



**PAN AMERICAN ENERGY LLC,
SUCURSAL ARGENTINA**

**Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables
por un Valor Nominal de hasta US\$ 1.100.000.000**

En virtud del programa global de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de hasta US\$ 1.100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) que se describe en el presente (el "Programa"), Pan American Energy LLC, Sucursal Argentina (la "Emisora" o la "Sucursal"), sucursal de Pan American Energy LLC, una sociedad constituida en los Estados Unidos de América ("Pan American") podrá emitir periódicamente, en una o más series (cada una, una "Serie") y/o una o más clases (cada una, una "Clase") obligaciones negociables simples no convertibles en acciones (las "Obligaciones Negociables"). El valor nominal total máximo de todas las Obligaciones Negociables que periódicamente se encuentren en circulación en el marco del Programa no excederá la suma de US\$ 1.100.000.000 (o su equivalente en otras monedas calculado conforme se describe en el presente).

El valor nominal, denominación, moneda, precio de emisión, vencimiento e intereses y los demás términos y condiciones de cada Clase o Serie de Obligaciones Negociables estarán detallados en un suplemento de precio separado relacionado con cada una de dichas Clases o Series de Obligaciones Negociables (cada uno de ellos denominado un "Suplemento de Precio").

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con garantía común e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento por lo menos de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo las obligaciones con tratamiento preferencial según la ley aplicable.

Las Obligaciones Negociables constituirán, una vez emitidas, obligaciones negociables simples no convertibles en acciones emitidas conforme a la Ley No. 23.576 y sus modificaciones (la "Ley de Obligaciones Negociables") y se emitirán y colocarán de acuerdo con dicha ley, la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales (la "Ley de Mercado de Capitales") (y decreto reglamentario, el Decreto 1023/2013) y las normas de la Comisión Nacional de Valores según Texto Ordenado 2013 y mod. (la "CNV" y las "Normas de la CNV"), y gozarán de los beneficios establecidos en dicha ley, y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento establecidos en dichas normas. La creación del Programa ha sido aprobada mediante resolución del representante legal de la Emisora (el "Representante Legal") de fecha 10 de junio de 2013, y su actualización fue aprobada mediante resolución del Representante Legal de fecha 20 de agosto de 2015.

Véase en el capítulo "Información Clave Sobre la Emisora – Factores de Riesgo" del presente prospecto (el "Prospecto") un análisis de ciertos factores a ser considerados por los potenciales inversores en relación con la realización de una inversión en las Obligaciones Negociables.

A menos que las Obligaciones Negociables se encuentren registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de América de 1933 (la "Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos"), las Obligaciones Negociables solo serán ofrecidas en transacciones exceptuadas de registro bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de América y las leyes de valores negociables de otras jurisdicciones. Consecuentemente, las Obligaciones Negociables solo serán ofrecidas y vendidas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos o en transacciones exceptuadas de registración bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos a "compradores institucionales calificados" o *qualified institutional buyers* ("QIBs") según los define la Rule 144A (la "Regla 144A") bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, o fuera de los Estados Unidos bajo la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (la "Regulación S").

Oportunamente, podrá solicitarse el listado y negociación de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie en el Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. (el "Merval"), y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el "MAE") y/o en cualquier mercado de valores autorizado por la CNV, en la República Argentina ("Argentina") y/o del exterior, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

El presente Prospecto, así como toda otra documentación complementaria al mismo, se encontrará a disposición de los interesados en la página web de la Emisora (www.pan-energy.com), conforme lo establecido por el Art. 4° inc. f), Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV. Para mayor información sobre los documentos concernientes a la Emisora, véase "Información adicional — Documentos a disposición" de éste Prospecto.

CONFORME LO AUTORIZA LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, EL PROGRAMA NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. LAS CALIFICACIONES PODRÁN SER SOLICITADAS AL MOMENTO DE LA EMISIÓN DE CADA SERIE O CLASE, SEGÚN SE DETERMINE EN EL SUPLEMENTO DE PRECIO CORRESPONDIENTE. VÉASE "DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN – CALIFICACIÓN DE RIESGO", EN EL PRESENTE PROSPECTO.

LA CREACIÓN DEL PROGRAMA Y LA OFERTA PÚBLICA DE LOS TÍTULOS HA SIDO AUTORIZADA POR LA CNV, MEDIANTE LA RESOLUCIÓN N° 17.197 DE FECHA 10 DE OCTUBRE DE 2013 EMITIDA POR SU DIRECTORIO. ESTA AUTORIZACIÓN SÓLO SIGNIFICA QUE SE HA CUMPLIDO CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS EN MATERIA DE INFORMACIÓN. LA CNV 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 PROSPECTO ES EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD DEL REPRESENTANTE LEGAL, SEGÚN SE DETERMINA DE ACUERDO CON LA LEY ARGENTINA Y, CON EL ALCANCE APLICABLE, DE LOS AUDITORES EXTERNOS EN CUANTO A SUS RESPECTIVOS INFORMES SOBRE LOS ESTADOS CONTABLES QUE SE ACOMPAÑAN. EL REPRESENTANTE LEGAL MANIFIESTA, CON CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA, QUE ESTE 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 EMISORA Y DE TODA AQUELLA SITUACIÓN QUE DEBA SER DE CONOCIMIENTO DEL PÚBLICO INVERSOR CON RELACIÓN A LA PRESENTE EMISIÓN, CONFORME A LAS NORMAS VIGENTES.

SEGÚN LO DISPUESTO POR EL ART. 119 DE 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 FIRME EN 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 DISPUESTO POR EL ART. 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 TÍTULOS 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.

La fecha de este Prospecto es 5 de octubre de 2015

ÍNDICE

DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	7
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	11
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA	17
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	37
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	65
DIRECTORES, ADMNISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS	84
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	87
INFORMACIÓN CONTABLE.....	93
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	94
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	103

RESUMEN

Panorama general de la Emisora

La Emisora es la sucursal argentina de Pan American y se encuentra inscrita en la Inspección General de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“C.A.B.A.”), con fecha 17 de octubre de 1997, bajo los N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B, de Estatutos Extranjeros. Pan American es una sociedad constituida en el Estado de Delaware, Estados Unidos de América, el 29 de septiembre de 1997. Los representantes legales de la Emisora son el Sr. Néstor H. Falivene y el Sr. Rodolfo A. Díaz, ambos con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), C.A.B.A., Argentina.

