC se devengarían desde la fecha valor. Por lo tanto, en muchos casos, los ingresos por inversiones acumulados durante ese período de un día podrían sustancialmente reducir o compensar el monto de los cargos por descubierto, aunque este resultado dependerá del costo de financiación de cada participante en particular.

Dado que la liquidación se realiza en horas hábiles en Nueva York, los Participantes de DTC pueden emplear sus procedimientos habituales para transferir bonos globales a los respectivos depositarios de Euroclear o Clearstream en beneficio de los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream. El producido de la venta quedará a disposición del vendedor en DTC en la fecha de liquidación. De esta forma, para los Participantes de DTC, la liquidación de una operación de venta en diferentes mercados no diferirá de una operación entre dos Participantes de DTC.

Negociación entre vendedores en Euroclear o Clearstream y compradores en DTC

Debido a las diferencias horarias a su favor, los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream podrán utilizar sus procedimientos de práctica para operaciones en las que las participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC deben transferirse por el sistema de compensación pertinente, a través de su respectivo depositario, a un Participante de DTC por lo menos un día hábil antes de su liquidación. En estos casos, Euroclear o Clearstream impartirán instrucciones a su respectivo depositario para que entregue la participación en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente en la cuenta del Participante de DTC contra su pago. El pago se reflejará en la cuenta del Participante de Euroclear o Participante de Clearstream al día siguiente, y la percepción de fondos en efectivo en la cuenta del participante de Euroclear o el Participante de Clearstream se estimaría retroactivamente a la fecha valor (que

sería el día anterior, cuando la liquidación se realice en la Ciudad de Nueva York). En caso de que el Participante de Euroclear o el Participante de Clearstream tuvieran una línea de crédito en su sistema de compensación pertinente y eligieran efectuar el débito antes de recibir los fondos de la venta en su cuenta, la valuación retroactiva cancelará los cargos por descubierto incurridos por ese período de un día. Si la liquidación no se lleva a cabo en la fecha valor pretendida (es decir, la operación fracasa), la recepción de los fondos en efectivo en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream sería, en ese caso, estimada a la fecha de liquidación efectiva.

Por último, los operadores del día que operan con Euroclear o Clearstream para comprar participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC de los Participantes de DTC para su entrega a los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream deben tener conocimiento de que estas operaciones fracasarán automáticamente para la parte vendedora a menos que tome una acción afirmativa. Para eliminar este problema potencial debe recurrirse a tres técnicas por lo menos:

- préstamos a través de Euroclear o Clearstream por un día (hasta que la posición compradora de la operación del día aparezca reflejada en sus cuentas en Euroclear o Clearstream) de acuerdo con los procedimientos de práctica del sistema de compensación;
- préstamo de intereses en la Obligación Negociable Global en DTC en los Estados Unidos de un Participante de DTC a más tardar un día antes de la liquidación, lo que daría suficiente tiempo para que las obligaciones negociables aparezcan reflejadas en su cuenta en Euroclear o Clearstream a efectos de liquidar la posición vendedora de la negociación; o
- escalonamiento de la fecha valor para la posición compradora y vendedora de manera que la fecha valor para la compra del Participante de DTC opere por lo menos un día antes que la fecha valor para la venta al Participante de Euroclear o al Participante de Clearstream.

Liquidación inicial y negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales depositadas en el Depositario Común

La liquidación inicial en Euroclear y Clearstream y la negociación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales.

Restricciones a la transferencia

No hemos registrado y no registraremos las obligaciones negociables en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense u otras leyes de títulos valores estadounidenses aplicables, por lo que no podrán ser ofrecidas ni vendidas salvo en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o en operaciones exentas o no sujetas al requisito de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En consecuencia, las obligaciones negociables se ofrecen y venden solamente:

- en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados (según se define en la Norma 144A) en base a la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense; y
- fuera de los Estados Unidos, a ciertas personas, que no sean personas estadounidenses, en operaciones offshore que cumplan los requisitos de la Norma 903 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Declaraciones del comprador y restricciones de venta

Se considerará que cada comprador de obligaciones negociables (que no sea un colocador en relación con la emisión y venta inicial de obligaciones negociables) y cada titular de cualquier participación beneficiaria en dichas obligaciones negociables, mediante su aceptación o compra, ha declarado y convenido lo siguiente:

(1) Compra las obligaciones negociables en nombre propio o en nombre de terceros respecto de los que ejerce facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión y que tanto el comprador como la persona para la que actúa es (a) un comprador institucional calificado y tiene conocimiento de que la venta se realiza en el marco de la Norma 144A, o (b) una persona no estadounidense que cumpla con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

(2) Reconoce que las obligaciones negociables no han sido registradas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense ni ante ninguna autoridad regulatoria de títulos valores de ninguna jurisdicción y no pueden ser ofrecidas ni vendidas en los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, ni para la cuenta o en beneficio de personas estadounidenses, salvo lo que se expresa más adelante.

(3) Entiende y acuerda que las obligaciones negociables inicialmente ofrecidas en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales y que las obligaciones negociables ofrecidas fuera de los Estados Unidos en base a la Regulación S también estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales.

(4) No venderá ni de otra forma transferirá ninguna de dichas obligaciones negociables, salvo (a) a favor nuestro o de un colocador, o por intermedio o a través de un colocador o en una operación aprobada por un colocador, (b) dentro de los Estados Unidos a un comprador institucional calificado en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (c) en cumplimiento de la Norma 903 o 904 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (d) en virtud de la exención del requisito de registro establecido por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible) o (e) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta según la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

(5) Acuerda que dará a cada persona a la cual transfiera las obligaciones negociables aviso de las restricciones sobre transferencias de dichas obligaciones negociables.

(6) Reconoce que con anterioridad a cualquier transferencia propuesta de obligaciones negociables (que no sea en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o respecto de obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), podrá requerirse que el tenedor de dichas obligaciones negociables presente certificaciones con respecto a la forma de dicha transferencia según se establezca en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o en el correspondiente suplemento de precio.

(7) Reconoce que el Fiduciario de las obligaciones negociables, si lo hubiera, no estará obligado a aceptar para su registro la transferencia de las obligaciones negociables que adquirió (salvo las obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), salvo contra presentación de prueba satisfactoria que se nos haga dicho Fiduciario indicando que se han cumplido las restricciones establecidas en el presente.

(8) Reconoce que nosotros, los colocadores y otras personas se basarán en la veracidad y exactitud de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes, y acuerda que si alguna de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos que se consideran otorgados mediante su adquisición de las obligaciones negociables dejara de ser exacta, notificará inmediatamente a nosotros y a los colocadores. Si adquiere las obligaciones negociables en carácter de fiduciario o agente de una o más cuentas de inversión, declara que tiene facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión respecto de cada una de dichas cuentas y tiene plenas facultades para otorgar las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes en representación de cada cuenta.

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Norma 144A, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente.

“Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos y modificatorias (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta obligación negociable, su tenedor acuerda en beneficio de YPF Sociedad Anónima (la “Compañía”) que la presente obligación negociable o cualquier derecho o participación en ella podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados o de otra forma transferidos solamente (i) a nosotros o a los colocadores designados por nosotros con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables (cada uno, un “colocador” y, en conjunto, los “colocadores”) o por intermedio de un colocador, o a través o en una operación aprobada por un colocador, (ii) mientras esta obligación negociable reúna los requisitos para su venta contemplados en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (“Norma 144A”), a una persona que según razonable entender del vendedor es un comprador institucional calificado (según se define en la Norma 144A) de acuerdo con la Norma 144A, (iii) en una operación offshore de acuerdo con la Norma 903 o 904 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (iv) en virtud de una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense reconocidos por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible), o (v) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y en cada uno de dichos casos de conformidad con las leyes de títulos valores aplicables de cualquier estado de Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable. Mediante su adquisición, el tenedor de la presente declara y conviene en beneficio nuestro que notificará a cualquier comprador de esta obligación negociable las restricciones de venta a las que se hace referencia precedentemente.

La leyenda precedente podrá ser eliminada si se cumplen las condiciones especificadas en el contrato de fideicomiso al que se hace referencia en la presente obligación negociable”.

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Regulación S, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente. Podrán obtenerse otras copias de este aviso del Fiduciario, si lo hubiera, o de quien se determine a tales efectos en el correspondiente suplemento de precio.

“Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos, y modificatorias, (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta obligación negociable, su tenedor acuerda en nuestro beneficio que la presente o cualquier derecho o participación en ella no podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados ni de otra forma transferidos si no se hubiera efectuado su registro, a menos que dicha operación estuviera exenta o no sujeta a este requisito.

La leyenda precedente podrá ser eliminada después de 40 días corridos contados desde, e incluyendo, (a) el día en que las obligaciones negociables sean ofrecidas a personas que no sean distribuidores (según se define en la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o (b) la fecha de emisión original de esta obligación negociable, la fecha que fuera posterior”.

Para una mayor descripción de los requisitos (incluida la presentación de certificados de transferencia) contenidos en el presente para llevar a cabo canjes o transferencias de participaciones en obligaciones negociables globales y obligaciones negociables cartulares, véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables — Forma y Denominación”.

Plan de distribución

Podremos periódicamente ofrecer obligaciones negociables en el marco de este Programa directamente o a través de colocadores. Uno o varios colocadores podrán comprar obligaciones negociables en calidad de

comitente nuestro periódicamente para su reventa a inversores y otros compradores a un precio de oferta fijo o a precios diferentes en relación con precios de mercado prevaletientes al momento de la venta según determine cualquier colocador. Si así lo acordamos con un colocador, el colocador también podrá emplear esfuerzos razonables en su representación para solicitar la presentación de ofertas de compra de las obligaciones negociables. Las comisiones con respecto a las obligaciones negociables que sean vendidas a través de un colocador como agente nuestro las convendremos con dicho colocador en el momento de la venta. Si uno o más colocadores participaran en la oferta y venta de obligaciones negociables, celebraremos un contrato de colocación o suscripción con dichos colocadores en el momento de acordar tal oferta y venta. Los términos y condiciones relacionados con la oferta de cualquier serie de obligaciones negociables en particular se detallarán en el respectivo suplemento de precio aplicable. La colocación y distribución de las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa será efectuada en la Argentina de acuerdo con las Normas de la CNV.

Un colocador podrá vender las obligaciones negociables que adquirió como comitente a ciertos otros colocadores, con un descuento equivalente a todo o parte del descuento recibido en relación con dicha compra. El colocador podrá conceder, y, a su vez, dichos otros colocadores podrán conceder, un descuento a ciertos colocadores adicionales. Luego de la oferta inicial de obligaciones negociables, el precio de oferta (en el caso de obligaciones negociables que serán nuevamente vendidas a un precio de oferta fijo), el descuento y la reasignación podrán modificarse.

Cualquier colocador y/o sus afiliados podrán realizar transacciones derivadas y/o estructuradas con clientes, a pedido de éstos, relacionadas con las obligaciones negociables, y cualquier de dichos colocadores y/o sus afiliados podrán también adquirir alguna de las obligaciones negociables para cubrirse de la exposición al riesgo fruto de dicha transacción. Adicionalmente, cualquier colocador y/o sus afiliados podrán adquirir las obligaciones negociables para una cuenta de su propiedad. Cualquiera de las adquisiciones antes mencionadas podrá tener efecto en la demanda y/o en el precio de las obligaciones negociables.

Antes de la oferta inicial de obligaciones negociables en el marco de este Programa, no había un mercado de negociación establecido para estas obligaciones negociables. Si bien podremos solicitar que las obligaciones negociables de una serie en particular sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y su ingreso al régimen de cotización de la BCBA y el MAE o cualquier otro mercado de valores, otras clases y/o series de nuestras obligaciones negociables podrán no ser listadas en ninguna bolsa de valores. Periódicamente, los colocadores podrán formar un mercado respecto de estas obligaciones negociables, aunque no están obligados a hacerlo y podrán interrumpir las actividades de formación de mercado en cualquier momento. Asimismo, esta actividad de formación de mercado estará sujeta a las restricciones impuestas en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y, de corresponder, por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, y podrá resultar limitada durante cualquier oferta de canje y la tramitación de cualquier solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con los derechos de registro que podremos ofrecer a tenedores de una serie en particular de obligaciones negociables. En consecuencia, no podemos garantizar la liquidez de las obligaciones negociables o el desarrollo o continuidad de un mercado de negociación para las obligaciones negociables.

En relación con una oferta de obligaciones negociables adquiridas por uno o más colocadores como comitentes en base a un precio de oferta fijo, dichos colocadores podrán participar de operaciones de estabilización u otras similares para estabilizar el precio de las obligaciones negociables de acuerdo con la ley aplicable. Estas operaciones pueden incluir ofertas o compras con el objeto de estabilizar, fijar o mantener el precio de las obligaciones negociables. Si el o los colocadores crean, según el caso, una posición en descubierto en las obligaciones negociables (es decir, si el o los colocadores venden obligaciones negociables por un valor nominal total mayor que el establecido en el suplemento de precio aplicable), dichos colocadores podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de obligaciones negociables en el mercado abierto. En general, la compra de obligaciones negociables con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las obligaciones negociables por sobre el que se fijaría en ausencia de

tales compras. Todas estas actividades de estabilización podrán llevarse a cabo de acuerdo con el Artículo 30, Capítulo XXI, de las Normas de las CNV.

En relación con la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, según la Ley de Servicios y Mercados Financieros (*Financial Services and Markets Act*) de 2000 del Reino Unido (la “FSMA”), si fuera de aplicación por así determinarlo el suplemento de precio correspondiente, cualquier colocador especificado en el suplemento de precio aplicable como agente de estabilización (o cualquier colocador del agente de estabilización) podrá sobreasignar obligaciones negociables o efectuar operaciones tendientes a mantener el precio de mercado de las obligaciones negociables pertinentes por sobre el nivel que en otro caso podría prevalecer durante un período limitado. No obstante, podrá no existir esta obligación de parte del agente de estabilización (o de cualquier colocador del agente de estabilización). Cualquier acto de estabilización, de ser iniciado, podrá concluirse en cualquier momento, y después de un período limitado deberá darse por finalizado. Los actos de estabilización deben cumplir todas las leyes, reglamentaciones y normas aplicables.

No formulamos, ni ninguno de los colocadores formula, declaración o predicción alguna en cuanto a la dirección o alcance que puedan tener las operaciones descritas precedentemente respecto del precio de las obligaciones negociables. Asimismo, no formulamos, ni los colocadores formulan, declaración alguna acerca de si los colocadores participarán de tales operaciones o si éstas, una vez iniciadas, no serán interrumpidas sin aviso.

El o los colocadores podrán tener una serie de obligaciones negociables a disposición para su distribución en internet a través de un sitio propio y/o un sistema de terceros operado por MarketAxess Corporation, un proveedor de tecnología de comunicaciones para servicios de internet. MarketAxess Corporation provee el sistema como un medio de comunicación entre los colocadores y sus clientes y no es parte de ninguna operación. MarketAxess Corporation, un operador, recibirá una remuneración de los colocadores en base a las operaciones que se realizan a través del sistema. Los colocadores pondrán dichas obligaciones negociables a disposición de sus clientes a través de distribuciones en internet, sea a través de un sistema propio o de terceros, en los mismos términos y condiciones que las distribuciones realizadas por otros canales.

Entregaremos las obligaciones negociables contra su pago en la fecha de cierre especificada en el suplemento de precio o aproximadamente en dicha fecha. Si se especificara en el suplemento de precio aplicable, dicha fecha con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables podría operar después de los tres días hábiles siguientes a la fecha de determinación del precio de dichas obligaciones negociables. Según la Norma 15c6-1 de la SEC conforme a la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, las operaciones en el mercado secundario en general deben ser liquidadas en tres días hábiles, a menos que las partes de la operación expresamente acuerden lo contrario. Por lo tanto, los compradores que tengan intención de negociar dichas obligaciones negociables en la fecha de determinación del precio o en los días hábiles siguientes podrán verse obligados, en virtud del hecho de que la liquidación de dichas obligaciones negociables inicialmente se hará después de los tres días hábiles siguientes a dicha determinación del precio, a indicar un ciclo de liquidación alternativo en el momento de realizar tal operación para evitar que la liquidación fracase. Se recomienda a los compradores de dichas obligaciones negociables que se propongan negociar obligaciones negociables en la fecha de fijación del precio o el día hábil posterior que consulten con sus propios asesores.

Podremos acordar indemnizar a los colocadores por ciertas responsabilidades (incluidas, entre otras, las previstas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o contribuir con pagos que los colocadores pudieran estar obligados a realizar a causa de cualquiera de tales responsabilidades. También podremos acordar reembolsar a los colocadores algunos otros gastos.

Es posible que algunos de los colocadores nos hayan prestado directa o indirectamente servicios de asesoramiento financiero y/o de banca comercial o de inversión, por los cuales han recibido honorarios y comisiones de práctica, pudiendo prestarnos estos servicios tanto a nosotros como a nuestras sociedades vinculadas en el futuro.