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa y contable de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	<u>2014⁽¹⁾</u>	<u>2013⁽¹⁾</u>	<u>2012⁽¹⁾</u>
Total de reservas certificadas ¹ (mmbpe) ⁽²⁾	2.092,6	2.068,5	2.053,2
Total de reservas probadas ² (mmbpe) ⁽²⁾	1.272,3	1.257,4	1.247,1
Producción diaria promedio (mbpe) ^(2,3)	166,7	165,5	179,0
Ventas Netas ³ (millones de pesos) ⁽⁴⁾	24.802	16.686	12.330
EBITDA ⁴ (millones de pesos)	12.568	7.938	5.156
Ganancia Neta ⁵ (millones de pesos)	3.920	2.486	1.387
Inversiones de capital ⁶ (millones de pesos)	12.257	6.254	4.006

(1) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF.

(2) mmbpe y mbpe significa millones y miles de barriles de petróleo equivalente, respectivamente.

(3) El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones o procesado en las plantas de procesamiento de gas.

(4) A partir de la vigencia del Plan Gas en Diciembre de 2012, cuando se hace referencia a Ventas Netas en todo este Prospecto, las mismas incluyen las subvenciones cobradas por el Plan Gas.

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

	<u>2015⁽¹⁾</u>	<u>2014⁽¹⁾</u>
Ventas netas ⁷ (millones de pesos)	12.315	12.281
EBITDA (millones de pesos)	5.355	6.607
Ganancia neta ⁸ (millones de pesos)	899	2.125

(1) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF.

Producción⁹

La Sucursal tiene participaciones en diez áreas de producción de petróleo y gas en Argentina. Las áreas de la Sucursal en la Argentina están ubicadas en tres de las principales cuencas de hidrocarburos del país. Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio fueron: Cerro Dragón (que representa el 91% de la producción total de petróleo y

¹ La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

² Según surge de los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014, punto 7, de la Reseña Informativa en el acápite “*Información sobre reservas petroleras y gasíferas*” (pág. 67) y en los Estados Contables al 31 de diciembre de 2013 en “*Información sobre reservas petroleras y gasíferas*”, punto 7 (pág. 66) disponibles en la Autopista de la Información Financiera (“AIF”) de la CNV.

³ Las referencias a las ventas netas se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 (pág. 8) y finalizado al 31 de diciembre de 2013.

⁴ El EBITDA comprende las ventas netas menos (i) costo de ventas y (ii) los gastos de administración más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles.

⁵ Las referencias a las ganancias netas se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 (pág. 8) y finalizado al 31 de diciembre de 2013.

⁶ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 (pág. 11) y finalizado al 31 de diciembre de 2013.

⁷ Las referencias a las ventas netas se encuentran incluidas en el Estado del Resultado en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

⁸ Las referencias a las ganancias netas se encuentran incluidas en el Estado del Resultado en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

⁹ La información relativa a Producción ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

el 54% de la producción total de gas de la Sucursal) en la cuenca Golfo San Jorge; Acambuco (que representa el 2% de la producción total de petróleo y el 17% de la producción total de gas de la Sucursal) en la cuenca Noroeste; y San Roque, Lindero Atravesado y Aguada Pichana (que en conjunto representan el 1% de la producción total de petróleo y el 29% de la producción total de gas de la Sucursal) en la cuenca Neuquina.

Exploración¹⁰

La Sucursal tiene un 90% de participación en la explotación en tres áreas de exploración *offshore* en la cuenca Golfo San Jorge, a través de contratos de Unión Transitoria de Empresas (“UTE”) suscriptos con ciertas empresas estatales provinciales, Fomento Minero de Santa Cruz S.E. (“Fomicruz”), de la provincia de Santa Cruz, y Petrominera Chubut S.E. (“Petrominera”), de la provincia de Chubut, correspondientes a las áreas Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz, Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz – 1 y Centro Golfo San Jorge Marina Chubut, respectivamente.

Asimismo, la Sucursal tiene un 90% de participación en la exploración y eventual explotación de hidrocarburos del Área Aguada de Cánepa, ubicada en la Provincia de Neuquén, a través de un contrato de UTE suscripto con Gas y Petróleo de Neuquén S.A. (“GyP”).

Reservas¹¹

Al 31 de diciembre de 2014, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según informes auditados por Ryder Scott Company L.P. (“Ryder Scott”) y RPS Group plc (“RPS”) eran 2.092,6 mmbpe, consistentes en 1.630,7 mmbbls de petróleo y condensado y 2.679,1 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.272,7 mmbpe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 76%, y el gas aproximadamente el 24%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2014, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 10 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 17 años.

Estrategia¹²

La estrategia de la Emisora consiste en crear valor mediante el crecimiento de la producción de petróleo y gas, y el desarrollo e incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos de manera responsable desde el punto de vista ambiental y social.

Desde sus inicios, la Emisora ha desarrollado una visión estratégica adaptándose a las condiciones y exigencias de cada momento y manteniendo la confianza en el futuro de la Argentina.

Como consecuencia de lo mencionado, la Emisora exhibe el más alto índice de inversión de la industria argentina en el sector de la exploración y producción de petróleo y gas natural, habiendo invertido entre los años 2001 y 2014 aproximadamente de Ps. 45.200 millones.

Ese compromiso ha sido uno de los pilares que permitió a la Emisora aumentar la producción de petróleo y gas natural, aumentar los niveles de reservas probadas y generar nuevas fuentes de empleo, creando oportunidades de desarrollo para empresas contratistas locales y regionales.

Los componentes clave de la estrategia de la Emisora son los siguientes:

- Compromiso con la Salud, Seguridad, Medio Ambiente y la Responsabilidad Social. La Emisora se propone mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo. La Emisora se propone mantener una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo con el propósito de sostener y optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y reposición de su amplia base de reservas de hidrocarburos, incluyendo el desarrollo de recursos de hidrocarburos no convencionales.
- Tecnología actualizada relacionada con nuevos equipos de perforación, turbinas a gas, otros equipos que permiten incrementar la producción en condiciones más seguras.

¹⁰ La información relativa a Exploración ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹¹ La información relativa a Reservas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹² La información relativa a Estrategia ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

- Estructura de capital conservadora y prudente gestión financiera. La Emisora considera que los niveles de endeudamiento y liquidez, prudentes y bien administrados, son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes.
- Mantener y mejorar la eficiencia operativa. La constante búsqueda de aumentos de productividad en una industria de capital intensivo, es un factor clave para la implementación y el éxito de los proyectos de largo plazo, como los de desarrollo de petróleo y gas, tanto convencionales como no convencionales.

La prosecución de esta estrategia le ha permitido a la Emisora afianzar importantes fortalezas competitivas en la Argentina:

- Sólidos antecedentes de crecimiento de la producción. La producción de petróleo de la Emisora en Argentina aumentó aproximadamente de 79 mbppd en 2001 a 100,5 mbppd en 2014, lo que representó un incremento de 27% durante dicho período. La producción de gas de la Emisora también aumentó de 7 millones de metros cúbicos diarios (MMm³d) en el 2001 a 11 MMm³d en 2014, lo que representó un aumento de aproximadamente 57% durante dicho período.
- Significativas inversiones en actividades de exploración, explotación y producción. Desde 2001 a 2014, la Emisora invirtió en Argentina aproximadamente Ps 45.200 millones en sus actividades de exploración, explotación y producción y en la expansión y ampliación de sus plantas de producción. Las inversiones se distribuyen para lograr un equilibrio de corto y largo plazo para sostener el crecimiento de la producción, el desarrollo y la reposición de sus reservas de hidrocarburos.
- Alta eficiencia operativa. La Emisora ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está fundada en conceptos gerenciales sólidos y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Las operaciones de la Emisora son de las más avanzadas tecnológicamente y están entre las más eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina.
- Gestión Financiera. La Emisora mantiene una estructura de capital conservadora y una prudente política de gestión financiera, en concordancia con la industria y el medio en el que opera. La Emisora entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversión en bienes de capital en tiempo y forma.
- Recursos Humanos calificados. El *management* de la Emisora cuenta con una amplia experiencia en la industria. Esto le ha permitido lograr sólidos resultados operativos, aún en los años difíciles para el sector y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes gubernamentales. Continuar con el desarrollo de los recursos humanos de la Emisora con el objeto de formar nuevos líderes es un aspecto clave de la estrategia de crecimiento de la empresa.
- Prácticas ambientales y sociales responsables. La Emisora respeta y se adapta a las políticas y regulaciones vigentes de cada uno de los lugares donde opera. La Emisora contribuye al desarrollo económico, social y cultural y preserva el medio ambiente en las áreas en las que opera. La Emisora ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectivos para optimizar su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. Su compromiso con el desarrollo sustentable de las comunidades donde opera se traduce en numerosas acciones y programas de desarrollo social focalizados en áreas claves como educación, salud, trabajo y medio ambiente.

DATOS SOBRE DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Representantes Legales de la Sucursal

Los Representantes Legales de la Sucursal son el Sr. Néstor H. Falivene y el Sr. Rodolfo A. Díaz. El Sr. Falivene también se desempeña como Vicepresidente de Asuntos Legales, habiendo ocupado en el pasado otros cargos gerenciales en la Sucursal y en Bridas, con más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Belgrano. El Sr. Díaz también se desempeña como Vicepresidente de Cumplimiento Normativo y Asuntos Legales Corporativos. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Ha sido Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. En la Universidad de Harvard fue Research Fellow de la Kennedy School of Government, así como Fellow y Associate del Weatherhead Center for International Affairs de la misma universidad. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

Funcionarios Ejecutivos de la Sucursal

La siguiente tabla muestra información relacionada con los actuales gerentes de primera línea, de la Sucursal:

Nombre	Edad	Posición	Posición actual desde
Richard J. Spies	61	Director Ejecutivo (CEO)	22-01-14
Alberto D. Massacese	52	Director de Operaciones (COO)	01-05-14
John M. Easton	57	Director de Asuntos Financieros (CFO)	01-11-12
Rodolfo E. Berisso	59	Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas	01-11-12
Rodolfo A. Díaz	72	Vicepresidente de Cumplimiento Normativo y Asuntos Legales Corporativos	30-10-11
Néstor H. Falivene	58	Vicepresidente de Asuntos Legales	30-10-11
Hernán Trossero	49	Vicepresidente de Relaciones Institucionales	01-05-14
Romina Cavanna	45	Vicepresidente de Recursos Humanos	01-04-15
Rodrigo M. Ramacciotti	45	Vicepresidente de Relaciones Laborales	27-07-10
Rafael Machín	50	Vicepresidente de Planeamiento	01-05-13
Marcos Bulgheroni	42	Vicepresidente de Desarrollo de Negocios	01-05-13
Federico Caldora	55	Vicepresidente de Seguridad, Ambiente y Excelencia Operativa	01-11-13
Juan M. Bulgheroni	41	Vicepresidente de Programación y Control de Gestión	01-05-13
Fernando Villarreal	62	Vicepresidente de Operaciones <i>Offshore</i> y Operaciones de Gas	01-01-08
Rafael Villareal	53	Vicepresidente de Operaciones de Petróleo Golfo San Jorge	01-05-14
Marcelo A. Gioffre	51	Vicepresidente de Supply Chain	15-01-15
Alejandro López Angriman	52	Vicepresidente de Desarrollo de Reservas	05-02-11
Ricardo E. Digregorio	58	Vicepresidente de Exploración	16-04-13
Gerardo A. Doria	43	Vicepresidente de Perforación	01-02-15
Pablo G. Gori	56	Vicepresidente de Instalaciones	01-08-12

Los puestos de Directores y Vicepresidentes son definidos respecto de las tareas desempeñadas por los funcionarios indicados en la Sucursal, y no son equivalentes a aquellos que pueden encontrarse en las definiciones de la normativa societaria argentina.

La siguiente es una breve descripción biográfica de cada uno de los miembros de nuestra Gerencia de Primera Línea:

Richard J. Spies tiene más de 35 años de experiencia en el área del Petróleo y del Gas comenzando en Amoco en 1975. Desde ese año, ha ocupado diversos cargos gerenciales, de gestión técnica y supervisión en diferentes compañías de Petróleo y Gas como BP, Amoco y Pan American entre otras. Entre 1997 y 2005, fue CEO de Pan American. Durante su carrera internacional trabajó en Rusia, USA, Argentina y en el Golfo de México. Es miembro del Management Committee de Pan American desde finales de 2011. Nació el 18 de septiembre de 1953, siendo su DNI 92.856.958 y su CUIL 20-92856958-7.