Estados Unidos

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y no podrán ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de éstas (según se define en la Regulación S), salvo en ciertas operaciones exentas de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, o que no se encuentren sujetas a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

La oferta y venta de obligaciones negociables por uno o más colocadores se realizará únicamente (a) a entidades que, según el razonable entender de dichos colocadores, sean compradores institucionales calificados en base a la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y (b) a ciertas personas en operaciones offshore en base a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y de conformidad con la ley aplicable. Toda oferta o venta de obligaciones negociables en base a la Norma 144A será realizada por operadores bursátiles que estén registrados como tales en virtud de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense.

Con respecto a obligaciones negociables ofrecidas a personas no estadounidenses en operaciones offshore en base a la Regulación S, cada colocador reconocerá y acordará que, salvo según lo permitido por el contrato de compra o colocación, no ofrecerá, venderá ni entregará obligaciones negociables (i) como parte de su distribución en cualquier momento ni (ii) de otra forma, hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique el colocador pertinente al Fiduciario, si lo hubiera) de la serie identificable de la que dichas obligaciones negociables sean parte, dentro de los Estados Unidos, o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de dichas personas estadounidenses.

Asimismo, hasta el vencimiento del período de 40 días referido anteriormente, una oferta o venta de obligaciones negociables dentro de los Estados Unidos efectuada por un colocador que no participe en la oferta, podría violar los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Los términos utilizados en los cuatro párrafos anteriores tienen el significado que se les otorga en la Regulación S y la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Comunidad Económica Europea

En relación con cada Estado Miembro de la Comunidad Económica Europea que hubiera implementado la Directiva sobre Prospectos (cada uno de ellos, un “Estado Miembro Pertinente”), cada colocador declarará y convendrá que, con vigencia a partir de la fecha en que se implemente la Directiva sobre Prospectos en el Estado Miembro Pertinente (la “Fecha de Implementación Respectiva”), inclusive, no ha realizado ni realizará una oferta pública de las obligaciones negociables en dicho Estado Miembro Pertinente antes de la publicación de un prospecto en relación con las obligaciones negociables que hayan sido aprobadas por la autoridad competente en ese Estado Miembro Pertinente, o cuando corresponda, hayan sido aprobadas en cualquier otro Estado Miembro Pertinente y el hecho se haya notificado a la autoridad competente de dicho Estado Miembro Pertinente, todo ello de acuerdo con la Directiva sobre Prospectos, con la excepción de que, con vigencia a partir de la Fecha de Implementación Respectiva, inclusive, podrá realizarse una oferta pública de obligaciones negociables en tal Estado Miembro Pertinente en cualquier momento:

- a personas jurídicas que estuvieran autorizadas o sujetas a regulación para operar en los mercados financieros o, de no contar con tal autorización o regulación, cuyo único objeto social sea invertir en títulos valores; o
- a cualquier persona jurídica que cumpla por lo menos dos de los siguientes requisitos (1) un promedio de por lo menos 250 empleados durante el último ejercicio económico; (2) un balance total mínimo de euros 43.000.000 y (3) un volumen de ingresos neto anual mínimo de euros 50.000.000, según figure en sus últimos estados contables anuales o consolidados; o

- en otras circunstancias que no requieran la publicación de un prospecto por parte de la emisora según el Artículo 3 de la Directiva sobre Prospectos.

A los efectos de la presente disposición, la expresión “oferta pública” de cualquiera de las obligaciones negociables en cualquier Estado Miembro Pertinente significa la comunicación, en cualquier forma y por cualquier medio, de información suficiente sobre los términos y condiciones de la oferta y las obligaciones negociables a ser ofrecidas que le permita a un inversor decidir su compra o suscripción, según pudiera ser modificada en ese Estado Miembro Pertinente por cualquier medida que implemente la Directiva sobre Prospectos en dicho Estado Miembro Pertinente, y la expresión “Directiva sobre Prospectos” significa la Directiva 2003/71/CE e incluye cualquier medida que la implemente en cada Estado Miembro Pertinente.

Reino Unido

Cada colocador declarará, garantizará y acordará lo siguiente:

(a) únicamente ha comunicado o dispuesto se comunique y únicamente comunicará o dispondrá que se comunique una invitación o una recomendación para participar en actividades de inversión (según el significado del Artículo 21 de la FSMA que hubiera recibido en relación con la emisión o venta de las obligaciones negociables en circunstancias en las que no nos sea de aplicación el Artículo 21(1) de la FSMA; y

(b) ha cumplido y cumplirá con todas las disposiciones aplicables de la FSMA respecto de cualquier acto que hubiera realizado en relación con las obligaciones negociables en el Reino Unido desde ese país o que lo involucre.

Argentina

Esfuerzos de colocación

Salvo especificación en contrario incluida en el suplemento de precio correspondiente, las obligaciones negociables se colocarán mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina. En Argentina, la oferta pública de títulos valores está regulada por la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la CNV. Las obligaciones negociables han sido autorizadas para su oferta pública únicamente en Argentina mediante Resolución N° 15.896 del Directorio de la CNV, de fecha 5 de junio de 2008, Resolución N° 16.954 de fecha 25 de octubre de 2012 y Resolución N° 17.076 de 9 de mayo de 2013. En consecuencia e independientemente de lo anterior o cualquier término en contrario incluido en el suplemento de precio correspondiente o en este prospecto, fuera de Argentina, las obligaciones negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables conforme a exenciones de los requisitos de registro u oferta pública.

A los fines de la colocación de obligaciones negociables mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina, salvo especificación en contrario del suplemento de precio aplicable, directamente o a través de colocadores, en Argentina o en el exterior, llevaremos a cabo cualquiera de los siguientes esfuerzos de colocación o cualquier combinación de los siguientes esfuerzos de colocación de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables: (i) distribución (en documentos impresos o electrónicamente) del suplemento de precio preliminar y definitivo relativo a las obligaciones negociables y un prospecto en español sustancialmente similar al prospecto en inglés; (ii) publicación de avisos en diarios de circulación general o medios especializados en Argentina; (iii) un *road show* internacional y argentino en el que se invitará a los potenciales inversores a participar; (iv) conferencias telefónicas grupales e individuales y reuniones con potenciales inversores tanto en Argentina como en el exterior; o (v) otros esfuerzos de colocación que nosotros y los colocadores podamos considerar convenientes para colocar las obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas directamente al público en Argentina por nosotros o a través de cualquier entidad autorizada por las leyes y regulaciones del país para ofrecer o vender títulos valores al público en Argentina.

Proceso de recepción de ofertas y proceso de adjudicación

Salvo que se especificara otra forma en el suplemento de precio aplicable, las obligaciones negociables serán colocadas y el precio de emisión y tasa de interés serán determinados a través del proceso de subasta o licitación pública abierta que autorizan las normas de la CNV.

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Mercados

Acciones y ADSs

Bolsa de Comercio de Buenos Aires

La BCBA es el principal mercado argentino para la negociación de las acciones ordinarias.

El Merval es el mercado de valores más grande en la Argentina y está adherido a la BCBA. El Merval es una sociedad anónima, constituida por 134 accionistas que son las únicas personas o entidades autorizadas a negociar, ya sea como agentes o mandatarios, los títulos listados en la BCBA. Las transacciones en la BCBA se concretan tanto a viva voz desde las 11:00 hasta las 17:00 horas de los días hábiles, como mediante el Sistema Integrado de Negociación Asistida por Computador, ("SINAC"). El SINAC es un sistema de negociación por computadora que permite realizar operaciones con títulos de deuda y acciones, y al cual pueden acceder los operadores o agentes bursátiles en forma directa desde sus puestos de trabajo en sus oficinas. Actualmente, la totalidad de las operaciones relacionadas con obligaciones negociables y títulos públicos que se listan pueden realizarse a través del sistema SINAC. A fin de controlar la volatilidad de los precios, el Merval establece una interrupción de 15 minutos en las operaciones de un título cuando el precio del mismo registra una variación que oscila entre el 10% y el 15% y del 15% al 20%. Cualquier otra variación adicional del 5% en el precio de un título genera una suspensión adicional sucesiva de otros 10 minutos.

Los inversores en el mercado argentino de valores negociables son principalmente inversores particulares y sociedades. Los inversores institucionales, que son los responsables del porcentaje creciente de las operaciones, son las compañías de seguros.

En el siguiente cuadro se detalla información acerca de los mercados de capitales de la Argentina.

	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Capitalización del mercado (en miles de millones de pesos)(1)	3.356	2.314	1.611	1.900	2.185	1
Porcentaje sobre PBI(1)	124%	107%	87%	132%	191%	
Volumen (en millones de pesos)	367.830	242.324	207.805	177.613	133.208	237
Volumen promedio diario negociado (en millones de pesos)	1.526,3	1.005,5	848,2	722,0	545,93	96

(1) Cifras al cierre del período para operaciones en la BCBA.

Fuente: CNV e Instituto Argentino de Mercado de Capitales.

En el siguiente cuadro se establecen, para los últimos cinco ejercicios económicos completos y para el ejercicio en curso, los precios máximos y mínimos en pesos argentinos de nuestras acciones Clase D en el Merval:

Máximo Mínimo

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2009.....	162,00	64,00
2010.....	205,00	137,00
2011.....	222,60	150,50
2012.....	188,50	66,50
2013.....	294,00	181,00
2014 (1).....	330,00	250,00

(1) Hasta el 13 de marzo de 2014.

En el siguiente cuadro se establecen, para cada trimestre de los últimos dos ejercicios económicos y del ejercicio en curso los precios máximos y mínimos en pesos argentinos de nuestras Acciones Clase D en el Merval.

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2012:		
Primer trimestre.....	188,50	125,00
Segundo trimestre.....	125,00	66,50
Tercer trimestre.....	90,25	73,00
Cuarto trimestre.....	104,00	66,50
2013:		
Primer trimestre.....	133,50	101,30
Segundo trimestre.....	136,00	106,00
Tercer trimestre.....	192,00	115,00
Cuarto trimestre.....	294,00	181,00
2014:		
Primer trimestre (1).....	330,00	250,00

(1) Hasta el 13 de marzo de 2014.

En el siguiente cuadro se establecen, para cada uno de los últimos seis meses y el mes en curso, los precios máximos y mínimos en pesos de nuestras Acciones Clase D en el Merval.

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2013:		

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
Septiembre.....	192.00	148.00
Octubre.....	213.00	181.00
Noviembre.....	264.50	185.00
Diciembre.....	294.00	237.00
2014:		
Enero.....	330.00	261.00
Febrero.....	297.00	250.00
Marzo (1).....	311.50	276.00

(1) Hasta el 21 de marzo de 2014.

Al 31 de diciembre de 2013 había aproximadamente 14.624 tenedores de acciones Clase D en el mercado de valores de Buenos Aires.

NYSE

Los ADSs, los cuales representan una acción Clase D cada uno, se listan en la NYSE bajo el símbolo “YPF.” Los ADSs comenzaron a listar en la NYSE el 28 de enero de 1993, y fueron emitidos por The Bank of New York Mellon (BONYM) en calidad de depositario (el “Depositario”). Nuestras acciones pueden convertirse en ADSs de acuerdo a las disposiciones del contrato de depósito existente entre YPF y el Depositario.

En el siguiente cuadro se establecen, para los últimos cinco ejercicios económicos completos los precios de cierre máximos y mínimos en dólares estadounidenses de nuestros ADSs en la NYSE:

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2009.....	47,00	16,81
2010.....	50,60	33,89
2011.....	54,58	31,25
2012.....	41,14	9,57
2013.....	34,17	12,26
2014(1).....	33,08	21,85

(1) Hasta el 21 de marzo de 2014.

En el siguiente cuadro se establecen, para cada trimestre de los últimos dos ejercicios económicos y los precios de cierre máximos y mínimos en dólares estadounidenses de nuestros ADS en la NYSE.

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2012:		
Primer trimestre	41,14	26,21
Segundo trimestre	24,59	10,25
Tercer trimestre	13,07	11,26
Cuarto trimestre	15,81	9,57
2013:		
Primer trimestre	17,45	12,60
Segundo trimestre	15,21	12,26
Tercer trimestre	20,98	14,84
Cuarto trimestre	34,17	20,00
2014:		
Primer trimestre (1)	33,08	21,85

(1) Hasta el 21 de marzo de 2014.

En el siguiente cuadro se establecen, para cada uno de los últimos seis meses y para el mes en curso, los precios de cierre máximos y mínimos en dólares estadounidenses de nuestros ADSs en la NYSE.

	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
2013:		
Septiembre	20.98	17.23
Octubre	22.68	20.05
Noviembre	29.95	20.00
Diciembre	34.17	28.06
2014:		
Enero	33.08	22.19
Febrero	28.29	21.85
Marzo (1)	29.88	26.17

(1) Hasta el 21 de marzo de 2014

Asimismo, los ADSs cotizan en el Stock Exchange Automated Quotations System International (“SEAO International”).

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado de valores negociables en la Argentina está formado por 13 bolsas de comercio, ubicadas en las ciudades de Buenos Aires, Bahía Blanca, Chaco, Corrientes, Córdoba, La Plata, La Rioja, Mendoza, Rosario, Salta, Santa Fe y Tucumán. Seis de estas bolsas (BCBA, Rosario, Córdoba, La Rioja, Mendoza, y Santa Fe) cuentan con mercados de valores adheridos y, en consecuencia, están autorizados a listar valores negociables ofrecidos públicamente. Los títulos que cotizan en estas bolsas incluyen acciones societarias y bonos y títulos del gobierno. Adicionalmente existen Bolsas de Comercio en Chaco y Mar del Plata que no se encuentran inscriptas en CNV y operan a través de algunas de las mencionadas anteriormente.

La BCBA es la bolsa más importante y antigua de la Argentina y actualmente es la cuarta bolsa más grande en América Latina en términos de capitalización de mercado. La BCBA se fundó en 1854 y allí se concretan aproximadamente el 95% de todas las operaciones en acciones en la Argentina. Los bonos que se listan en la BCBA pueden listar, en forma simultánea, en el *Mercado Abierto Electrónico* o “MAE”, conforme a un acuerdo celebrado entre la BCBA y el MAE que estipula que las acciones se deben negociar exclusivamente en la BCBA, mientras los títulos de deuda (tanto pública como privada) pueden negociarse tanto en el MAE como en la BCBA. Asimismo, a través de acuerdos individuales con la BCBA, todos los títulos que se listan en la BCBA pueden listar y ser negociados en la bolsas de Córdoba, Rosario, Mendoza, La Plata y Santa Fe, debido a lo cual muchas operaciones que se originaron en estas bolsas respecto de sociedades que se listan en la BCBA, son posteriormente liquidadas en Buenos Aires. Sin perjuicio de que las sociedades pueden listar la totalidad de su capital accionario en la BCBA, los accionistas controlantes habitualmente retienen la mayoría del capital accionario de la sociedad, lo que resulta en la efectiva negociación de sólo un porcentaje relativamente pequeño de las acciones de las sociedades en la BCBA.

Los mercados argentinos de acciones han estado formados, históricamente, por inversores individuales. En los últimos años se ha registrado un aumento en el nivel de inversiones de los bancos y compañías de seguro.

Regulación del mercado argentino de valores negociables

El mercado argentino de valores negociables está regulado y controlado por la CNV, conforme a las disposiciones de la Ley N° 26.831, que rige la regulación de las bolsas de valores como así también las operaciones de los agentes de bolsa, las operaciones del mercado, la oferta pública de valores negociables, las cuestiones de gobierno corporativo relacionadas con las empresas que cotizan en bolsa y la negociación de futuros y opciones. Los fondos de las compañías de seguro e inversiones argentinas están regulados por organismos gubernamentales independientes, mientras que las entidades financieras son principalmente reguladas por el Banco Central.

En la Argentina, los títulos de deuda y las acciones negociadas en una bolsa o en el mercado extrabursátil deben, salvo instrucciones en contrario de sus accionistas, ser depositados en la *Caja de Valores S.A.*, una sociedad anónima que pertenece a la BCBA, Merval y a ciertas bolsas provinciales. La *Caja de Valores S.A.* es el principal depositario de valores negociables de la Argentina y cuenta con instalaciones centrales de depósito y, asimismo, actúa como cámara de compensación en la negociación de títulos valores y como agente de transferencia y de pago en este tipo de operaciones. Adicionalmente, maneja la liquidación de las operaciones con títulos valores realizadas por la BCBA y opera el SINAC.