Alberto D. Massacese es Director de Operaciones (COO). Ingresó a Pan American en 2012 como Gerente de Proyectos Especiales. Luego ocupó el cargo de Gerente Ejecutivo de Operaciones en Golfo San Jorge (“GSJ”) y Vicepresidente de Operaciones en GSJ. Tiene más de veinte años de experiencia en la industria del petróleo y el gas y ha trabajado en empresas como Beusa Energy, YPF y Bidas. Es Licenciado en Geología de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Nació el 19 de noviembre de 1962, siendo su DNI 16.049.936 y su CUIL 20-16049936-3.

John M. Easton es Director de Asuntos Financieros, cargo que desempeña desde noviembre de 2012. Es egresado de Ciencias Económicas de la Heriot Watt University, Edimburgo. Cuenta con más de 30 años de experiencia internacional en el negocio de la energía. Ha trabajado en BP desde 1980 en diversas posiciones ejecutivas y distintas subsidiarias de BP en el mundo. Nació el 2 de marzo de 1958, siendo su DNI 95.042.884 y su CUIL 20-95042884-9.

Rodolfo E. Berisso es Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas de Pan American. Ha trabajado desde 1980 en Bidas y luego en Pan American ocupando diversos cargos en las áreas de Planeamiento y Finanzas de la empresa y el cargo de Director en subsidiarias de Pan American. Se ha graduado en Ingeniería Industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Nació el 30 de marzo de 1956, siendo su DNI 12.274.292 y su CUIL 20-12274292-0.

Rodolfo A. Díaz es Vicepresidente de Cumplimiento Normativo y Asuntos Legales Corporativos. Véase antecedentes en “*Datos sobre Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Representantes Legales de la Sucursal*”. Rodolfo A. Díaz nació el 30 de mayo de 1943, siendo su DNI 06.902.425 y su CUIL 20-06902425-5.

Nestor H. Falivene es Vicepresidente de Asuntos Legales. Véase antecedentes en “*Datos sobre Directores y Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – Representantes Legales de la Sucursal*”. Nació el 30 de marzo de 1957, siendo su DNI 13.103.617 y su CUIL 20-13103617-6.

Hernán Trossero es Vicepresidente de Relaciones Institucionales. Es Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Rosario y Magister en Administración de la George Washington University. Posee amplia experiencia en áreas de Relaciones Institucionales y Cooperación Internacional entre otras. Trabajó en Axion Energy, donde se desempeña como Director de Asuntos Públicos. Con anterioridad desempeñó varias funciones en PSA Peugeot Citroën, Toyota Argentina y en la Secretaría de Industria de la Nación. Nació el 25 de diciembre de 1965, siendo su DNI 17.517.803 y su CUIL 20-17517803-2.

Romina Cavanna es Vicepresidente de Recursos Humanos desde el 1° de abril de 2015. Es Lic. en Relaciones Públicas egresada de UADE y Magister en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés. Previamente ocupó distintos cargos ejecutivos en Cervecería y Maltería Quilmes – Grupo AB Inbev, siendo su última asignación la de People Director Latin America South. Nació el 6 de marzo de 1970, siendo su DNI 21.535.295 y su CUIL 27-21535295-7.

Rodrigo M. Ramacciotti es Vicepresidente de Relaciones Laborales de Pan American, compañía a la que se incorporó en 2008. Previamente se desempeñó en puestos gerenciales en las áreas de recursos humanos y legales de San Antonio Internacional – GP Investments y Pride Internacional. Es abogado graduado en la Universidad Católica de la ciudad de Rosario. Nació el 29 de agosto de 1969, siendo su DNI 20.803.458 y su CUIL 20-20803458-9.

Rafael Machin es Vicepresidente de Planeamiento. Trabaja en Pan American desde 1997, habiendo ocupado diversos cargos gerenciales. Se graduó como Ingeniero Industrial de la Universidad Católica Argentina, y obtuvo un master en Negocios Internacionales en la Universidad de Belgrano. Nació el 6 de junio de 1965, siendo su DNI 17.362.951 y su CUIL 20-17362951-7.

Marcos Bulgheroni se desempeña como Vicepresidente de Desarrollo de Negocios desde mayo de 2013. Previamente cumplió funciones ejecutivas en otras empresas del sector energético. Se graduó en Economía en la Universidad de Yale, USA, y tiene un MBA en Columbia Business School. Es hijo del Sr. Carlos A. Bulgheroni (véase “*Directores, Administradores, Gerencia y Empleados – Comité de Dirección*”). Nació el 26 de octubre de 1972, siendo su DNI 22.993.063 y su CUIL 20-22993063-0.

Federico Caldora es Vicepresidente de Seguridad, Ambiente y Excelencia Operativa desde noviembre de 2013. Anteriormente se desempeñó como Vicepresidente de Operaciones de Petróleo del GSJ. Trabajó desde 1986 en Bidas y luego en Pan American, ocupando diversas posiciones en las áreas de Mantenimiento y Operaciones. Es graduado en Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue en 1985. Nació el 8 de enero de 1960, siendo su DNI es el N° 13.970.670 y cuenta con CUIT/CUIL N° 20-13970670-7.

Juan M. Bulgheroni se desempeña como Vicepresidente de Programación y Control de Gestión desde mayo de 2013. Previamente cumplió funciones ejecutivas en otras empresas del sector energético. Se graduó en Ingeniería en Petróleo en Colorado School of Mines, USA y tiene un MBA en Darden, University of Virginia. Es hijo del Sr. Alejandro P. Bulgheroni (véase “*Directores, Administradores, Gerencia y Empleados – Comité de Dirección*”). Nació el 10 de agosto de 1974, siendo

su DNI 24.042.771 y su CUIL 20-24042771-1.

Fernando Villarreal es Vicepresidente de Operaciones Offshore y Operaciones de Gas desde enero de 2008. Trabajó desde 1995 en Bidas y luego en Pan American. Se graduó en Ingeniería Civil de la Universidad Nacional de Buenos Aires. Previamente trabajó en empresas de la Organización Techint, Bidas y Deminex. Nació el 13 de julio de 1953, siendo su DNI 10.923.847 y su CUIL 20-10923847-4.

Rafael Villareal es Vicepresidente de Operaciones de Petróleo en GSJ desde 2014. Trabajó en Bidas desde 1988 y luego en Pan American, ocupando diversas posiciones en las áreas de Desarrollo de Negocios, Exploración, Planeamiento, Operaciones y Servicios. Se graduó en Ingeniería Civil de la Universidad de Buenos Aires. Nació el 15 de mayo de 1962, siendo su DNI 14.950.233 y su CUIL 20-14950233-6.

Marcelo Gioffre es Vicepresidente de Supply Chain desde el 1° de febrero de 2015. Ha manejado proyectos de consultoría en el país y en el exterior. Es Ingeniero Electrónico en la Universidad de Buenos Aires. Obtuvo un MBA en la Escuela Superior de Economía y Administración de Empresas ESEADE entre otros posgrados. Nació el 04 de febrero de 1964, siendo su DNI 16.930.225 y su CUIL 20-16930225-2.

Alejandro López Angriman es Vicepresidente de Desarrollo de Reservas desde 2011. Trabajó desde 1989 en Bidas y luego en Pan American, ocupando diversas posiciones en el área de Desarrollo de Reservas. Es Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Nació el 27 de agosto de 1962, siendo su DNI 16.050.813 y su CUIL 20-16050813-3.

Ricardo E. Digregorio es Vicepresidente de Exploración desde 2013. Es Geólogo egresado de la Universidad de Buenos Aires y se ha desempeñado previamente en posiciones ejecutivas en Pan American, YPF, Schlumberger, Petrolera Argentina San Jorge y Chevron tanto en el país como en el exterior. Nació el 12 de marzo de 1957, siendo su DNI 12.817.279 y su CUIL 20-12817279-4.

Gerardo A. Doria es Vicepresidente de Perforación desde el 1° de febrero de 2015. Es Ingeniero Electrónico egresado de la Universidad de la Patagonia San Juan Bosco. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Operaciones en GSJ. Previamente ocupó distintos cargos ejecutivos en el Grupo Indalo e YPF. Nació el 17 de septiembre de 1971, siendo su DNI 22.364.257 y su CUIL 20-22364257-9.

Pablo G. Gori es Vicepresidente de Instalaciones desde 2012. Trabaja en Pan American desde 2004, ocupando diversas posiciones ejecutivas en el área de Ingeniería de Procesos y Proyectos, tanto en Golfo San Jorge, como en Buenos Aires. Anteriormente se desempeñó en ARMK SRL. Es Ingeniero Químico de la Universidad de Buenos Aires. Nació el 12 de abril de 1959, siendo su DNI 13.308.618 y su CUIL 20-13308618-9.

El domicilio comercial de los funcionarios ejecutivos es Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, (C1001AAT), Buenos Aires, Argentina.

Asesores

Salvo que se especifique lo contrario en el respectivo Suplemento de Precio, la validez de la creación del Programa y la emisión de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables conforme a aquél y los asuntos vinculados con la ley argentina serán asesorados por el Estudio Perez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martinez de Hoz, asesores legales de la Sucursal, con oficinas en la calle Suipacha 1111, piso 18°, de la C.A.B.A.

Audidores

Los Estados Financieros de la Emisora, que fueron preparados de acuerdo con las NIIF, según corresponde, han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina, según consta en sus informes incluidos en este Prospecto.

Los auditores de la Emisora por los tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012, 2013 y 2014 fueron los siguientes¹³:

¹³ Tal cual surge de la información que se encuentra plasmada en los respectivos informes de los auditores presentados.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Sociedad	Domicilio	Auditor Firmante
2012	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Néstor Raúl García ¹⁴
2013	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ariel S. Eisenstein ¹⁵
2014	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calveti ¹⁶

El auditor durante el ejercicio en curso, comenzado el 1 de enero de 2015 y que finalizará el 31 de diciembre de 2015, es Ricardo D. Calveti, de KPMG, matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A., bajo el Tomo 250 y Folio 53. Su N° de DNI es 23.147.247, su N° de CUIT es 23-23147247-9 y su domicilio es Avda. Rivadavia 5300, Piso 14°, Caballito, C.A.B.A.

¹⁴ Matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A., bajo el Tomo 207 y Folio 61. Su N° de DNI es 17.606.125, su N° de CUIT es 20-17606125-2 y su domicilio es Bouchard 710 Piso 1°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

¹⁵ Matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A., bajo el Tomo 217 y Folio 185. Su N° de DNI es 20.729.377, su N° de CUIT es 20-20729377-7 y su domicilio es Vuelta de Obligado 2544 2°, C.A.B.A..

¹⁶ Matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A., bajo el Tomo 250 y Folio 53. Su N° de DNI es 23.147.247, su N° de CUIT es 23-23.147.247-9 y su domicilio es Avda. Rivadavia 5300, Piso 14°, Caballito, C.A.B.A..

DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

Este resumen destaca información significativa respecto de este Programa. Se recomienda leer este Prospecto en su totalidad. Para mayor información sobre los términos y condiciones particulares de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, todo interesado deberá leer atentamente las disposiciones de este Prospecto y del correspondiente Suplemento de Precio antes de realizar su inversión.