A pesar de los cambios registrados en el marco legal para la negociación con títulos valores argentinos a principios de 2000, que estableció nuevos requerimientos de exposición y estándares de responsabilidad para los emisores y suscriptores, una nueva regulación sobre oferta pública y los derechos de los accionistas minoritarios, y las nuevas normas de gobierno corporativo, entre otros cambios normativos introducidos por el Decreto 677/01 (el "Decreto de Transparencia"), aún predomina un nivel de regulación relativamente bajo del mercado de valores negociables argentinos y de las actividades de los inversores en dichos mercados,

como así también un cumplimiento limitado de los mismos. Debido a la regulación y exposición limitada en estos mercados, puede ocurrir que haya menos información disponible públicamente sobre las sociedades argentinas que la habitualmente publicada por o sobre sociedades en los Estados Unidos y otros países. Sin embargo, la CNV ha tomado importantes pasos para fortalecer las normas regulatorias y de transparencia del mercado argentino de valores negociables, incluyendo la emisión de regulaciones que prohíben las negociaciones de personas que manejan información privilegiada y exigiendo a dichas personas con información privilegiada que informen sobre su tenencia de valores negociables, con sanciones asociadas por falta de cumplimiento.

Prácticamente todas las disposiciones del Decreto de Transparencia han sido incorporadas en la recientemente en la Ley de Mercado de Capitales. La Ley de Mercado de Capitales se aplica a particulares y entidades que participan en la oferta pública de los valores negociables, como también a las bolsas de valores. Entre las principales disposiciones del Decreto de Transparencia que se han incorporado en la nueva Ley del Mercado de Capitales, se encuentran las siguientes: la definición de “título valor,” que rige el tratamiento de las obligaciones negociables; los requisitos de gobierno corporativo incluyendo las obligaciones de las sociedades que se listan públicamente en la bolsa a crear comités de auditoría formados por tres o más miembros del Directorio (la mayoría de los cuales debe ser independiente bajo las regulaciones de la CNV); regulaciones para operaciones de estabilización del mercado bajo ciertas circunstancias, regulaciones que rijan las operaciones de personas que manejen información privilegiada, la manipulación en el mercado y el fraude con títulos valores y regula las operaciones mediante las cuales una empresa sale del régimen de oferta pública y el derecho de voto, incluida la participación controlante en sociedades que se listan en bolsa. Adicionalmente, la Ley de Mercado de Capitales incluye cambios muy relevantes para la modernización y el diseño futuro del mercado de capitales, como la desmutualización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la Comisión Nacional de Valores, un sistema de oferta pública obligatoria y otras disposiciones, como los nuevos requisitos para los corredores / distribuidores y otros agentes del mercado. Estas disposiciones fueron reguladas por la CNV mediante la resolución N° 622/2013.

Antes de ofrecer valores negociables al público en la Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, sus operaciones históricas y su administración. Solamente los títulos valores aprobados por la CNV para la oferta pública podrán cotizar en una bolsa de valores. Sin embargo, la aprobación de la CNV no implica ningún tipo de certificación sobre la calidad de los títulos valores o la solvencia del emisor, a pesar de que los emisores de valores negociables que cotizan en la BCBA deben presentar estados contables trimestrales no auditados, estados contables anuales auditados de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (NIIF), y otros informes periódicos a la CNV y bolsas en las cuales se listan sus valores negociables, como así también informar a la CNV y bolsas de valores pertinentes sobre cualquier hecho relacionado con el emisor y sus accionistas que pudiera afectar en forma sustancial el valor de los valores negociados.

DIVIDENDOS

Según lo previsto en nuestro estatuto, todas las acciones clases A, B, C y D tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la asamblea de accionistas que aprobara su emisión. No existen en nuestro estatuto ni en la Ley de Sociedades Comerciales disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría de votos de los accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del directorio. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley de Sociedades Comerciales, el directorio tiene derecho a declarar dividendos que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente asamblea de accionistas.

Hemos distribuido más del 85% de las utilidades netas correspondientes a los ejercicios 2001 a 2006 inclusive, en dividendos a los accionistas. No hemos adoptado una política formal en materia de dividendos. Cualquier política de dividendos que se adopte quedará sujeta a varios factores, que incluyen nuestros requerimientos de servicio de deuda, inversiones en bienes de capital y planes de inversiones, otros requerimientos de efectivo y demás factores que puedan considerarse pertinentes en el momento. Con fecha 17 de julio de 2012, nuestra Asamblea de Accionistas aprobó dividendos por \$303 millones (\$0.77 por acción o ADS), el cual fue pagado durante noviembre de 2012. Recientemente, la Sociedad ha aprobado su Plan Estratégico 2013-2017, que prevé un aumento del nivel de las inversiones que requerirán una reinversión significativa de los ingresos y por lo tanto considera una distribución de dividendos potencial coherente con dicha estrategia. Por otra parte, en la Asamblea General ordinaria y extraordinaria de Accionistas celebrada el abril 30 de 2013 y su continuación el mayo 30 de 2013 un dividendo de Ps. 326 millones (Sal. 0. 83 por acción o ADS) fue autorizado para el pago durante 2013

La tabla que aparece a continuación presenta los períodos y fechas indicadas y los pagos de dividendos trimestrales que efectuamos en pesos.

Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de,	Pesos Per Share/ADS				
	1Trim.	2Trim.	3Trim.	4Trim.	Total
2004.....	—	9,00	—	4,50	13,50
2005.....	—	8,00	—	4,40	12,40
2006.....	—	6,00	—	—	6,00
2007.....	6,00	—	—	—	6,00
2008.....	10,76	6,50	—	6,35	23,61
2009.....	—	6,30	—	6,15	12,45
2010.....	—	5,50	—	5,80	11,30
2011.....	—	7,00	—	7,15	14,15
2012.....	—	—	—	0,77	0,77

Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de,	Pesos Per Share/ADS				
	1Trim.	2Trim.	3Trim.	4Trim.	Total
2013	—	—	0,83	—	0,83

Monto disponible para distribuir

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con los las normas contables vigentes en la argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que negocia sus acciones puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso cada miembro del directorio y de la comisión fiscalizadora será solidariamente responsable del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas se destinarán:

- (1) primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscrito;
- (2) segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora (véase “directores, gerencia de la primera línea y empleados - Remuneración de directores y directores ejecutivos”);
- (3) tercero, a distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso; y
- (4) cuarto, el saldo se distribuirá como dividendos de las acciones ordinarias o se destinará a fondos de reservas voluntarias o contingentes conforme lo determine la asamblea.

Nuestro directorio presenta sus estados contables correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio, se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la aprobación de nuestros estados contables anuales y determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días de la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. En el caso de dividendos en acciones, las acciones deben distribuirse dentro de los tres meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. De conformidad con lo dispuesto en el Código de Comercio, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los tres años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista.

Los titulares de ADS tienen derecho a recibir dividendos pagaderos respecto de las acciones clase D subyacentes. Los dividendos en efectivo se pagan a la entidad depositaria en pesos, directamente o a través del Depositario, aunque podemos optar por pagar dividendos en efectivo fuera de Argentina en cualquier moneda extranjera, que incluye dólares estadounidenses. El contrato de depósito prevé que la entidad depositaria deberá convertir los dividendos en efectivo que reciba en pesos a dólares, en la medida que, a su

criterio, esa conversión pueda efectuarse en forma razonable y, una vez deducidos o pagados sus comisiones y gastos, deberá efectuar el pago a los tenedores de ADS en dólares estadounidenses.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Descripción del capital social

A continuación se da información sobre nuestro capital social, con breves resúmenes de algunas disposiciones de nuestros estatutos, de la Ley de Sociedades Comerciales y algunas leyes y reglamentos vinculados, vigentes a la fecha del presente. La siguiente descripción resumida de nuestro capital social no pretende ser completa, y debe leerse en su totalidad junto con nuestro estatuto social, la Ley de Sociedades Comerciales y las disposiciones de las demás leyes y reglamentos argentinos aplicables, entre ellas las Normas de la CNV y de la BCBA.

Aspectos generales

Nuestro capital social es de Ps. 3.933.127.930, representado por 3.764 acciones Clase A, 7.624 acciones Clase B, 40.422 acciones Clase C y 393.260.983 acciones Clase D, y las cuales se encuentran totalmente suscriptas e integradas, con un valor nominal de diez pesos cada una y derecho a un voto por acción. El monto total de nuestro capital social no ha registrado cambios desde el 31 de diciembre de 2004.

En noviembre de 1992 entró en vigencia la Ley de Privatizaciones. En virtud de dicha ley, en julio de 1993 finalizamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, que representaban aproximadamente el 45 % de nuestro capital en circulación, en poder del Estado nacional. Simultáneamente con la finalización de dicha oferta, el Estado nacional transfirió aproximadamente 40 millones de acciones Clase B a las provincias argentinas, que representaban aproximadamente el 11% de nuestro capital en circulación, realizando una oferta a los tenedores de Bonos de Consolidación de Regalías de Gas y Petróleo o Titulares de acreencias con la Nación por regalías de Gas y Petróleo para canjear dichos bonos y acreencias por la cantidad de aproximadamente 46,1 millones de acciones Clase B, que representaban aproximadamente el 13 % de nuestro capital en circulación. Como resultado de dichas operaciones, la tenencia del Estado nacional en nuestro capital social se redujo del 100% a aproximadamente el 30%, incluyendo acciones que habían sido separadas para ofrecerse a nuestro personal una vez que el Estado nacional estableciera las cláusulas y condiciones de acuerdo con la ley argentina. Las acciones a ofrecerse al personal representaban el 10% de nuestro capital en circulación.

En julio de 1997, las acciones Clase C separadas al momento de la privatización a favor de nuestro personal, con exclusión de aproximadamente 1,5 millones de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar futuros reclamos fueron vendidas por medio de una oferta pública global, aumentando al 75 % el porcentaje de nuestras acciones en circulación en poder del público. Los fondos generados por dichas operaciones se utilizaron para cancelar deudas relacionadas con el programa de propiedad participada (el "PPP") para los empleados, distribuyéndose el remanente entre los participantes del programa. Adicionalmente, por Resolución 1023/06 del Ministerio de Economía y Producción del día 21 de diciembre de 2006, se efectuó la transferencia de 1.117.717 acciones Clase C a los empleados cubiertos por el programa de propiedad participada, o PPP, pertenecientes al grupo de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar potenciales reclamos, reservándose 357.987 acciones Clase C hasta que se arribara a una decisión en un juicio en trámite. Una vez dictada la sentencia definitiva en dicho juicio, y de acuerdo con el mecanismo para la conversión de las acciones Clase C en acciones Clase D establecido por Decreto 628/1997 y sus normas complementarias, al 31 de diciembre de 2009 se habían convertido 1.477.983 acciones Clase C en acciones Clase D. Véase " Información sobre la emisora - Historia de YPF". En 2010, un ex empleado de YPF que habría sido supuestamente excluido del Programa de Propiedad Participada de YPF, inició un reclamo contra la empresa destinado a que se le reconociera su condición de accionista de YPF. Adicionalmente, la Federación de Ex Empleados de YPF se adhirió al reclamo como parte coadyuvante, en supuesta representación de terceras partes, quienes también habrían sido supuestamente excluidos del Programa de Propiedad Participada. De conformidad con el reclamo de la actora, el juez federal de primera instancia de Bell Ville, en Córdoba, dictó una medida cautelar (la "Medida cautelar"), ordenando la suspensión de la venta de acciones de YPF o de cualquier otra transacción que involucrara la venta o transferencia de acciones de YPF llevadas a cabo por Repsol YPF o por YPF, excepto aquellas en las que la

actora y otros beneficiarios del Programa de Propiedad Participada organizados bajo la Federación de Ex Empleados de YPF estuvieran involucrados o tuvieran participación en dicha transacción. YPF presentó un recurso de apelación contra esa decisión, requiriendo que la Medida Cautelar fuera revocada. Adicionalmente, se recusó al juez de Bell Ville y se solicitó el dictado de una resolución por la cual se dejara sin efecto la Medida Cautelar. El 1° de marzo de 2011, fuimos notificados que el juez interviniente había concedido la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Adicionalmente otra resolución fue dictada a través de la cual explícitamente se permitió la libre disposición de las acciones de YPF, bajo la condición de que Repsol YPF directa o indirectamente continuara siendo propietaria de por lo menos el 10% de nuestras acciones. El 5 de diciembre de 2011, la Cámara Apelaciones confirmó esta medida cautelar y modificó la medida cautelar del juez federal de primera instancia de Bell Ville. Tanto el juez federal de primera instancia de Bell Ville, el 21 de julio de 2011, y la Cámara de Apelaciones, el 15 de diciembre de 2011, falló a favor de la jurisdicción del tribunal federal de Buenos Aires para resolver este asunto. Según la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, confirmando varios fallos de la Cámara de Apelaciones, YPF no debería ser condenada en reclamos de esta naturaleza, relacionados con la PPP. Mediante la Ley 25.471, el gobierno nacional asumió toda la responsabilidad por cualquier compensación a ser recibida por los ex empleados de YPF que fueron excluidos del PPP.

Las acciones Clase A cuya tenencia correspondía al Estado nacional se convirtieron en aptas para la venta en abril de 1995, al entrar en vigencia la legislación que permitió que el Estado nacional pudiera vender dichas acciones. En enero de 1999, Repsol YPF adquirió 52.914.700 acciones Clase A en bloque (14,99% de nuestras acciones), que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol YPF anunció una oferta de compra por todas las acciones de las Clases A, B, C y D al precio de US\$ 44,78 por acción (la "Oferta"). En virtud de la Oferta, en junio de 1999, Repsol YPF adquirió un 82,47% de nuestro capital en circulación. El 4 de noviembre de 1999, Repsol YPF adquirió un 0,35% adicional. El 7 de junio de 2000, Repsol YPF anunció una oferta propuesta para canjear acciones de Repsol YPF recientemente emitidas por el 2,16% de nuestras acciones de las Clases A, B, C y D en poder de accionistas minoritarios. En virtud de la oferta de compra, y después de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., Repsol YPF poseía 330.551.981 acciones Clase D, controlando por lo tanto nuestra sociedad con una participación del 99,04 % del capital social hasta 2008. Tras las diferentes transacciones que se iniciaron en 2008, Repsol YPF terminó con una participación total del 57.43% en abril de 2012.

La Ley de Expropiación ha cambiado de manera significativa nuestra estructura accionaria. Las acciones Clase D de Repsol YPF o de sus entidades controladas sujetas a expropiación, que representan el 51% de nuestro capital social, serán asignadas de la siguiente manera: 51% para el Estado Nacional y el 49% a los Estados Provinciales que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos. Adicionalmente, el Estado Nacional y algunos gobiernos provinciales ya poseen las acciones Clase A y Clase B, respectivamente. Véase "Información Clave sobre la Emisora — Factores de Riesgo".

A la fecha de emisión de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Estado nacional y las provincias que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos se encuentra pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias que la transferencia debe llevarse a cabo de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y las reservas comprobadas. Para garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas. Asimismo, la mencionada ley establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada. Véase "Información sobre la Emisora – Marco Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino - Ley de Expropiación" y "Accionistas Mayoritarios y Transacciones con Partes Relacionadas".

Estatuto Social

Nuestro estatuto social fue aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.106 del 31 de mayo de 1993, siendo elevado a escritura pública N° 175 del día 15 de junio de 1993 en la Escribanía General de la Nación, al folio 801 del Protocolo Nacional, e inscriptos en la Inspección General de Justicia de Argentina en la misma fecha, es decir el 15 de junio de 1993, bajo el número 5.109 del libro de Sociedades número 113, tomo A.

En la Asamblea realizada el día 14 de abril de 2010, nuestros accionistas aprobaron la última modificación de nuestro estatuto social.

Para la descripción detallada de nuestro objeto social, véase "Información sobre la emisora". Nuestro objeto social se indica en el artículo 4 del estatuto social.

Asambleas de Accionistas

En virtud de la Ley de Sociedades Comerciales, el Directorio o la Comisión Fiscalizadora deberán convocar a una asamblea ordinaria o extraordinaria de accionistas en los casos que prevén las leyes y cuando lo consideren adecuado. La asamblea también podrá ser convocada por pedido de accionistas tenedores de por lo menos el 5% nuestro capital social, en cuyo caso la asamblea deberá realizarse dentro de los 40 días de efectuado el pedido de los accionistas. Si el Directorio o la Comisión Fiscalizadora no convocaran a la asamblea ante dicho pedido, la asamblea podrá ser convocada por la CNV o por los tribunales.

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Se nos exige que convoquemos y celebremos una asamblea ordinaria dentro de los cuatro meses posteriores al cierre de cada ejercicio anual para considerar los asuntos indicados en los dos primeros párrafos del Artículo 234 de la Ley de Sociedades Argentina, tales como la aprobación de nuestros estados contables, el destino de la utilidad neta de dicho ejercicio, la aprobación de la memoria del Directorio de la Comisión Fiscalizadora y del informe del Comité de Auditoría y la elección, desempeño y remuneración de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Adicionalmente, en virtud del Régimen de Transparencia y desde el 28 de enero de 2013, conforme a la Ley de Mercado de Capitales, en las asambleas ordinarias los accionistas deberán considerar: (i) la disposición o creación de cualquier gravamen sobre los activos siempre que no se haya realizado en el curso ordinario del negocio; y (ii) la celebración de cualquier contrato de gerenciamiento o administración, y la aprobación de cualquier acuerdo en virtud del cual los bienes o servicios suministrados a nosotros se paguen en todo o en parte con un porcentaje de nuestra ganancia, ingreso o resultados, si el monto resultante es significativo habida cuenta del giro del negocio y del patrimonio social de nuestra empresa. Entre las cuestiones que pueden tratarse en una asamblea ordinaria convocada y realizada en cualquier momento, se incluyen la responsabilidad de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, el aumento del capital y la emisión de algunas clases de títulos de deuda. Las asambleas extraordinarias pueden convocarse en cualquier momento para considerar cuestiones que exceden las facultades de la asamblea ordinaria, incluyendo, pero sin limitación, la reforma de nuestros estatutos, la emisión de debentures, la disolución anticipada, fusión, escisión, reducción del capital y rescate de acciones, la transformación de un tipo de persona jurídica en otro y la limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas.

Convocatoria a asambleas

Los avisos de convocatoria a asamblea deben publicarse durante cinco días en el Boletín Oficial y en un diario de amplia circulación en la Argentina y por un día en el boletín diario de la BCBA, como mínimo 20 días y como máximo 45 días antes de la fecha en que deberá realizarse la asamblea. Dicha notificación deberá consignar el tipo de la asamblea a realizarse, la fecha, hora y lugar y el orden del día de la asamblea. Si en la asamblea no hubiera quórum, deberá publicarse un aviso de segunda convocatoria que deberá realizarse dentro de los 30 días de la fecha para la cual se convocó a la primera asamblea, debiendo publicarse por el término de tres días como mínimo, con al menos ocho días de anticipación a la fecha de la asamblea en segunda convocatoria. Los avisos de convocatoria indicados precedentemente podrán efectuarse en forma simultánea para la asamblea en segunda convocatoria en la misma fecha indicada para la primera convocatoria, sólo en los casos de la asamblea ordinaria. Las asambleas podrán realizarse válidamente sin

publicación, siempre que se encuentran presentes todos los accionistas que representen la totalidad del capital social y las decisiones se adopten por unanimidad de las acciones con derecho a voto.

Quórum y requisitos para el voto

Sin perjuicio de lo indicado a continuación, el quórum de una asamblea ordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con la mayoría de las acciones con derecho a voto, pudiendo adoptarse decisiones por el voto afirmativo de la mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. Si no se alcanzara el quórum en la primera convocatoria, podrá llamarse a asamblea en segunda convocatoria, en la cual podrán adoptarse decisiones por la mayoría absoluta de las acciones presentes, cualquiera sea el número de dichas acciones. El quórum de una asamblea extraordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con el 60 % de las acciones con derecho a voto y, si no se alcanzara dicho quórum, podría llamarse a asamblea en segunda convocatoria, en la cual podrían adoptarse decisiones por la mayoría absoluta de las acciones presentes, cualquiera sea el número de dichas acciones.

Nuestros estatutos establecen que, para aprobar (i) la transferencia de nuestro domicilio social al extranjero; (ii) un cambio fundamental en el objeto social indicado en los estatutos; (iii) el retiro de la negociación de nuestras acciones en la BCBA o en la NYSE; y (iv) una escisión de nuestra sociedad, cuando por efecto de la escisión se transfiera el 25% o más de nuestros bienes a las sociedades resultantes; se requiere la mayoría de acciones representativas del 75% o más de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria. Nuestros estatutos también establecen que, para aprobar (i) determinadas modificaciones de nuestros estatutos relativas a las ofertas de adquisición de acciones (según se describe más adelante), (ii) el otorgamiento de determinadas garantías a favor de nuestros accionistas, (iii) el cese total de actividades de refinación, marketing y distribución, y (iv) normas sobre la nominación, elección, composición y número de integrantes del Directorio, se requiere la mayoría absoluta de acciones representativas del 66% o más de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria, y el voto afirmativo de las acciones Clase A, efectuado en una asamblea especial de los tenedores de dichas acciones.

Para asistir a una asamblea el accionista deberá depositar en nuestro poder sus acciones u obtener un certificado de tenencia representativo de sus acciones escriturales, emitido por un banco o caja de valores. Dicho certificado permitirá que cada accionista pueda registrarse en el libro de depósito de acciones y registro de asistencia a asamblea, el cual se cerrará tres días hábiles antes de la fecha en que se realice la asamblea. Emitiremos a cada accionista un recibo de recepción del certificado de tenencia requerido para su admisión a la asamblea. Las acciones certificadas y registradas en el libro de asistencia no podrán disponerse antes de la asamblea, salvo que se solicite la anulación del certificado de tenencia correspondiente.

Según lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales, las sociedades extranjeras que sean propietarias de acciones de una sociedad anónima argentina deberán registrarse en la Inspección General de Justicia para poder ejercer determinados derechos de los accionistas, entre ellos el derecho de voto. Dicha inscripción exige la presentación de documentos societarios y contables. En consecuencia, si un accionista posee acciones Clase D en forma directa (y no en forma de ADSs) siendo una sociedad no constituida en la Argentina, y dicho accionista no se inscribe en el Registro Público de Comercio, su facultad de ejercer sus derechos como tenedor de Clase D podría resultar limitada.

Los directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea tienen tanto el derecho como la obligación de asistir a todas las asambleas de accionistas. Dichas personas sólo podrán ejercer su derecho de voto en la medida en que les corresponda como accionistas, según lo establecido en las disposiciones que se mencionan en el párrafo precedente. No obstante, dichas personas no podrán votar propuesta alguna relacionada con la aprobación de su gestión o atinentes a su responsabilidad o a su remoción con causa.

Los accionistas que tengan un conflicto de intereses con nuestra compañía y que no se abstengan de votar podrán verse obligados a responder por daños frente a nosotros, cuando sin su voto no se hubiera logrado la

mayoría necesaria para una decisión válida. Asimismo, los accionistas que en forma dolosa o culposa voten a favor de una resolución que posteriormente sea declarada nula judicialmente por ser contraria a la ley o a nuestro estatuto serán solidaria e ilimitadamente responsables por daños frente a nosotros o terceros, incluidos los accionistas.

Derechos de Preferencia y Acrecer

Salvo lo indicado a continuación, en el caso de un aumento de capital, el tenedor de acciones en circulación de una clase determinada tiene el derecho de suscripción preferente por una cantidad de acciones de la misma clase que sea suficiente para mantener su tenencia proporcional de acciones de la misma clase. Los derechos de suscripción preferente también se aplican a las emisiones de títulos convertibles, pero no aplican luego de la conversión de dichos títulos. Según se establece en la Ley de Sociedades Comerciales, la asamblea extraordinaria, con el voto favorable de la mayoría de acciones con derecho a voto, puede resolver en casos particulares y excepcionales, cuando el interés de la compañía lo exija, la limitación o suspensión del derecho de preferencia en la suscripción de nuevas acciones, siempre que dicha limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas se consigne en el orden del día de la asamblea, y que las acciones por emitir se integren en especie o se emitan para cancelar obligaciones preexistentes.

Según lo establecido en nuestro estatuto social, podremos emitir títulos convertibles únicamente en acciones Clase D, debiendo aprobarse la emisión de dichos títulos convertibles mediante una asamblea extraordinaria de accionistas de la Clase D.

Los tenedores de ADSs podrán verse limitados en el ejercicio de sus derechos de suscripción preferente si no se ha presentado o no se encuentra vigente una declaración de registro según lo establecido en la Ley de Títulos. Los derechos de suscripción preferente podrán ejercerse por 30 días contados desde la última publicación de la notificación que informe a los accionistas sobre su derecho a ejercer dichos derechos de suscripción preferente, en el Boletín Oficial y en un diario de amplia circulación en la Argentina. Según se establece en la Ley de Sociedades Comerciales, en el caso de que se apruebe por asamblea extraordinaria, las sociedades autorizadas a hacer oferta pública de sus títulos, como la nuestra, podrán reducir el plazo durante el cual podrá ejercerse el derecho de suscripción preferente, de 30 a 10 días. Según se establece en nuestros estatutos, los términos y condiciones para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente con respecto a las acciones Clase C podrán ser más ventajosos que los aplicables a las acciones de la Clase A, la Clase B y la Clase D.

Los accionistas que hayan ejercido su derecho de suscripción preferente podrán ejercer el derecho de acrecer en proporción a sus respectivas tenencias, con respecto a aquellas acciones respecto de las cuales no se hayan ejercido derechos de suscripción preferente, mediante el siguiente procedimiento:

- Las acciones Clase A no suscriptas en ejercicio del derecho de preferencia se convertirán en acciones Clase D y se ofrecerán a los tenedores Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase A.
- Las acciones Clase B no suscriptas en ejercicio del derecho de suscripción preferente se cederán a las provincias que ejercieron derechos de suscripción preferente, indicando su intención de acrecer, y el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase B.
- Cualesquiera acciones Clase C no suscriptas en el ejercicio el derecho de suscripción preferente se asignarán a los participantes del PPP que hayan ejercido el derecho de suscripción preferente y manifestado su intención de ejercer el derecho de acrecer con respecto a dichas acciones; el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase C.

- Los demás derechos de suscripción preferente no ejercidos se cederán a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido sus derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer; las acciones Clase D remanentes se asignarán en forma proporcional a los tenedores de acciones de otras clases que hayan indicado su intención de acrecer.

El plazo para ejercer el derecho de acrecer es el mismo fijado para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente.

Votación

Según lo establecido en el estatuto, cada una de las acciones Clase A, Clase B, Clase C y Clase D confiere al tenedor el derecho de emitir un voto en cualquiera asamblea, con la excepción de las acciones Clase A, que: (i) votan separadamente con respecto a la elección del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora, y tienen derecho a designar un director titular y un director suplente, así como un síndico titular y un síndico suplente; y (ii) poseen ciertos derechos de veto, tal como se describe a continuación.

Derecho de Veto de las Acciones Clase A

Según lo establecido en el estatuto, mientras permanezcan en circulación acciones Clase A, se requerirá el voto favorable de dichas acciones para: (i) resolver sobre nuestra fusión; (ii) aprobar cualquier adquisición de acciones por parte de un tercero, siempre que representen más del 50% de nuestro capital; (iii) transferir a terceros la totalidad de nuestros derechos de explotación otorgados en virtud de la Ley de Hidrocarburos, las reglamentaciones que resulten aplicables en virtud de dicha ley o de la Ley de Privatización, si dicha transferencia originara el cese total de nuestras actividades de exploración y producción; (iv) proceder a disolución voluntaria de nuestra compañía, y/o (v) transferir nuestro domicilio legal o fiscal fuera de la Argentina. Los actos descriptos en los incisos (iii) y (iv) precedentes también requerirán la aprobación previa del Congreso Nacional Argentino mediante la sanción de una ley.

Requisitos de Información

Según se establece en nuestro estatuto social, cualquier persona que directa o indirectamente, por intermedio de, o junto con, sus sociedades vinculadas y cualquier persona que actúe en conjunto con la misma, adquiera acciones Clase D o títulos convertibles en acciones Clase D, que otorguen control de más del 3% de las acciones Clase D, deberá notificarnos de adquisición dentro de los cinco días de realizada, debiendo cumplir además con cualquier requisito establecido por cualquier otra autoridad dentro de la Argentina o en cualquier otro lugar en el que se negocien nuestras acciones Clase D. Dicha notificación deberá contener el nombre o nombres de la persona y de las personas, si hubieran, que actuaron en concierto con la misma, la fecha de la adquisición, el número de acciones adquiridas, el precio al que se realizó la adquisición, y una manifestación expresando si dicha persona o personas tienen la intención de adquirir una mayor tenencia de nuestras acciones o de alcanzar el control de la voluntad social de nuestra compañía. Cada adquisición posterior de dicha persona requerirá una notificación similar.

Disposiciones Relativas a las Adquisiciones de Acciones

En virtud de lo dispuesto en nuestro estatuto social:

- cada adquisición de acciones o títulos convertibles en acciones como resultado de la cual el adquirente, directa o indirectamente, por intermedio de o junto con sus sociedades vinculadas y personas que actúen en conjunto con la misma (referidos conjuntamente como un "Oferente"), sea tenedor o controlante de acciones que, en conjunto con la tenencia anterior de dicho Oferente, si la tuviera, de acciones de dicha clase, representen:
- el 15% o más del capital en circulación, o

- el 20% o más de las acciones Clase D social; y
- cada adquisición posterior de un Oferente (que no sea una adquisición posterior de un Oferente sea propietario o controlante de más del 50% de nuestro capital social con anterioridad dicha adquisición) (referidas en conjunto como "Adquisiciones de Control"), deberá realizarse de acuerdo con el procedimiento indicado a continuación bajo el título "Restricciones para las Adquisiciones de Control".

Además, cualquier fusión, consolidación u otra combinación que tenga esencialmente el mismo efecto, que involucre a un Oferente que haya realizado anteriormente una Adquisición de Control, o por cualquier otra persona o personas, si la operación tuviera para dicha persona o personas esencialmente el mismo efecto que una Adquisición de Control ("Adquisición de Acciones de Partes Relacionadas"), deberá realizarse de acuerdo con las disposiciones previstas en el título "—Restricciones a las Adquisiciones de Acciones entre Partes Relacionadas." La votación, dividendos u otro derecho de distribución de acciones adquiridos mediante una Adquisición de Control o una Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, que no se realice de acuerdo con dichas disposiciones, quedará suspendida y la acciones así adquiridas no podrán computarse a los efectos de determinar la existencia de quórum en las asambleas.

La Ley de Expropiación no ha dado lugar al desencadenamiento de estas obligaciones.

Restricciones para las Adquisiciones de Control

Antes de consumir cualquier Adquisición de Control, el oferente deberá obtener la aprobación de las acciones Clase A, si hubiera en circulación, efectuando una oferta pública por el total de nuestras acciones y títulos convertibles en circulación. El Oferente deberá notificarnos sobre cierta información específica respecto a dicha oferta propuesta con, por lo menos, quince días hábiles de anticipación a la fecha de comienzo de la oferta, así como con información relativa a las cláusulas y condiciones de cualquier contrato con cualquier accionista que resultara en una adquisición de control (un "Contrato Previo"). Nosotros enviaremos a cada accionista y tenedor de títulos convertibles una copia de dicha notificación, con cargo al Oferente. El Oferente también deberá publicar una notificación que contenga esencialmente la misma información en un diario de amplia circulación en la Argentina, en Nueva York y en cada ciudad en la que se comercialicen nuestros títulos en una bolsa u otro mercado de valores, por lo menos una vez por semana, a partir de la fecha en que se nos notifique de la oferta y hasta el vencimiento de la misma.

Nuestro Directorio convocará a una asamblea extraordinaria de las acciones Clase A, a celebrarse diez días hábiles después de la recepción de la notificación, para considerar la oferta propuesta. Si no se realizara dicha asamblea extraordinaria, o si los accionistas no aprobaran la oferta propuesta en dicha asamblea, no podrá finalizarse ni la oferta de adquisición ni la adquisición de control propuesta.

La oferta propuesta deberá realizarse de acuerdo con el procedimiento previsto en nuestro estatuto y de acuerdo con cualquier requisito adicional o más gravoso que pudiera establecer la jurisdicción, bolsa o mercado en que se realice la oferta o en que se comercialicen nuestros títulos. En virtud del estatuto social, la oferta propuesta deberá prever el mismo precio para todas las acciones por las que se realiza la oferta, cuyo precio no podrá ser inferior al mayor de los siguientes valores (el "Precio Mínimo"):

(i) el precio más alto pagado por el Oferente o su representante por acciones Clase D o títulos convertibles durante los dos años anteriores a la notificación de la adquisición de control, bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución con respecto a las acciones Clase D;

(ii) el precio de cierre vendedor más alto de las acciones Clase D en la BCBA durante el período de treinta días inmediatamente anterior a la notificación de la adquisición de control, bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución;

(iii) el precio que resulte del inciso (ii) precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el precio más alto pagado por el Oferente o su representante por las acciones Clase D dentro de los dos años anteriores a la notificación de la adquisición de control, y cuyo denominador será el precio de

cierre de las acciones Clase D en la BCBA en la fecha inmediatamente anterior al primer día del período de dos años en el que el Oferente adquirió cualquier participación o derecho sobre acciones Clase D, en cada caso bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución; y

(iv) el ingreso neto por acción Clase D durante los cuatro últimos trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha de notificación de la adquisición de control, multiplicado por la mayor de las siguientes relaciones: (A) la relación precio/ingreso durante dicho período por las acciones Clase D (si hubiere), y (B) la relación precio/ingreso más alta para nosotros durante el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha de la notificación, en cada caso determinada de acuerdo con la práctica habitual en la comunidad financiera.