Emisora	Pan American Energy LLC, Sucursal Argentina
Monto del Programa	Las Obligaciones Negociables de todas las Clases y/o Series en todo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de hasta US\$ 1.100.000.000 (o su equivalente en pesos u otras monedas). Sujeto a la previa aprobación de la CNV, y sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables, la Emisora podrá modificar en cualquier momento el monto del Programa para aumentar el capital total de Obligaciones Negociables que pueden ser emitidas en el marco del mismo.
Vigencia del Programa	Cinco años a partir de la autorización del Programa por parte de la CNV.
Forma y Denominación	Las Obligaciones Negociables se emitirán bajo la forma de títulos globales nominativos, títulos escriturales, títulos cartulares nominativos con o sin cupones de intereses, u otra forma que eventualmente autoricen las normas aplicables. De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 24.587 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 legislación esté vigente, la Emisora sólo emitirá Obligaciones Negociables nominativas no endosables. De tal manera, podrá emitir Obligaciones Negociables representadas en certificados globales o parciales inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros, como ser Depository Trust Company (“DTC”), Euroclear, SA/NV (“Euroclear”), Clearstream Banking, Société Anonyme (“Clearstream”) o Caja de Valores S.A., entre otros. Las liquidaciones, negociaciones y transferencias dentro de aquellas entidades se realizarán de acuerdo con las normas y procedimientos operativos habituales del sistema pertinente. La forma en la cual se emita cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, así como también las denominaciones mínimas, entre otras características, se especificarán en el Suplemento de Precio correspondiente, sujeto a la legislación aplicable.
Precio de Emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con una prima sobre su valor nominal, o estar sujetas a cualquier otra condición y modalidad, de acuerdo se establezca en el Suplemento de Precio aplicable a su Serie.
Amortización	La forma de pago del capital bajo las Obligaciones Negociables se realizará de acuerdo a lo que se especifique en cada Suplemento de Precio y sujeto a las leyes y reglamentaciones aplicables.
Intereses	Las Obligaciones Negociables devengarán intereses sobre la base de una tasa fija o variable, o bien serán emitidas sobre una base totalmente descontada, en cuyo caso no devengarán intereses, conforme se lo determine para cada Clase y/o Serie en el correspondiente Suplemento de Precio. Cuando fuere a devengar intereses, cada Obligación Negociable podrá hacerlo a una tasa fija o a una tasa determinada por referencia a una tasa

de interés u otra fórmula de tasas de interés, la cual podrá ser ajustada agregando o restando un margen, o cualquier combinación de ellas. Cuando se utilice una tasa de interés variable, también podrá existir una limitación numérica máxima o mínima a la tasa de interés.

Vencimientos

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a corto, mediano o largo plazo. Se emitirán con vencimientos con los plazos mínimos y máximos que puedan ser fijados por las reglamentaciones aplicables, según se especifique en el correspondiente Suplemento de Precio.

Destino de los Fondos

Los fondos netos provenientes de la emisión de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables serán aplicados por la Emisora a uno o más de los siguientes fines, siempre de conformidad con lo requerido por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) capital de trabajo en Argentina, (ii) inversiones en activos físicos ubicados en Argentina, (iii) refinanciación de su deuda o (iv) aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas, siempre que tales sociedades empleen los fondos de tales aportes conforme a una o más de las formas previstas en las cláusulas (i), (ii) o (iii) precedentes; y/o a los demás fines que se describan en el correspondiente Suplemento de Precio. Véase “Información Clave Sobre la Emisora – Razones para la Oferta y Destino de los Fondos” de este Prospecto.

Moneda de Emisión y Pago

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se lo especifique en el respectivo Suplemento de Precio.

Conforme se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominen, con el alcance permitido por la legislación aplicable.

Método de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más Clases o Series. Las Obligaciones Negociables de una determinada Clase podrán agruparse en distintos tramos. Periódicamente la Emisora podrá crear y emitir, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación de aquella Serie, Obligaciones Negociables adicionales a aquella Serie con los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de esa misma Serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses). Las Obligaciones Negociables adicionales formarán en última instancia una única Clase con las Obligaciones Negociables de la Clase respectiva que anteriormente se encontraba en circulación. La Emisora establecerá los términos específicos de cada Clase o Serie de Obligaciones Negociables en el respectivo Suplemento de Precio.

Rango

Salvo indicación en contrario en el Suplemento de Precio aplicable, las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con 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 de la Emisora (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por la legislación aplicable, incluyendo, entre otras, las acreencias por impuestos

y de índole laboral).

De así establecerlo el Suplemento de Precio pertinente, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables garantizadas, con garantía por un convenio de cesión, privilegio y toda otra garantía real o personal, las que tendrán prioridad de pago, con el alcance de dicha garantía, sobre toda otra deuda no garantizada, presente y futura de la Emisora (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por legislación aplicable).

Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas, que estarán en todo momento en inferior prioridad de pago al de su deuda garantizada y no subordinada (así como las obligaciones que gocen de preferencia por la legislación aplicable).

Rescate Optativo

La Emisora podrá reservarse el derecho de rescatar y pagar antes del vencimiento la totalidad o cualquier parte de las Obligaciones Negociables de cualquier Serie al precio y conforme lo indicado en el Suplemento de Precio correspondiente, asegurándose el trato igualitario a todos los tenedores de una misma Serie.

Rescate Optativo por Razones Impositivas

La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables de cualquier Serie en su totalidad (y no parcialmente) en caso de ocurrir ciertos supuestos fiscales en la Argentina. Véase “*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate y Compra - Rescate por Cuestiones Impositivas*” de este Prospecto.

Retención Impositiva; Montos Adicionales

Todos los pagos de o respecto del capital, intereses y prima, si hubiera, sobre cada Obligación Negociable serán efectuados libres y netos y sin deducción o retención por o a cuenta de impuestos, presentes o futuros, aplicables en la Argentina o cualquier provincia o municipio de dicho país, a menos que tal retención o deducción sea exigida por la legislación. En ese caso, la Emisora, sujeto a determinadas excepciones, pagará aquellos montos adicionales que puedan ser necesarios para asegurar que los montos recibidos por el tenedor después de tal retención o deducción sean iguales a los respectivos montos de capital, intereses y prima, si hubiera, que se habrían cobrado respecto de tal Obligación Negociable en ausencia de tal retención o deducción. Entre esas excepciones, la Emisora no pagará montos adicionales a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, que sea responsable de Impuestos Argentinos (según se define en el presente) respecto de dicha obligación negociable con motivo de tener una vinculación actual o anterior con la Argentina que no sea exclusivamente la tenencia o titularidad de dicha obligación negociable o la ejecución de derechos exclusivamente respecto de dicha obligación negociable o la percepción de ingresos o pagos al respecto. Véase “*Información Adicional – Carga Tributaria*” y “*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables - Rescate y Compra - Rescate por Cuestiones Impositivas*” de este Prospecto.

Listado y Negociación

Las Obligaciones Negociables podrán encontrarse listadas o ser negociadas en uno o varios mercados de valores del país o del exterior. Sin embargo, la Emisora no puede asegurar que las solicitudes correspondientes sean aceptadas. Asimismo, podrán

emitirse Obligaciones Negociables que no listen y/o no se negocien en ningún mercado de valores, en cuyo caso no tendrán los beneficios impositivos descriptos en la sección “*Información Adicional – Carga Tributaria*” de este Prospecto. La Emisora determinará en el Suplemento de Precio aplicable a cada una de las Series si las Obligaciones Negociables se encontrarán listadas y/o se negociarán y, en todo caso, en qué mercado de valores lo harán. A los efectos de tener los referidos beneficios impositivos, las Obligaciones Negociables deberán listarse y/o negociarse en al menos un mercado de valores autorizado por la CNV.