Dicha oferta deberá permanecer abierta durante 20 días como mínimo y 30 días como máximo contados desde la fecha de autorización de la solicitud de oferta pública por la CNV, más un plazo adicional mínimo de cinco días y máximo de diez días requerido por las Normas de la CNV, teniendo los accionistas derecho a retirar las acciones ofrecidas en cualquier momento hasta el cierre de la oferta. Una vez finalizado el procedimiento de OPA, el Oferente estará obligado a adquirir todas las acciones o títulos convertibles ofrecidos, salvo que el número de acciones ofrecidas sea menor que el mínimo, si lo hubiera, que se estableció como condición para la oferta propuesta. En tal caso el Oferente podrá retirar la oferta propuesta. Una vez concluida la oferta pública, el Oferente podrá consumir cualquier Contrato Previo dentro de los treinta días posteriores al cierre de la misma, quedando entendido no obstante que, si dicha oferta se efectuó bajo la condición de adquirirse un número mínimo de acciones, el Contrato Previo podrá consumarse sólo si se alcanzó dicho mínimo. En caso de no existir Contrato Previo alguno, el Oferente podrá adquirir el número de acciones indicado en la notificación que nos enviara, bajo las condiciones establecidas en dicha notificación, en la medida en que dicho número de acciones no se adquirieron en la oferta propuesta, siempre que se haya cumplido cualquier condición relativa al número mínimo de acciones ofrecidas.

La Ley de Expropiación no ha dado lugar al desencadenamiento de estas obligaciones.

Restricciones a las Adquisiciones de Acciones entre Partes Relacionadas

El precio por acción que deberá recibir cada accionista en cualquier Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas deberá ser el mismo, y no podrá ser menor, que la mayor de las siguientes sumas:

(i) el precio más alto pagado por, o en representación de la parte que procure realizar la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas (un "Accionista Interesado") por (A) acciones de la clase que se transfiere mediante la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas ("la Clase") dentro del plazo de dos años inmediatamente anterior al primer anuncio público de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, o (B) acciones de la Clase adquiridas mediante cualquier Adquisición de Control, ajustado en cada caso por cualquier división accionaria, dividendos en acciones u otra reclasificación que afecte la Clase;

(ii) el precio de cierre vendedor más alto de las acciones de dicha Clase en la BCBA durante el período de treinta días inmediatamente precedente al anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, o la fecha de cualquier Adquisición de Control por parte del Accionista Interesado, ajustado en la forma indicada precedentemente;

(iii) el precio que resulte del inciso (ii) precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el precio más alto pagado por el Accionista Interesado o su representante por cualquier acción de la Clase dentro de los dos años inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, y cuyo denominador será el precio de cierre de las acciones de la Clase respectiva en la fecha inmediatamente precedente al primer día del período de dos años, en el que el Accionista Interesado adquirió cualquier participación o derecho sobre acciones de la Clase, en cada caso con los ajustes indicados precedentemente; y

(iv) nuestro ingreso neto por acción de la clase durante los últimos cuatro trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas multiplicado por la mayor de las siguientes relaciones: (A) la relación precio/ingreso para dicho período por las acciones de la clase, y (B) la relación precio/ingreso más alta para nosotros durante el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, en cada caso determinada de acuerdo con la práctica habitual en la comunidad financiera.

Adicionalmente, cualquier operación que tenga por efecto la adquisición por parte de cualquier Oferente de la titularidad o control de más del 50 % de nuestro capital social, o que constituya una fusión o consolidación de nuestra Compañía, deberá ser aprobada previamente por las acciones Clase A mientras cualquiera de dichas acciones quede en circulación.

Tipos de cambio y regulaciones cambiarias

Tipos de cambio

A partir del 1 de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad estableció un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares a una relación de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561, o la “Ley de Emergencia Pública”) mediante la cual se derogó formalmente el régimen de la Ley de Convertibilidad y se eliminó la paridad dólar estadounidense-peso que había estado vigente por más de 10 años. La Ley de Emergencia Pública, prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2015 por la Ley 26.896, otorga al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de establecer el tipo de cambio entre el peso y las demás divisas y de emitir regulaciones relacionadas con el mercado cambiario. Luego de un corto período durante el cual el gobierno argentino estableció un sistema provisorio de tipo de cambio dual conforme a la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas extranjeras, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas extranjeras por su propia cuenta, una práctica que realiza regularmente. El peso argentino ha sido objeto recientemente de una devaluación (aproximadamente un 23% durante enero, 2014). El Gobierno Argentino está analizando ciertas medidas en respuesta a tal devaluación y al impacto en el resto de la economía, incluyendo inflación. Vease “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.”

En el siguiente cuadro se establecen los tipos de cambio del dólar estadounidense anuales más altos, más bajos, promedio y al cierre de cada período, respecto a los períodos indicados; los mismos se encuentran expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, sobre la base de los tipos de cambio fijados por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York (*Federal Reserve Bank of New York*) no informa un tipo de cambio comprador oficial para el peso argentino.

	Bajo	Alto	Promedio(1)	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2009	3,45	3,85	3,75	3,80
2010	3,79	3,99	3,92	3,98

	Bajo	Alto	Promedio(1)	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
2011	3,97	4,30	4,15	4,30
2012	4,30	4,92	4,58	4,92
2013	4,92	6,52	5,54	6,52
Mes				
Septiembre 2013	5,68	5,79	5,74	5,79
Octubre 2013.....	5,80	5,91	5,85	5,91
Noviembre 2013.....	5,92	6,14	6,01	6,14
Diciembre 2013.....	6,15	6,52	6,32	6,52
Enero 2014.....	6,54	8,02	7,10	8,02
Febrero 2014.....	7,76	8,02	7,86	7,88
Marzo 2014 (2)	7,87	7,97	7,90	7,97

(1) Representa el promedio de los tipos de cambio al último día de cada mes durante el período.

(2) Hasta el 21 de Marzo de 2014.

Fuente: Banco Central

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

En enero de 2002, con la sanción de la Ley 25.561, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto 260/2002 el Poder Ejecutivo Nacional estableció (i) el MULC, por el cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establezca el BCRA (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto 616/2005 el Poder Ejecutivo Nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas físicas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y negociación en mercados autorregulados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y negociación en mercados autorregulados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán

cumplir los siguientes requisitos: (a) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (b) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (c) deberá constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el “Depósito”); y (d) el mencionado Depósito deberá ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo. Cabe aclarar que existen diversas excepciones a los requisitos del Decreto 616/2005, incluyendo, entre otras, las que se detallan más abajo.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA a los fines del presente, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina.

Para un detalle de la totalidad de las restricciones cambiarias y de controles a ingreso de capitales vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía, www.mecon.gov.ar o el del BCRA, www.bcra.gov.ar, según corresponda.

Ingreso de Fondos

Rentas y Transferencias Corrientes

Las rentas percibidas por residentes por sus activos en el exterior no tienen la obligación de ingreso y liquidación en el MULC, salvo en el caso de empresas adquirentes de activos externos de inversión directa que se financiaron en forma total o parcial con endeudamiento externo, cuando por el monto de la inversión requirieron la autorización previa del BCRA para acceder al mercado de cambios. En este último caso, estas empresas deben acreditar en forma previa a acceder al mercado de cambios para cancelar los servicios o amortizaciones de dicho financiamiento, que han ingresado y liquidado las rentas percibidas por las inversiones realizadas con endeudamiento externo (Comunicación “A” 5265).

Capitales

Las operaciones de endeudamiento con el exterior del sector privado no financiero y sector financiero por bonos, préstamos financieros (incluyendo operaciones de pase de valores), y las líneas de crédito del exterior de carácter financiero deben ingresarse y liquidarse en el MULC (Comunicación “A” 5265).

Las emisiones de títulos de deuda del sector privado (financiero y no financiero) denominados en moneda extranjera cuyos servicios de capital e intereses no sean exclusivamente pagaderos en pesos en el país, deben ser suscriptos en moneda extranjera y los fondos obtenidos deben ser liquidados en el mercado local (Comunicaciones “A” 3820 y “A” 5265).

El ingreso y liquidación en el MULC de endeudamientos externos de carácter financiero puede realizarse en un plazo de hasta 30 días corridos de la fecha de desembolso de los fondos, siendo de aplicación las normas vigentes a la fecha de ingreso de las divisas por el MULC (Comunicación “A” 5265).

Por las operaciones de nuevos endeudamientos externos destinados a la financiación de actividades de empresas locales de contratos de concesiones públicas, que sean contraídos a plazos de vida promedio incluyendo los servicios de capital e intereses, no menor a los cinco años, y en la medida que al menos el 50% de los fondos se destine a la financiación de obras de infraestructura en servicios públicos previstas en el contrato de concesión, cuya ejecución demande un plazo mayor a dos años, mediante la Comunicación “A” 4785 se admite la extensión a cinco años del plazo establecido en la Comunicación “A” 4643 del 22 de marzo de 2007 para la concertación de cambio para la liquidación de los fondos por el MULC, en la medida que los

mismos hayan sido transferidos en forma irrevocable a la cuenta corresponsal de una entidad bancaria local, dentro de las 48 horas hábiles de la fecha de desembolso.

El acceso al MULC para el pago de servicios de intereses de la deuda, será por el devengamiento de renta a partir de la fecha de concertación de cambio por la venta de las divisas en el MULC, o la fecha efectiva de desembolso de los fondos, si los mismos fueran acreditados en cuentas de corresponsalía de entidades autorizadas para su liquidación en el MULC, dentro de las 48 horas hábiles de la fecha de desembolso (Comunicación “A” 5265).

Los nuevos endeudamientos financieros ingresados en el MULC y las renovaciones de deudas con el exterior de residentes en el país del sector financiero y del sector privado no financiero, deben pactarse y mantenerse por plazos mínimos de 365 días corridos, no pudiendo ser cancelados con anterioridad al vencimiento de ese plazo, cualquiera sea la forma de cancelación de la obligación con el exterior e independientemente de si la misma se efectúa o no con acceso al MULC (Comunicación “A” 5265). Este plazo mínimo también es aplicable a las renovaciones de deudas.

Están exceptuados de antedicho, las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados, y los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, en la medida que no constituyan líneas de crédito, en cuyo caso deben cumplir con los requisitos para los ingresos de préstamos financieros.

Asimismo, mediante el Art. 2° de la Resolución N° 280/09, el Ministerio de Economía excluyó de la aplicación del plazo mínimo citado, a la transferencia de fondos fuera del mercado local que tenga como objeto la cancelación de endeudamientos con Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito y con las Agencias Oficiales de Crédito, en forma directa o por medio de sus agencias vinculadas, en la medida que la deuda cancelada se hubiere originado en préstamos de fondos que éstos hubieran concedido en cumplimiento de su objeto (Comunicación “B” 9566).

El plazo mínimo de 365 días corridos exigido por las normas cambiarias para la renovación de deudas financieras a partir de la sanción del Decreto 616/05, debe considerarse como cumplido, cuando se realicen pagos de servicios de capital de las obligaciones emitidas para implementar acuerdos de refinanciación de deuda externa, en la medida que se cumplan las condiciones especificadas en la Comunicación “C” 46296.

Por otra parte, en función de lo dispuesto por el Decreto N° 616/2005, mediante la Comunicación “A” 4359 (modificada por la Comunicación “A” 5265) se reglamentó la constitución del depósito que debe ser constituido en dólares por el 30% del equivalente en esa moneda del total de la operación que da lugar a la constitución del mismo, cuando se registren, a partir del 10 de junio de 2005 ingresos de moneda extranjera en el mercado de cambios por los siguientes conceptos:

- (a) Deudas financieras del sector financiero y privado no financiero, con la excepción de las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados.
- (b) Emisiones primarias de acciones de empresas residentes que no cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados, en la medida que no constituyan fondos de inversión directa.
- (c) Inversiones de portafolio de no residentes destinadas a tenencias de moneda local y de activos y pasivos financieros del sector financiero y privado no financiero, en la medida que no correspondan a la suscripción primaria de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y negociación en mercados autorregulados, y/o a la suscripción primaria de acciones de empresas residentes que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados.
- (d) Inversiones de portafolio de no residentes destinados a la adquisición de algún derecho en mercados secundarios respecto a valores emitidos por el sector público.

En función de lo dispuesto por Resolución N° 365/2005 del Ministerio de Economía y Producción, se incorporaron al listado anterior mediante la Comunicación "A" 4377 las siguientes operaciones a partir del 29 de junio de 2005 inclusive:

(e) Inversiones de portafolio de no residentes destinados a la suscripción primaria de títulos emitidos por el BCRA.

(f) Los ingresos en el MULC por ventas de activos externos de residentes del sector privado, por el excedente que supere el equivalente de US\$ 2.000.000 por mes calendario, en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Asimismo, mediante la Resolución N° 637/2005 del Ministerio de Economía, se incorporó a partir del 17 de noviembre de 2005:

(g) Todo ingreso de fondos al MULC destinado a suscribir la emisión primaria de títulos, bonos o certificados de participación emitidos por el fiduciario de un fideicomiso, que cuenten o no con oferta pública y negociación en mercados autorregulados, cuando los requisitos mencionados resulten aplicables a la adquisición de alguno de los activos fideicomitidos (Comunicación "B" 8599).

Para los ingresos en monedas extranjeras distintas al dólar, deben considerarse a los efectos de determinar el monto del depósito, los tipos de pase al cierre del mercado de cambios cotizados por el Banco de la Nación Argentina, el día hábil inmediato anterior a la fecha de su constitución.

Están exceptuadas de la constitución del depósito no remunerado, entre otras, las siguientes operaciones:

(1) Las liquidaciones de moneda extranjera de residentes originadas en préstamos en moneda extranjera otorgados por las entidades financieras locales.

(2) Los ingresos de divisas en el mercado de cambios por aportes de inversiones directas en el país (es decir, inversiones en inmuebles o que representen al menos un 10% del capital social o votos de una empresa local) y ventas de participaciones en empresas locales a inversores directos, en la medida que la entidad interviniente cuente con la documentación indicada en la Comunicación "A" 4933.

(3) Los ingresos por inversiones de no residentes aplicadas a la compra de inmuebles, estarán exceptuadas de constituir el depósito, sólo en la medida que:

(3.1.) En el día de la liquidación de cambio se proceda en forma simultánea, a la firma de la escritura traslativa del dominio a favor del no residente, a cuya compra se deben destinar los fondos resultantes de la operación de cambio (Comunicación "A" 4923).

(3.2.) Los fondos resultantes de la liquidación de cambio sean depositados en una cuenta judicial, para ser destinados a la compra de un inmueble cuya venta sea llevada a cabo en el trámite de un expediente judicial, debiéndose cumplir los restantes requisitos establecidos en la Comunicación "A" 4923.

(4) Los ingresos de fondos externos destinados al pago del boleto de compra venta y cuotas por compras de inmuebles en construcción en el país, pueden registrarse como ingresos cambiarios por inversiones directas, cuando se cumplan las condiciones especificadas en la Comunicación "A" 4762.

(5) Todo tipo de ingreso de fondos al país que ordenen los Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito y Agencias Oficiales de Crédito (listadas en Anexo de la Comunicación “A” 4662 tal como ha sido modificada de tanto en tanto), en forma directa o por medio de sus agencias vinculadas, siempre que los mismos estuvieran vinculados con operaciones realizadas en cumplimiento de su objeto (artículo 1º de la Resolución N° 280/09 del Ministerio de Economía - Comunicación “B” 9566).

(6) Endeudamientos financieros con el exterior del sector financiero y privado no financiero, en la medida que simultáneamente se afecten los fondos resultantes de la liquidación de cambio, netos de impuestos y gastos, a: (i) la compra de divisas para la cancelación de servicios de capital de deuda externa y/o (ii) la formación de activos externos de largo plazo (Comunicación “A” 4377).

(7) Endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero, en la medida que sean contraídos y cancelados a una vida promedio no menor a los dos años, incluyendo en su cálculo los pagos de capital e intereses, y estén destinados a la inversión en activos no financieros (Comunicación “A” 4377).

(8) Fondos resultantes de las ventas de activos externos de personas jurídicas residentes, que sean destinados por la empresa a la adquisición de activos no financieros que encuadren en las adquisiciones listadas en las Comunicaciones “C” 42303, 42884, 44670 y 46394.

(9) Fondos resultantes de las ventas de activos externos de personas físicas o jurídicas residentes, que sean destinados a realizar nuevos aportes de capital en empresas residentes, y la empresa receptora los aplica a la adquisición de activos no financieros listados en las Comunicaciones “C” 42303, 42884, 44670 y 46394.

Egreso de fondos

Pago de servicios

Según lo dispuesto por la Comunicación “A” 5377, los residentes pueden acceder al MULC para realizar transferencias al exterior para el pago de servicios que correspondan a prestaciones de no residentes en las condiciones pactadas entre las partes, acorde a la normativa legal aplicable y con la presentación de la documentación que avale la genuinidad de la operación en cuanto al concepto, prestación del servicio del no residente, y monto a girar al exterior.

Pago de rentas (intereses, utilidades y dividendos)

Se permite el acceso al mercado local de cambios para el pago de intereses que correspondan a deudas impagas o que son canceladas simultáneamente con el pago de intereses, en la medida que la norma cambiaria permita el acceso al mercado local de cambios para la cancelación de los servicios de capital de esa deuda y se cumplan la totalidad de las condiciones generales establecidas para cursar dichos pagos de capital (Comunicación “A” 5397).

El acceso al mercado local de cambios para el pago de servicios de intereses es por los montos impagos que estén devengados a partir de la fecha de la concertación de cambio por la venta de divisas que origina dicho endeudamiento con el exterior, o desde la fecha efectiva de desembolso de los fondos, si los mismos fueron acreditados en cuentas de corresponsalía de entidades autorizadas para su liquidación en el mercado local de cambios, dentro de las 48 (cuarenta y ocho) horas hábiles de la fecha de desembolso.

La concertación de cambio por la compra de las divisas podrá realizarse con una antelación no mayor a los 5 (cinco) días hábiles a la fecha de vencimiento de cada cuota de intereses computada por períodos vencidos.

Con anterioridad a dar curso a los pagos de intereses de deudas de todo carácter con el exterior, las entidades intervinientes deben comprobar que el deudor haya presentado, de corresponder, la declaración de la deuda de acuerdo al régimen informativo de la que estipula la Comunicación "A" 3602 tal como ha sido modificada de tanto en tanto y cumplir con los demás requisitos establecidos en el punto 4 de la Comunicación "A" 4177 tal como ha sido modificada de tanto en tanto.

Se permite el acceso al MULC para girar al exterior pagos de utilidades y dividendos, siempre que correspondan a balances cerrados y certificados por auditores externos con las formalidades aplicables a la certificación del balance anual (Comunicación "A" 5265).

Amortizaciones de capital

La cancelación de amortizaciones de capital de deudas con el exterior de carácter financiero de residentes en el país del sector financiero y privado no financiero (excepto en el caso de amortizaciones de emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados de valores, realizadas a partir del 10 de junio de 2005), solo podrán efectuarse con acceso al MULC, luego de cumplidos los 365 días corridos desde la fecha de liquidación de las divisas en dicho mercado, o de la última renovación.

Si en los contratos de endeudamientos con el exterior, se incluyen cláusulas por las cuales a partir de la fecha de vencimiento, la obligación es ejecutable ante la demanda del acreedor o se establecen renovaciones automáticas sin fijar un período de renovación, se entiende a todos los efectos de la normativa cambiaria aplicable, que existe una renovación por el plazo mínimo establecido en la norma cambiaria vigente a la fecha de vencimiento del contrato (Comunicación "A" 5265).

Los deudores del sector privado financiero y del sector privado no financiero tendrán acceso al MULC por los servicios de capital de sus deudas financieras con el exterior:

- (1) En cualquier momento dentro de los 10 días hábiles previos al vencimiento, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia establecido en la norma cambiaria que sea aplicables.
- (2) Con la anticipación operativamente necesaria para el pago al acreedor a su vencimiento, de cuotas de capital cuya obligación de pago depende de la materialización de condiciones específicas expresamente contempladas en los contratos.
- (3) Anticipadamente a plazos mayores a 10 días hábiles en forma parcial o total, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia que sea aplicable, y que el pago se financie en su totalidad con el ingreso de fondos del exterior para aportes de capital.
- (4) Anticipadamente a plazos mayores a 10 días hábiles en forma parcial o total, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia que sea aplicable, y que el pago se financie en su totalidad con el ingreso en el MULC de nuevos endeudamientos con organismos internacionales y sus agencias, Agencias Oficiales de Crédito del Exterior y bancos del exterior, y en la medida que: a) dichas cancelaciones sean las condiciones expresamente previstas para el otorgamiento del nuevo endeudamiento, y b) que no implique para el deudor un aumento en el valor actual del endeudamiento con el exterior.

En el caso de bonos y otros títulos de deuda se consideran deuda externa aquellos emitidos en el exterior bajo ley extranjera. En estos casos, el acceso al mercado de cambios para la atención de servicios de intereses y capital es, en todos los casos, independiente de la residencia del tenedor de los mismos (Comunicación "A" 5265).

También se permite el acceso al mercado de cambios para el pago de servicios de capital de títulos de deuda emitidos localmente que cuenten con oferta pública y negociación en mercados de valores, cuando fueran emitidos y suscriptos en moneda extranjera, los fondos estén destinados a financiar obras de

infraestructura en el país, y se cumplan la totalidad del resto de las condiciones señaladas en la Comunicación “A” 5265. Por los restantes títulos emitidos localmente, cualquiera sea la condición de emisión, el deudor no tiene acceso al MULC para la atención de los servicios.

Ventas de cambio a no residentes

Mediante la Comunicación “A” 4662 y modificatorias (“A” 4692, “A” 4832, “A” 5011, “A” 5163 y “A” 5241) se dio a conocer un reordenamiento y las nuevas normas aplicables para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes (según definición vertida en el Manual de Balance de Pagos del FMI - quinta edición, capítulo IV-).

Al respecto se establece que no se requiere la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan los requisitos establecidos en cada caso, para las siguientes operaciones por parte de no residentes:

(1) Compra de divisas para su transferencia al exterior, en la medida que se cuente con la documentación requerida en la mencionada norma, entre otros, en los siguientes casos, cuando las operaciones sean realizadas por, o correspondan a cobros en el país de:

(1.1.) Deudas financieras originadas en préstamos externos de no residentes.

(1.2.) Recuperos de créditos de quiebras locales y cobros de deudas concursales, en la medida que el cliente no residente haya sido el titular de la acreencia judicialmente reconocida en la quiebra o concurso de acreedores, con resolución firme.

(1.3.) Repatriaciones de inversiones directas en empresas del sector privado no financiero que no sean controlantes de entidades financieras locales y/o en propiedades inmuebles, en la medida que el inversor registre una permanencia en el país de esa inversión no menor a los 365 días corridos, por los siguientes conceptos:

(1.3.1.) Venta de la inversión directa.

(1.3.2.) Liquidación definitiva de la inversión directa.

(1.3.3.) Reducción de capital decidida por la empresa local.

De conformidad con lo dispuesto por la Comunicación “A” 5237, para aquellas inversiones directas que sean desembolsadas a partir del 28 de octubre de 2011 (inclusive), el acceso al MULC para la repatriación estará sujeto a que se haya demostrado el previo ingreso por el MULC de los fondos de la inversión. Este requisito también es aplicable a inversiones directas en el país por adquisiciones de activos locales que realicen no residentes a empresas del exterior que sean en forma directa o indirecta de propiedad de residentes argentinos, en la medida que los activos locales fueran incorporados en los activos de la empresa vendedora;

En el caso de transferencias de la inversión entre no residentes, el requisito se considerará cumplido en la medida que se demuestre:

- (i) el ingreso por parte del no residente vendedor, o
- (ii) que el ingreso no era obligatorio por haberse desembolsado la inversión con anterioridad al 28 de octubre de 2011.
- (iii) cobros de servicios o liquidación por venta de otras inversiones de portafolio (y sus rentas), en la medida que: (A) el beneficiario no se encuentre sujeto a las disposiciones del Artículo I de la Comunicación “A” 4940 y (B) dichos pagos o dichos ingresos en conjunto no superen el equivalente de U\$S 500.000 por mes calendario por persona física o jurídica, en la totalidad de las entidades autorizadas a operar en cambios; y (C) se cuente con la certificación de una entidad financiera o cambiaria local, sobre la fecha

y monto de la inversión ingresada al país, sea a través de una liquidación en el MULC, o en su momento, de una acreditación en una cuenta bancaria en moneda extranjera en el país, con una anterioridad no menor a los 365 días corridos de la fecha de acceso al MULC a efectos de la repatriación. Estas repatriaciones de inversiones de portafolio comprenden entre otras: inversiones en cartera en acciones y participaciones en empresas locales, inversiones en fondos comunes de inversión y fideicomisos locales, compra de carteras de préstamos otorgados a residentes por bancos locales, compra de facturas y pagarés por operaciones comerciales locales, inversiones en bonos locales emitidos en Pesos y en moneda extranjera pagaderos localmente y las compras de otros créditos internos; e

Las operaciones que no encuadren en los puntos mencionados precedentemente, sólo podrán ser cursadas en la medida que cuenten con la previa conformidad del BCRA.

Ventas de cambio a residentes

A partir de octubre de 2011 se sancionaron nuevas normas cambiarias que acrecentaron y agudizaron las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes. Entre las nuevas restricciones se incluyen la limitación a la posibilidad de formación de activos externos de residentes sin la obligación de una aplicación posterior específica y a la posibilidad de compra de divisas por parte de residentes para realizar viajes al exterior.

Formación de activos externos por parte de residentes

Las personas físicas y jurídicas argentinas residentes y los gobiernos locales están autorizados a acceder al MULC para comprar activos externos en la medida en que se satisfagan las condiciones establecidas en cada caso en particular por la Comunicación "A" 5236 y modificatorias.

Las compras de activos externos que no encuadren en ninguna situación reglamentada por el BCRA deberán contar con la autorización previa del BCRA antes de que la entidad autorizada a operar en cambios le permita al cliente acceder al MULC.

Las personas físicas residentes en el país podrán acceder al mercado local de cambios para las compras de billetes que realicen por el concepto "compra para tenencia de billetes extranjeros en el país" en función a los ingresos de su actividad declarados ante la Administración Federal de Ingresos Públicos y de los demás parámetros cuantitativos que se establezcan, en el marco de la política cambiaria, para su validación a los fines del presente régimen. El monto al que podrán acceder las personas físicas por este concepto se verá reflejado en el "Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias" disponible en el sitio web institucional de la Administración Federal de Ingresos Públicos. Los residentes tienen acceso al MULC para la compra de activos externos para su aplicación a un destino específico en activos locales, cuando se trate de las siguientes operaciones:

- (a) compras de moneda extranjera por parte de personas físicas y jurídicas residentes, ciertos fideicomisos y otras universalidades constituidos en el país destinadas a la suscripción primaria en moneda extranjera de títulos públicos emitidos por el gobierno argentino, sujeto a los límites y requisitos establecidos en el punto 4.2 de la Comunicación "A" 5236;
- (b) compras de billetes de gobiernos locales para depositar en cuentas locales de entidades financieras en el marco de las condiciones establecidas para los desembolsos de préstamos otorgados por organismos internacionales;
- (c) compras de billetes para depositar en cuentas bancarias locales que se realicen simultáneamente al ingreso de fondos por las financiaciones previstas en las Comunicaciones "A" 5265 (y modificatorias)

y siempre que se cumpla con las condiciones que allí se establecen;

- (d) compras de billetes que realicen las empresas públicas o empresas bajo el control del gobierno y los fideicomisos constituidos con fondos aportados por el sector público nacional adquiridos para depósito en cuentas locales empleadas como garantía, para garantizar cartas de crédito u otros avales bancarios para garantizar importaciones argentinas de bienes y sujeto a que los fondos utilizados para la compra sean aportados por el Tesoro Nacional y se cumplan las restantes condiciones que se establecen en la Comunicación "A" 5236 y modificatorias;
- (e) compras de billetes en moneda extranjera para depositar en cuentas locales que realicen empresas del sector privado no financiero que registran deuda vencida e impaga con el exterior y que a la fecha de acceso al MULC hayan efectuado una oferta de refinanciación de su deuda a acreedores del exterior. Los montos adquiridos no deben superar el monto de los servicios de capital e intereses de deuda vencidos según el cronograma original ni el 75% de los pagos en efectivo incluidos en la oferta de refinanciación y se deben cumplir las restantes condiciones previstas en el punto 2.5 de la Comunicación "A" 5236 (y modificatorias);
- (f) compras de billetes en moneda extranjera que realicen fondos comunes de inversión para pagar en Argentina rescate de cuotas partes de clientes no alcanzados por lo dispuesto en el punto 1.b. de la Comunicación "A" 4377 y en la medida que hubieran ingresado divisas a tal fin por el mismo monto;
- (g) compras de billetes de agentes bursátiles residentes de Argentina que se ajusten a las condiciones previstas en la Comunicación "A" 5236 (y modificatorias) y se apliquen a cancelar compras de valores negociables emitidos por no residentes con autorización para el listado y/o negociación en Argentina y en el exterior efectuadas a clientes no alcanzados por el punto 1.b. de la Comunicación "A" 4377 (y modificatorias).

Por su parte, la Comunicación "A" 5245 del 10 de noviembre de 2011 (y modificatorias) dispuso que las entidades autorizadas a operar en cambios deberán consultar y registrar todas las operaciones de venta de moneda extranjera a realizar con sus clientes alcanzadas por el "Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias" implementado por la AFIP a través de la Resolución General N° 3.210/2011 (derogada por la Resolución General N° 3.356/2012), que indicará si la operación resulta "Validada" o "Con inconsistencias".

Dicha comunicación establece a su vez que no deberán ser objeto de consulta al sistema las operaciones de organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, de acuerdo al listado anexo a la Comunicación "A" 4662 y complementarias, las representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país, las representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que se realicen en ejercicio de sus funciones. Asimismo, tampoco deberán ser objeto de consulta al sistema las operaciones que realicen gobiernos locales.

Repatriación de activos externos

Se permite el acceso al MULC por parte de residentes del sector privado no financiero para el ingreso de fondos de su propiedad percibidos en el exterior, incluyendo por cobros de deudas de no residentes, sujeto a los siguientes requisitos:

- (a) la transferencia deberá efectuarse desde una cuenta de titularidad del beneficiario local en: (i) bancos del exterior constituidos en países de la OECD cuya deuda soberana cuente con una calificación internacional no inferior a "BBB", o que consoliden balance en el país con una entidad bancaria local, o en (ii) bancos del exterior del país de residencia permanente de personas físicas que cuentan con autorización para su permanencia en el país como "residentes temporarios" en los términos establecidos en el artículo 23 de la Ley de Migraciones N° 25.871, o en (iii) instituciones financieras

que realicen habitualmente actividades de banca de inversión y que estén constituidas en países de la OECD cuya deuda soberana cuente con una calificación internacional no inferior a "BBB".

- (b) los fondos percibidos deben haber permanecido al menos diez (10) días hábiles en la cuenta del exterior del beneficiario local. Este requisito de permanencia mínima no será de aplicación, entre otros supuestos, en caso de cobros de deudas financieras de no residentes con residentes; y
- (c) los fondos ingresados en exceso de U\$S 2.000.000 por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios estarán sujetos al Depósito.

Mercado de capitales

Las operaciones de valores que se realicen en bolsas y mercados de valores autorregulados, deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos: (a) en pesos utilizando las distintas modalidades que permiten los sistemas de pagos, (b) en moneda extranjera mediante transferencia electrónica de fondos desde y hacia cuentas a la vista en entidades financieras locales, y (c) contra cable sobre cuentas del exterior. En ningún caso, se permite la liquidación de estas operaciones de compra-venta de valores mediante el pago en billetes en moneda extranjera, o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros (Comunicación "A" 4308).

Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero

Mediante la Comunicación "A" 3602 del 7 de mayo de 2002 se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Pasivos Externos y Emisiones de Títulos, cuyas declaraciones corresponden al endeudamiento a fin de cada trimestre calendario, que deben cumplir las personas físicas y jurídicas del sector privado financiero y no financiero que registren pasivos de todo tipo con residentes en el exterior. La obligación de declaración está a cargo del deudor, quien debe presentar sus declaraciones a través de las entidades financieras. Dichas declaraciones tendrán el carácter de declaración jurada.

Relevamiento de inversiones directas

Mediante Comunicación "A" 4237 del 10 de noviembre de 2004 se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Inversiones Directas en el país (por no residentes) y en el exterior (por residentes), que involucra a: (i) inversiones directas en el país de no residentes; (ii) inversiones directas en el exterior de residentes argentinos.

Se considera inversión indirecta aquella que refleja el interés duradero del residente de una economía (inversor directo) por una entidad residente de otra economía (empresa de inversión directa), lo que se evidencia, por ejemplo, con una participación en el capital social o votos no menor a un 10%. El régimen informativo establecido por esta Comunicación "A" 4237 tiene carácter semestral.

Regulaciones sobre Lavado de Dinero

Recientes modificaciones a las regulaciones Argentinas sobre lavado de dinero tuvieron como objetivo que su aplicación se extendiera a mayor número y tipo de transacciones financieras.

El concepto de lavado de dinero es utilizado generalmente para referirse a las transacciones dirigidas a introducir fondos derivados de actividades ilegales en el sistema institucionalizado y de esa forma transformando beneficios obtenidos de actividades ilegales en activos que se presumen tuvieron un origen legal. La Ley N° 25.246 (según fuera modificada por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268 y N° 26.683, en conjunto, la "Ley de Prevención de Lavado de Dinero") establece un sistema penal administrativo y reemplaza varias secciones del Código Penal argentino, incorporando entre otros asuntos, la definición de

lavado de dinero como la conversión, transferencia, administración, venta, gravado, disimulación o cualquier otra aplicación de dinero u otros bienes obtenidos a través de un delito con el posible resultado de que dichos activos originales (o nuevos activos resultantes de dicho activo original) adquieran la apariencia de haber sido obtenidos a través de fuentes legítimas, siempre que el valor total de los activos supere el monto de Ps. 300.000 resultante de una o más operaciones relacionadas.