Calificación de Riesgo

El presente Programa no cuenta con calificación de riesgo. Según la Emisora establezca en el correspondiente Suplemento de Precio, las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa podrán o no estar calificadas. Si una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en el marco de este Programa recibiera calificación, la Emisora proporcionará la calificación de riesgo y la información relativa a ella en el Suplemento de Precio correspondiente.

Legislación Aplicable

En el Suplemento de Precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables se establecerá la legislación aplicable a dichas Obligaciones Negociables. En este sentido, si así se estableciera en el Suplemento de Precio aplicable de la serie respectiva, las Obligaciones Negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con una legislación distinta a la legislación argentina.

Sin embargo, todas las cuestiones relativas a la debida autorización y emisión de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales conforme a la legislación argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones (la “Ley General de Sociedades”) y otras normas argentinas aplicables.

Jurisdicción

Toda controversia que se suscite entre la Emisora, los inversores en Obligaciones Negociables, cualquier persona que intervenga en cualquier carácter en cualquiera de las clases y/o series que se emitan bajo el Programa y cualquier tercero con relación a lo previsto en el presente Prospecto y/o cualquier Suplemento de Precio aplicable, su existencia, validez, calificación, interpretación, alcance, cumplimiento o resolución, se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “BCBA”) o el tribunal arbitral que la CNV autorice y lo reemplace (el “Tribunal”), en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el Merval a la BCBA en materia de constitución de Tribunales Arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 17.501 de la CNV, de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho que todas las personas mencionadas anteriormente conocen y aceptan, salvo lo dispuesto, en caso de resultar aplicable, en el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales relativo al derecho de los inversores en Obligaciones Negociables de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes en caso de conflicto con la mencionada entidad o con los agentes que actúen en su ámbito, y todo ello sin perjuicio del derecho de dichos inversores de reclamar el cobro judicial de cualquier suma adeudada por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, acudiendo a los

tribunales judiciales competentes, y/o de la forma que se establezca en el Suplemento de Precio aplicable. La sentencia que dicte el Tribunal será apelable y se encontrará sujeta a los recursos que se encuentren disponibles. La tasa de arbitraje y gastos que se deriven del procedimiento arbitral serán determinados de conformidad a la reglamentación aplicable al Tribunal. Asimismo, un Suplemento de Precio podrá establecer –alternativa o conjuntamente- la jurisdicción de tribunales o árbitros extranjeros con relación a una clase o serie particular de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa.

Acción Ejecutiva

El artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en caso de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo una Obligación Negociable, el tenedor de dicha Obligación Negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener su cobro. El artículo 131 de la Ley de Mercado de Capitales establece que se podrán expedir comprobantes de las Obligaciones Negociables representadas en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en las mismas a los efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, incluso mediante acción ejecutiva, para lo cual será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito.

Colocación

Cuando la colocación por oferta pública y la distribución de las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco de este Programa sean efectuadas en la Argentina, será de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. La oferta pública de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa ha sido autorizada por la CNV mediante la Resolución N° 17.197 de fecha 10 de octubre de 2013 emitida por su directorio. Conforme se determine en el Suplemento de Precio de cada Clase y/o Serie en particular, las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas fuera de la Argentina, lo cual será realizado únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables y, cuando corresponda, valiéndose de exenciones a la oferta pública que establezcan las leyes de tales jurisdicciones. Los Suplementos de Precio correspondientes detallarán los esfuerzos de colocación que se realizarán en virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, incluyendo la Resolución Conjunta.

Adjudicación

El proceso de adjudicación de las Obligaciones Negociables será el establecido en el Suplemento de Precio respectivo. Sin perjuicio de ello, cada Suplemento de Precio podrá prever fórmulas de ponderación para la asignación de las Obligaciones Negociables, en la medida en que no se excluya ninguna oferta por igual precio.

Colocadores

La Emisora podrá ofrecer y vender Obligaciones Negociables periódicamente en forma directa o a través de uno o más colocadores que se designen oportunamente para cada Clase y/o Serie en el Suplemento de Precio aplicable.

Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Cálculo y Agente de Pago

Según se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, la Emisora podrá designar para cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables una o más personas para que actúen como Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Cálculo y/o Agente de Pago.

Fiduciarios

En oportunidad de la emisión de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, y según sea informado en el

respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá celebrar un convenio 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.

Sistemas de compensación

La Emisora podrá solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en Caja de Valores S.A. y podrá solicitarse, según se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en Euroclear, Clearstream, DTC u otro sistema de compensación que allí se establezca.

Gastos y Costos

Los gastos y costos relacionados con la creación del Programa y la emisión de cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables estarán a cargo de la Emisora salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable.

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 la información contable y financiera

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012¹⁷ y a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014¹⁸.

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal (en millones de pesos)

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2015	2014	2014	2013	2012
INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO					
INGRESOS					
Ventas netas	12.315	12.281	24.802	16.686	12.330
COSTOS Y GASTOS					
Costo de ventas	(8.710)	(6.784)	(14.784)	(10.237)	(8.328)
Gastos de exploración	(41)	--	(74)	(7)	(108)
Gastos de administración	(946)	(729)	(1.608)	(964)	(767)
RESULTADO OPERATIVO	2.618	4.768	8.336	5.478	3.128
Resultados financieros, netos	(644)	277	(233)	71	(409)
Otros ingresos y egresos, neto	173	(75)	4	67	49
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	2.147	4.970	8.107	5.616	2.767
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(821)	(1.562)	(2.857)	(1.590)	(955)
Cargo por impuesto a las ganancias – diferido	(427)	(1.283)	(1.330)	(1.539)	(425)
GANANCIA NETA DEL PERIODO/EJERCICIO	899	2.125	3.921	2.486	1.387
RESULTADO INTEGRAL DEL PERIODO / EJERCICIO	3.145	8.442	11.834	8.377	3.415
EBITDA	5.355	6.607	12.568	7.938	5.156
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(849)	(538)	(1.117)	(676)	(543)

¹⁷ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 disponible en AIF.