De acuerdo al artículo 303 del Código Penal argentino, el lavado de dinero (como se define más arriba) deberá ser castigado con prisión de tres a diez años y una multa de dos a diez veces el monto de las transacciones efectuadas. La pena establecida anteriormente, será incrementada por un tercio del máximo y la mitad de la mínima, si: (a) el malhechor efectúa el acto en una base regular o como miembro de una asociación o banda organizada con el propósito de cometer continuamente actos de similar naturaleza; (b) si el principal malhechor es un oficial público que comete el delito en cumplimiento de su deber (en este caso el malhechor será castigado por una descalificación por tres a diez años y la misma penalidad será aplicada al malhechor que cometa el delito en el ejercicio de su profesión o comercio que requiera calificación especial). El individuo que recibe dinero u otros bienes obtenidos de un delito penal con el propósito de aplicarlos a una transacción de lavado de dinero será castigado con prisión de seis meses a tres años. Si el valor de los activos no supera los Ps. 300.000, el malhechor castigado con prisión de seis meses a tres años. Las previsiones de esta sección se aplicarán aun cuando el delito penal sea cometido fuera de la jurisdicción geográfica del Código Penal argentino, aunque el delito sea también castigado en la jurisdicción donde sea cometido.

El artículo 277 del Código Penal argentino establece que la prisión de seis meses a tres años será aplicada (con los términos mínimos variables adjuntos dependiendo de las circunstancias particulares) a cualquier persona que ayude a un autor a evitar la investigación, oculte o destruya evidencias de un delito, adquiera, reciba, oculte o altere dinero u otros ingresos de un delito penal, no reporte el ordenamiento de un delito o no identifique al autor o participante en un delito cuando tiene el conocimiento de que esa persona podría haber sido obligada a ayudar en el enjuiciamiento penal de tal delito y / o ayude o instigue al autor o participante para poner a salvo los procedimientos del delito. Los mínimos y máximos plazos del castigo serán duplicados cuando: (a) el delito implica un delito particularmente grave (para el cual la pena mínima es mayor a 3 años de prisión); (b) el instigador actúa con fines de lucro; (c) el instigador comete habitualmente actos de ocultamiento; (d) el instigador es un oficial público.

La Ley No 25.246 contempla que la entidad legal cuya gerencia cobre o provea bienes o dinero, cualquiera sea el valor, sabiendo que dichos bienes fueran usados por una organización terrorista, será sujeto a una multa de cinco a 20 veces el valor de dichos bienes. Además, cuando la gerencia de la entidad legal infrinja el deber de tratar confidencialmente, la información para someterla a la Unidad de Información Financiera (UIF), la entidad legal estará sujeta a una multa entre Ps 50.000 a Ps 500.000. Adicionalmente, esta reglamentación crea la UIF como una entidad autónoma y financieramente auto suficiente bajo la jurisdicción del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, encargada de analizar, tratar y transmitir información con el objetivo de evitar y prevenir el lavado de dinero. De acuerdo con esta legislación, la UIF está facultada a recibir y requerir reportes, documentación, antecedentes y cualquier otra información considerada útil para cumplir con sus deberes de una entidad pública, sea federal, provincial o municipal, y de los individuos o entidades públicas o privadas, todas estas entidades deberán completar esa información de conformidad con la Ley No. 25.246. Cuando la información suministrada o el análisis efectuado por la UIF muestre la existencia de suficiente evidencia para sospechar que el lavado de dinero o delito financiero terrorista se ha cometido, la UIF transmitirá tal evidencia al Ministerio Público, para que pueda comenzar la acción penal pertinente, y la UIF se presentaría como parte demandante de tales procedimientos. Por otra parte, la Ley No 26.087 dispone que ni los secretos bancarios, bursátiles o profesionales, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad constituirán dispensa del cumplimiento de la obligación de presentar información a la UIF, en relación con una investigación u operaciones sospechosas.

El principal objetivo de la Ley No 25.246 es prevenir el lavado de dinero. En línea con las prácticas internacionalmente aceptadas, la obligación de controlar tal transacciones ilegales no esta concentrada solamente en las entidades Gubernamentales Federales Argentinas, sino también están distribuidas entre algunas entidades del sector privado tales como bancos, corredores de bolsa (brokers), firmas de corredores y

compañías de seguros. Estas obligaciones principalmente consisten en funciones de recolección de datos, como: (i) reunidas de los clientes, solicitantes o contribuyentes alguna documentación suficiente para probar su identidad, capacidad legal, domicilio y datos adicionales como necesarios en un caso, por un caso base; (ii) reportando algún caso sospechoso o transacción de su monto; y (iii) absteniéndose de la revelación del cliente o terceras partes de algunos procedimientos que se siguen conforme a la ley. De conformidad con la Ley No 25.246, una transacción sospechosa significará que alguna transacción que, de acuerdo con prácticas usuales del negocio y en la experiencia de las entidades y sujetos individuales de reportar obligaciones, es considerada inusual, injustificada de un punto económico o legal, o complejidad innecesaria, sea una transacción por única vez o una serie de transacciones.

La Resolución N° 121/2011 de la UIF (la “Resolución 121”), modificada por la Resolución N° 1/12, 68/13 y 03/14 es aplicable a las entidades financieras sujetas al régimen de la Ley de Entidades Financieras N° 21.526, a las entidades sujetas al régimen de la Ley N° 18.924 y modificatorias y a las personas físicas o jurídicas autorizadas por el Banco Central para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en divisas o mediante el uso de tarjetas de crédito o pago, o en la transmisión de fondos dentro y fuera del territorio nacional y la Resolución N° 229/2011 de la UIF (la “Resolución 229”) modificada por la Resolución N° 1/12 y 03/14, es aplicable a los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones. La Resolución 121 y la Resolución 229 reglamentan, entre otras cuestiones, la obligación de recabar documentación de los clientes y los plazos, oportunidades y limitaciones para cumplir con el deber de reportar obligaciones sospechosas de lavado de activos y financiación de terrorismo.

La Resolución 121 y la Resolución 229 establecen pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales y ocasionales), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar operaciones sospechosas. Asimismo, las principales obligaciones establecidas por dichas resoluciones son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados de la Resolución 121 y los Sujetos Obligados de la Resolución 229, respectivamente, consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas. Por su parte, los Sujetos Obligados de la Resolución 121 deben reportar a la UIF cualquier transacción sospechosa de lavado de dinero dentro de los 30 días corridos desde que hubieran calificado dicha transacción como tal (sea que se trate de una acción sospechosa así como también una tentativa de realización) y cualquier operación sospechosa de financiamiento del terrorismo dentro de las 48 horas de su realización. Conforme a esta Resolución 229, las transacciones excepcionales son aquellos intentos de operaciones o las operaciones realizadas, en una vez o en una base regular, sin una justificación económica o legal, inconsistente con el perfil económico y financiero del cliente, y que se desvían de las prácticas estándares del mercado, basado en su frecuencia, regularidad, monto, complejidad, naturaleza u otras características particulares. Conforme a la Resolución 229, una transacción excepcional es aquella que considerando la idoneidad del reportero, con relación a la actividad que lleva a cabo, y al análisis hecho, podría ser sospechado de lavado de dinero y terrorismo financiero. Por otro lado, las transacciones sospechosas son aquellos intentos o transacciones consumadas que, habiendo sido previamente identificadas como transacciones extraordinarias, son inconsistentes con actividades legales declaradas por el cliente o, aunque relacionadas a actividades legales, levantan sospechas de que están ligadas o usadas para terrorismo financiero.

Igualmente, la Resolución 229 provee una lista de factores que deberán ser especialmente tenidos en cuenta, a efectos de determinar si una transacción deberá ser reportada a la UIF, se incluyen pero no se limitan a: (i) clientes que se nieguen a proveer información o documentos, requeridos por la Resolución 229, o información provista por clientes que se demuestre que son irregulares; (ii) clientes que intenten evitar la conformidad con los requerimientos establecidos por la Resolución 229 u otras regulaciones anti lavado de dinero; (iii) indicaciones sobre el origen ilícito, gerenciamiento o destino de los fondos y otros bienes usados en las transacciones, con relación a las cuales la persona que reporta o compañía no recibe una explicación viable; (iv) transacciones que implican países o jurisdicciones que son considerados paraísos fiscales o identificados como no cooperadores con la Fuerza Especial de Acción Financiera (“FEAF”) (Financial Action Task Force (“FATF”)); (v) la compra o venta de títulos – valores a precios conspicuamente (sospechosamente) más altos o más bajos que aquellos cotizados al momento en que la transacción se realizó; (vi) la venta de los títulos – valores a precios extremadamente altos; (vii) transacciones donde el cliente declare bienes no consistente con el tamaño de su negocio, lo que implicaría la posibilidad de que ese cliente no esté actuando en nombre propio sino, como un agente de una tercera parte anónima; (viii) transacciones de inversión con títulos- valores por valores nominales altos, que no son consistentes con el volumen de los títulos-valores históricamente negociados de acuerdo al perfil transaccional del cliente; y (ix) el recibo de una transferencia electrónica de fondos sin toda la información requerida.

Adicionalmente, las Normas de la CNV, en su Título XI “Prevención se lavado de dinero y financiamiento del terrorismo”, establecieron que los corredores de bolsa y las sociedades de bolsa, y las sociedades que negocien fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, todos los intermediarios en la compra o alquiler de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos, los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones y las personas físicas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas físicas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso, deberán observar lo establecido en la Ley No 25.246, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y en la reglamentación de la CNV.

Tales disposiciones también deberán ser observadas por las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión; los agentes colocadores o que realizan actividades relativas al comercio de fondos comunes de inversión; o cualquier otra clase de intermediarios que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables; y las sociedades emisoras respecto de aquellos aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de acciones o préstamos significativos que reciban.

Las citadas resoluciones también disponen pautas para la recepción y entrega de cheques y pagos de fondos entre los sujetos indicados precedentemente y sus clientes, así como la prohibición de realizar operaciones con valores de oferta pública, cuando ellas son realizadas u ordenadas por sujetos o entidades domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados, que no figuren incluidos dentro del listado del Decreto N° 589/2013 (Reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias N° 20.628 y modificatorias), entre otras disposiciones, que incluye principalmente las jurisdicciones que son países considerados “cooperadores a los fines de la transparencia fiscal”.

Los intermediarios y comerciantes deben debidamente conocer a sus clientes y aplicar políticas y mantener una adecuada estructura y sistemas en línea con la política contra el lavado de dinero y financiamiento terrorista. También, los inversores interesados se comprometerán en la obligación de someter cualquier información y los documentos que sean requeridos con el objetivo de cumplir con las regulaciones penales y otras leyes y regulación, en conexión con el lavado de dinero, incluyendo regulaciones del mercado de capitales para prevenir el lavado de dinero emitidas por la UIF y regulaciones similares emitidas por la CNV.

Carga tributaria

A continuación se incluye una síntesis general de ciertas consecuencias del impuesto a las ganancias argentino resultante de la titularidad beneficiaria de Obligaciones Negociables por parte de ciertas personas. Si bien se considera que esta descripción es una interpretación correcta de las leyes y reglamentaciones vigentes a la fecha de este Prospecto, no pueden darse garantías de que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no se introducirán cambios en estas leyes. El siguiente resumen de temas impositivos se basa en el asesoramiento de Estudio O'Farrell, nuestros asesores legales especiales.

Impuesto a las Ganancias

Retenciones sobre los Pagos de Intereses. Salvo lo indicado más adelante con respecto a los contribuyentes argentinos sujetos a las normas de ajuste por inflación, los pagos a realizarse en concepto de intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos del impuesto a las ganancias siempre que las Obligaciones Negociables hubieran sido emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables y satisfagan los requisitos establecidos en el Artículo 36 de dicha ley y sus modificatorias respecto de la exención de impuestos. Conforme a este Artículo, los intereses que devenguen las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

(a) las Obligaciones Negociables deberán ser colocadas a través de una oferta pública autorizada por la CNV;

(b) los fondos provenientes de la colocación deberemos utilizarlos para (i) capital de trabajo en la Argentina, (ii) inversiones en activos físicos ubicados en Argentina, (iii) para refinanciar deuda, y/o (iv) para efectuar aportes de capital en una sociedad controlada o sociedad vinculada, siempre que esta última utilice los fondos provenientes de dicho aporte a los fines especificados en este párrafo (b); y

(c) deberemos acreditar ante la CNV en el plazo y en la forma prescripta por las regulaciones que los fondos provenientes de la colocación han sido utilizados para uno o varios de los fines que se describen en el párrafo (b) anterior.

Cada serie de Obligaciones Negociables será emitida de conformidad con todas las Condiciones del Artículo 36 y la CNV ha autorizado la creación del Programa y la oferta pública de cada Serie de Obligaciones Negociables a ser emitida en el marco del Programa, conforme a la Resolución N° 15.896, de fecha 5 de junio de 2008, Resolución N° 16.954 de fecha 25 de octubre de 2008 y Resolución N° 17.076 de 9 de mayo de 2013. Dentro de los cinco días hábiles de la emisión de cada Serie de Obligaciones Negociables, presentaremos ante la CNV los documentos requeridos por el Capítulo VI de las Normas de la CNV. Una vez obtenida la aprobación de los documentos correspondientes por parte de la CNV, las Obligaciones Negociables calificarán para el tratamiento de exención impositiva previsto por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Los pagos de intereses a los contribuyentes sujetos a las normas de ajuste por inflación en Argentina (estos contribuyentes son, en general, sociedades creadas o constituidas conforme a la ley argentina, sucursales locales de sociedades extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan determinadas actividades comerciales en la Argentina) (los “Tenedores del Título VI”), excluidas las entidades financieras regidas por la Ley 21.526 y sus modificaciones, estarán sujetos a una retención del 35%, que será considerada como un pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias a ser pagado por dicho tenedor.

Cumpliremos con la Ley de Mercado de Capitales para cumplir con el requisito de “oferta pública” de las Condiciones del Artículo 36.

Si no cumpliéramos con las Condiciones del Artículo 36, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que seremos responsables del pago de todo impuesto que grave los intereses percibidos por los Tenedores. En ese caso, los Tenedores percibirán los intereses que establecen las Obligaciones Negociables como si no fuera exigible ninguna retención impositiva.

Los pagos de intereses a beneficiarios del exterior (incluidos en el Capítulo V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, “Beneficiarios del Exterior”) estarán exentos aun cuando tal exención cause una transferencia de fondos a una autoridad impositiva extranjera.

Ganancias de Capital. En caso de cumplirse todas las Condiciones del Artículo 36 y de acuerdo con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, etc.) de las Obligaciones Negociables por parte de personas físicas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país y de beneficiarios del exterior sin un establecimiento permanente en el país, se encuentran exentas del Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no se aplica a los tenedores que sean Tenedores Excluidos, quienes estarán sujetos al Impuesto a las Ganancias a una alícuota del 35% por cualquier ganancia resultante de la venta o disposición de las Obligaciones Negociables.

La exención prevista en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables será aplicable independientemente de si este beneficio aumenta el monto imponible en otro país.

Impuesto al Valor Agregado. Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firme, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de obligaciones negociables no está sujeta al impuesto aun si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales. Las personas físicas y sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en la Argentina o en el exterior que sean consideradas “tenedores directos” de las Obligaciones Negociables están sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales sobre el valor de mercado (o costo de adquisición más intereses devengados e impagos, en el caso de Obligaciones Negociables sin negociación) de sus tenencias de dichas Obligaciones Negociables al 31 de diciembre de cada año. Si la persona física tuviera domicilio en el país, la alícuota será del 0,5% al 1,25% sobre el total de los activos, dependiendo del monto total de los activos, cuando esta suma total supere Ps. 305.000. Si la persona física y/o sucesión indivisa no tuviera domicilio en el país solamente estará gravada por sus activos en el país, la alícuota será de 1,25% en todos los casos, y no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a \$ 255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de la Argentina, están técnicamente sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales, la ley del impuesto (Ley 23.966, parte pertinente, y sus modificaciones) y su decreto reglamentario (Decreto 127/96 y sus modificaciones, “Decreto 127/96”), no han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad de tales bienes resulta ejercida en forma directa por tales personas físicas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (cuarto párrafo del artículo 26 de la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales).

Las sociedades y otras entidades organizadas o constituidas en Argentina y sucursales argentinas y representaciones permanentes en la Argentina de sociedades extranjeras y otras entidades extranjeras en general no estarán sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales respecto de sus tenencias de Obligaciones Negociables.