¹⁸ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, disponibles en la AIF.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2015	2014	2014	2013	2012
INFORMACIÓN DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA:					
ACTIVO					
Activo corriente	5.449	6.132	5.402	4.044	3.261
Activo no corriente					
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	73.550	56.343	64.526	42.351	28.881
Otros activos no corrientes	1.807	1.545	1.849	1.034	714
Total del activo no corriente	75.357	57.888	66.375	43.385	29.595
Total del activo	80.806	64.020	71.777	47.429	32.855
PASIVO					
Total del pasivo corriente	14.979	9.999	10.854	7.805	6.075
Total del pasivo no corriente	26.058	20.790	24.299	14.773	10.257
Préstamos y Obligaciones Negociables no corrientes	10.464	8.006	10.015	5.823	5.302
Otros pasivos no corrientes	15.594	12.784	14.284	8.951	4.955
Total del pasivo	41.037	30.789	35.153	22.578	16.332
Resultados no asignados - Casa Matriz	16.324	13.630	15.425	11.566	9.129
Capital asignado a la Sucursal	222	222	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239	239	239
Otro resultado integral	19.052	15.209	16.806	8.892	3.001
Reserva especial	3.932	3.932	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	39.769	33.231	36.624	24.852	16.524
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	80.806	64.020	71.777	47.429	32.855

Otra información de la Sucursal

Indicadores

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2015	2014	2014	2013	2012
Margen bruto (% de ventas netas)	29,3	44,8	40,4	38,6	32,5
Margen operativo (% de ventas netas)	21,3	38,8	33,6	32,8	25,4
EBITDA (% de ventas netas)	43,5	53,8	50,7	47,6	41,8
Índice de liquidez ¹⁹ (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,36	0,61	0,50	0,52	0,54
Inmovilización de capital ²⁰ (Activo no corriente / Total activo)	0,93	0,90	0,92	0,91	0,90
Solvencia ²¹ (Patrimonio / Total pasivos)	0,97	1,08	1,04	1,10	1,01
EBITDA/ Intereses generados por pasivos	6,31	12,27	11,25	11,75	9,50
Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	1,79	0,91	1,12	1,16	1,63
Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,45	0,33	0,29	0,37	0,37
Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,32	0,26	0,28	0,27	0,34
Índice de rentabilidad ²² (Ganancia Neta / Patrimonio neto promedio)	0,05	0,15	0,13	0,12	0,09

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

	2014 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾
Total de reservas certificadas (mmbpe) ⁽²⁾	2.092,6	2.068,5	2.053,2
Total de reservas probadas (mmbpe) ⁽²⁾	1.272,3	1.257,4	1.247,1
Producción diaria promedio (mbped) ⁽²⁾⁽³⁾	166,7	165,5	179,0
Ventas netas (millones de pesos)	24.802	16.686	12.330
EBITDA (millones de pesos) ²³	12.568	7.938	5.156
Ganancia neta (millones de pesos) ²⁴	3.921	2.486	1.387
Inversiones de capital (millones de pesos) ²⁵	12.257	6.254	4.006

(1) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF.

(2) mmbpe y mbped significa millones de barriles de petróleo equivalente y miles de barriles de petróleo equivalente por día, respectivamente.

(3) El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones o procesado en las plantas de procesamiento de gas.

¹⁹ La información de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre 2014, 2013 y 2012 se encuentra incluida en la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pág. 66). En relación a la información por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, la misma surge de la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 (pág. 39).

²⁰ Id. anterior

²¹ Id. anterior

²² La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondiente a 2014, 2013 y 2012, ha sido calculada considerando la Ganancia Neta y se divide por el Patrimonio Neto Promedio al inicio y al cierre de los Estados Financieros correspondientes para cada caso. Para los períodos de 6 meses el indicador ha sido anualizado.

²³ El EBITDA comprende las ventas netas menos (i) costo de ventas y (ii) los gastos de administración más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles

²⁴ Las referencias a las ganancias netas correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 (pág. 8) y la correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 se encuentra incluida en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013 (pag.8).

²⁵ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

	<u>2015^(a)</u>	<u>2014^(a)</u>
Ventas netas ²⁶ (millones de pesos)	12.315	12.281
EBITDA (millones de pesos)	5.355	6.607
Ganancia neta ²⁷ (millones de pesos)	899	2.125
Inversiones de capital (millones de pesos) ²⁸	7.745	5.285

(a) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF.

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y está basado en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 respectivamente bajo NIIF.

	<u>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</u>		
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<i>(en millones de Ps.)</i>		
EBITDA	12.568	7.938	5.156
Gastos de exploración	(74)	(7)	(108)
Intereses generados por activos	188	65	48
Intereses generados por pasivos	(1.117)	(676)	(543)
Otros resultados financieros	697	681	86
Depreciación de propiedad, planta y equipo	(4.134)	(2.440)	(1.915)
Amortización de activos intangibles	(24)	(13)	(6)
Otros ingresos y egresos – neto	4	67	49
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(2.857)	(1.590)	(955)
Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(1.330)	(1.539)	(425)
Ganancia neta	3.921	2.486	1.387

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014 y está basado en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 y 2014 bajo NIIF.

	<u>Período de seis meses finalizado el 30</u>	
	<u>de junio de</u>	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	<i>(en millones de Ps.)</i>	
EBITDA	5.355	6.607
Gastos de exploración	(41)	-
Intereses generados por activos	72	99
Intereses generados por pasivos	(849)	(538)
Otros resultados financieros	133	716
Depreciación de propiedad, planta y equipo	(2.680)	(1.828)
Amortización de activos intangibles	(16)	(11)
Otros ingresos y egresos – neto	173	(75)
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(821)	(1.562)
Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(427)	(1.283)
Ganancia neta	899	2.125

Capitalización de la Emisora

El siguiente cuadro presenta la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Sucursal al 30 de junio de 2015, y ha sido extraído y está totalmente sujeto a los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal a dicha fecha, que han sido confeccionados de acuerdo con las NIIF y deben ser leídos en conjunto con los Estados Financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2014.

²⁶ Información proveniente del Estado del Resultado en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

²⁷ Id 26.

²⁸ La información relativa a Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 (pag.10).

	Al 30 de junio de 2015
	(en millones de pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	176
Deuda financiera corriente:	
(Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos	8.