En general, se presumirá sin admitir prueba en contrario que las Obligaciones Negociables que, al 31 de diciembre de cada año, estuvieran en poder de personas jurídicas y otras entidades que no estén constituidas

en Argentina (con la excepción de sucursales argentinas y sus representaciones permanentes) son de titularidad indirecta de personas físicas o sucesiones indivisas radicadas o ubicadas en la Argentina y, consecuentemente, quedarán sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales. No obstante, la presunción legal no será aplicable (i) si el capital social de dicha persona jurídica u otra entidad estuviera constituido por acciones nominativas; (ii) si la actividad principal de dicha persona jurídica u otra entidad no consistiera en la realización de inversiones fuera de su jurisdicción de constitución y en general no se encontrara limitada para la realización de actos comerciales y negocios en dicha jurisdicción de constitución; o (iii) dicha persona jurídica u otra entidad constituyera una sociedad exenta (como por ejemplo, compañías de seguros, fondos comunes de inversión o fondos de jubilación y pensión, o entidades bancarias o financieras constituidas o radicadas en países en los que el banco central pertinente haya adoptado los estándares establecidos por el Comité de Bancos de Basilea). En el caso de sociedades extranjeras y otras entidades extranjeras que se presumen pertenecientes a personas físicas domiciliadas o radicadas en la Argentina y sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales, como se describió más arriba, el impuesto se aplicará a una alícuota de 2,5% del costo de adquisición más intereses devengados e impagos y seremos responsables como obligado sustituto del pago de dicho impuesto.

Por otra parte, el Decreto Reglamentario de la Ley, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables.

La Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales y sus normas reglamentarias no han sido aún interpretadas extensamente o aplicadas por las autoridades fiscales o jueces argentinos; en consecuencia, ciertos aspectos de dicha ley continúan sin determinarse. Queda sin aclarar, por ejemplo, si las referencias a titularidad “directa” se refieren únicamente a titularidad registral (incluyendo la titularidad a través de un Depositario) o abarcan la titularidad beneficiaria. Asimismo, el concepto de “negociación”, según su utilización en la ley en relación con personas jurídicas extranjeras y otras entidades no ha sido desarrollado, quedando sin aclarar si el término se refiere a negociación actual y continua, negociación periódica o meramente el perfeccionamiento de una oferta de Obligaciones Negociables dentro o fuera del país. No pueden darse garantías respecto de la interpretación o aplicación de estas y otras disposiciones legales y normas relacionadas por las autoridades fiscales y jueces.

En caso de que estuviera obligada por ley a deducir o retener impuestos o aranceles argentinos, nos hemos comprometido a realizar el pago de Montos Adicionales, sujeto a ciertas limitaciones, según se describe en “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

El Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta grava los bienes que mantienen las sociedades locales, establecimientos en la Argentina de empresas extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que se dedican a ciertas actividades comerciales y otros contribuyentes en la Argentina al cierre del ejercicio económico. La alícuota es del 1%.

Existe una exención para los contribuyentes cuyo monto total de activos no supere Ps. 200.000. Cuando existan activos gravados en el exterior dicha suma se incrementará en el importe que resulte de aplicarle a la misma el porcentaje que represente el activo gravado del exterior respecto del activo gravado total. En caso que el valor de los bienes supere la suma de Ps. 200.000) o supere la suma que se calcule de acuerdo con lo dispuesto precedentemente, según corresponda, queda sujeto al gravamen la totalidad del activo gravado del sujeto pasivo del tributo.

Las Obligaciones Negociables se encuentran incluidas en la base imponible de este impuesto a su valor de mercado al cierre del último día hábil de cada ejercicio económico.

El Impuesto a las Ganancias determinado para el ejercicio fiscal por el cual se liquida el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta podrá computarse como pago a cuenta de este gravamen. Si de dicho cómputo surgiere un excedente no absorbido, el mismo no generará saldo a favor del contribuyente en este impuesto, ni será susceptible de devolución o compensación alguna. Si por el contrario, como consecuencia de resultar insuficiente el Impuesto a las Ganancias computable como pago a cuenta del presente gravamen, procediere en un determinado ejercicio el ingreso del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, se admitirá, siempre que se verifique en cualesquiera de los diez ejercicios siguientes un excedente del Impuesto a las Ganancias no absorbido, computar como pago a cuenta de este último gravamen, en el ejercicio en que tal hecho ocurra, el IGMP efectivamente ingresado y hasta su concurrencia con el importe a que ascienda dicho excedente.

Las entidades regidas por la Ley de Entidades Financieras y las compañías de seguro sometidas al control de la Superintendencia de Seguros de la Nación considerarán como base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, el 20% del valor de sus activos gravados.

En general las personas físicas y sucesiones indivisas en Argentina, y las personas físicas o jurídicas extranjeras que no tienen un establecimiento permanente en Argentina, salvo ciertas excepciones, no se encuentran alcanzadas por el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente

Los montos pagados a través de cuentas corrientes bancarias en bancos argentinos están sujetos a una alícuota del 0,6% en el caso de depósitos y del 0,6% en el caso de débitos. En determinados casos se puede aplicar una alícuota superior del 1,2% y una alícuota reducida del 0,075%. Los pagos depositados en cajas de ahorro están exentos de este impuesto. El impuesto es retenido por la entidad bancaria.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

Los titulares de cuentas bancarias gravadas con las tasas del 0,6% y del 1,2% podrán computar el 34% y el 17%, respectivamente, de los importes abonados en concepto de este impuesto que gravaron la acreditación de fondos, como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y/o el aporte especial al capital cooperativo.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Los intereses, así como los ingresos derivados de la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables, están sujetos al Impuesto sobre los Ingresos Brutos cuando fueran percibidos en forma habitual por personas físicas domiciliadas en el país. Este es un impuesto provincial y sus normas varían de una provincia a otra. Si las Obligaciones Negociables han cumplido con las Condiciones del Artículo 36 estarán exentas del Impuesto sobre los Ingresos Brutos en algunas provincias, incluyendo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CABA”), y la Provincia de Buenos Aires (“PBAs”). En las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Los ingresos brutos provenientes de toda operación sobre obligaciones negociables emitidas de conformidad con la Ley N° 23.576 – venta o disposición, cobro de intereses, amortizaciones, actualizaciones- se encuentran exentos del impuesto sobre los ingresos brutos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires, en tanto sea de aplicación la exención del impuesto a las ganancias.

Los potenciales adquirentes residentes en la República Argentina deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación provincial que pudiera resultar relevante en función de su residencia y actividad económica.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etc.) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos ("IS") grava la instrumentación de contratos en el territorio de cada provincia y de la CABA, o la de aquellos que siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

El Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires exime del impuesto a los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las leyes N° 23.576 y N° 23.962 y sus modificatorias. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la CABA los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Otros Impuestos

Los tenedores de las Obligaciones Negociables no deberán pagar ningún impuesto a la transferencia de títulos valores o similares, siempre que las mismas se efectúen en mercados abiertos y/o bursátiles.

A nivel provincial, la PBsAs estableció por medio de la Ley N° 14.044 (y modificatorias) un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el "ITGB") -con vigencia a partir del 01/01/2010- cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la PBsAs el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la PBsAs como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la PBsAs, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la PBsAs.
- Se consideran situados en la PBsAs, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la PBsAs; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la PBsAs al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la PBsAs.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 4% al 21,925% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

La transmisión gratuita de Obligaciones Negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto superen el mínimo exento de AR\$ 60.000 (pesos sesenta mil), monto que se elevará a AR\$ 250.000 (pesos doscientos cincuenta mil) cuando se trate de padres, hijos y cónyuge.

No existe impuesto a la transmisión gratuita de bienes en la CABA. Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Oferta Pública y Exenciones Impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley las obligaciones negociables sean colocadas por oferta pública. En este sentido, con fecha 14 de septiembre de 2004 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General Conjunta CNV N° 470 y AFIP N° 1738, que estableció los requisitos generales que se deben cumplir para que se configure una "colocación por oferta pública" y contempló determinados supuestos respecto de los cuales se entenderá cumplido el requisito de oferta pública en la emisión de las obligaciones negociables. Posteriormente, la Resolución General Conjunta CNV N° 470 y AFIP N° 1738 fue complementada por la Resolución General N° 597/11 de la CNV, publicada en el Boletín Oficial el 6 de diciembre de 2011, mediante la cual la CNV estableció pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Los principales aspectos de la Resolución Conjunta son los siguientes:

- si una oferta de títulos valores es o no una "colocación por oferta pública" debe ser interpretado exclusivamente conforme a la ley argentina. Conforme a la Ley Argentina, las Obligaciones Negociables ofrecidas a compradores institucionales calificados conforme a la Norma 144A u ofrecidas conforme a la Reglamentación S pueden ser consideradas como una colocación por oferta pública;
- los esfuerzos de oferta pública deben ser correctamente realizados y el emisor debe conservar documentación de dichos esfuerzos. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública;
- los esfuerzos de oferta pública deben realizarse en Argentina y, según sea el caso, en el exterior;
- las ofertas pueden realizarse al "público en general" o a un "grupo específico de inversores" (tales como compradores institucionales calificados);
- la oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de *underwriting*". Las Obligaciones Negociables colocadas conforme a un contrato de *underwriting* serán consideradas una colocación por oferta pública en la medida en que el *underwriter* efectivamente realice esfuerzos de oferta pública de acuerdo con la ley argentina; y
- la refinanciación de "préstamos puente" es un uso aceptado de los fondos obtenidos en una oferta pública.

Restricción respecto de países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal

Conforme la Ley 11.683 de Procedimiento Tributario, (modificada por Ley 25.795 publicada en el Boletín Oficial el 17 de noviembre de 2003), cuando se tratare de ingresos de fondos provenientes de países no considerados "cooperadores a los fines de la transparencia fiscal", cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior con más un diez por ciento (10%) en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del impuesto a las ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

Ello así, las Obligaciones Negociables no pueden ser originalmente (i) adquiridas por cualquier persona o entidad domiciliada, constituida o radicada en un país no considerado cooperador a los fines de la transparencia fiscal, o (ii) compradas por alguna persona o entidad que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país no considerado cooperador a los fines de la transparencia fiscal.

No obstante lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Federal de Ingresos Públicos considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Se consideran países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos que suscriban con el Gobierno de la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio, siempre que se cumplimente el efectivo intercambio de información.

Dicha condición quedará sin efecto en los casos en que el acuerdo o convenio suscripto se denuncie, deje de tener aplicación por cualquier causal de nulidad o terminación que rigen los acuerdos internacionales, o cuando se verifique la falta de intercambio efectivo de información

La consideración como país cooperador a los fines de la transparencia fiscal podrá ser reconocida también, en la medida en que el gobierno respectivo haya iniciado con el Gobierno de la República Argentina las negociaciones necesarias a los fines de suscribir un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio.

Los acuerdos y convenios aludidos en el presente artículo deberán cumplir en lo posible con los estándares internacionales de transparencia adoptados por el Foro Global sobre Transparencia e Intercambio de Información en Materia Fiscal, de forma tal que por aplicación de las normas internas de los respectivos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales con los cuales ellos se suscriban, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante pedidos concretos de información que les realice la República Argentina.

La AFIP, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, establecerá los supuestos que se considerarán para determinar si existe o no intercambio efectivo de información y las condiciones necesarias para el inicio de las negociaciones tendientes a la suscripción de los acuerdos y convenios aludidos.”.

Ni el Prospecto ni el suplemento de precio respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país no considerado “cooperador a los fines de la transparencia fiscal”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país no considerado “cooperador a los fines de la transparencia fiscal”. Se consideran países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos incluidos en el listado publicado por la Administración Federal de Ingresos Públicos en su sitio web de acuerdo a lo previsto en la Resolución General AFIP 3576 (B.O. 31/12/2013), reglamentaria del Decreto 589/2013 (B.O. 30/5/2013), vigente al inicio del ejercicio fiscal al cual correspondan imputarse los resultados de las operaciones de que se trate. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Precio respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores designados en cada emisión de valores negociables tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

Tasa de Justicia

En caso de que fuera necesario entablar procedimientos de ejecución en contra nuestro en Argentina, se aplicará una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Exigibilidad de responsabilidad civil

Estamos constituidos según las leyes de Argentina. Casi la totalidad de nuestros activos se encuentran situados fuera de los Estados Unidos. La mayoría de los directores y todos nuestros funcionarios y algunos asesores aquí designados residen en Argentina o en algún otro sitio fuera de los Estados Unidos. Por lo tanto, es posible que los inversores no nos puedan realizar el traslado de notificaciones procesales dentro de los Estados Unidos o a dichas personas o ejecutar en nuestra contra o en contra de tales personas en tribunales estadounidenses sentencias fundadas en disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos.

En los términos y condiciones de las obligaciones negociables, (i) acordaremos que los tribunales del Estado de Nueva York y los tribunales federales de los Estados Unidos, en cada caso con asiento en el Distrito de Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, tendrán competencia no exclusiva para tramitar y dirimir cualquier juicio, acción o procedimiento y resolver controversias que puedan surgir de las obligaciones negociables o en relación con ellas y, a tales fines, irrevocablemente nos sometemos a la competencia de dichos tribunales y (ii) designaremos un agente para el traslado de notificaciones en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables”.

Hemos sido informados por nuestros asesores legales argentinos en relación con las obligaciones negociables, Estudio O’Farrell, que parte sustancial de nuestros activos ubicados en Argentina podría no ser pasible de embargo o ejecución si un juez determinara que tales bienes son necesarios para la prestación de un servicio público esencial, salvo que el gobierno argentino apruebe la liberación de dichos bienes por otra vía. De acuerdo con la ley argentina, según interpretan los tribunales argentinos, los activos que sean necesarios para la prestación de un servicio público esencial no podrán ser embargados, ni con embargo preventivo ni ejecutorio.

Nuestros asesores legales argentinos también han informado que se podrán ejecutar en Argentina sentencias dictadas en tribunales estadounidenses por responsabilidad civil basadas en leyes de títulos valores federales de los Estados Unidos, si se cumplen los requisitos del Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la ejecución se procurara ante juzgados nacionales), a saber: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en la jurisdicción en la que se pronunció, emanara de un tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción internacional y fuera consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción *in rem* respecto de bienes muebles que hubieran sido transferidos a territorio argentino durante o luego del trámite de la acción extranjera; (ii) que la demandada contra quien se procure la ejecución de la sentencia hubiera sido notificada en persona con la cédula y, de acuerdo con el debido proceso legal, hubiera tenido oportunidad de presentar su defensa contra la acción extranjera; (iii) la sentencia debe ser válida en la jurisdicción donde es dictada y su autenticidad debe ser establecida de acuerdo con los requisitos de la ley argentina; (iv) que la sentencia no viole los principios de orden público de la ley argentina; y (v) que la sentencia no sea contraria a una sentencia previa o simultánea de un tribunal argentino

Sujeto al cumplimiento del mencionado Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación que se describe anteriormente, una sentencia en contra nuestra o de las personas descritas anteriormente dictada fuera de la Argentina sería exigible en Argentina sin reconsideración del derecho sustantivo que corresponde a las partes del juicio.

También hemos sido informados por nuestros asesores legales argentinos que:

podrán entablarse en tribunales argentinos acciones en primera instancia fundadas en las leyes de títulos valores federales de los Estados Unidos, y que, sujeto a la ley aplicable, los tribunales argentinos podrán exigir el cumplimiento de obligaciones en dichas acciones contra nosotros, nuestros directores, funcionarios ejecutivos y los asesores designados en este prospecto; y

la posibilidad de un acreedor cuyo crédito ha sido reconocido judicialmente o de otras personas nombradas precedentemente de satisfacer una sentencia embargando ciertos de nuestros activos está limitada por las disposiciones de la ley argentina.

Una parte actora (sea argentina o extranjera) residente fuera de Argentina durante la tramitación de un juicio en Argentina debe prestar caución en garantía de las costas judiciales y honorarios legales si la parte actora no tuviera inmuebles en Argentina que pudieran garantizar dicho pago. La caución debe tener un valor suficiente para satisfacer el pago de costas judiciales y honorarios de los apoderados de la demandada, según regule el juez argentino. Este requisito no se aplica a la ejecución de sentencias extranjeras.

Cuestiones legales

Ciertas cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán determinadas por Estudio O'Farrell, nuestros asesores legales en Argentina, y por Tanoira Cassagne Abogados u otros asesores legales que se especifiquen en el suplemento de precio aplicable como asesores legales en Argentina de los colocadores correspondientes. El Estudio O'Farrell tiene su domicilio en Av. De Mayo 645/651, (C1084AAB) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mientras que Tanoira Cassagne Abogados tiene su domicilio en Juana Manso 205, 7mo. Piso, Puerto Madero (C1107CBE), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Documentos a disposición

Los estados contables auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de 2013, 2012 y 2011 se encuentran publicados en el ítem “ Información Financiera”de la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) y en el sitio web www.ypf.com

EMISOR

YPF S.A.

Macacha Güemes 515,
C1106BKK Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DEL EMISOR

Estudio O'Farrell
Av. De Mayo 645/651
C1084AAB Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DEL EMISOR

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, 5° Piso
C1005AAF Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina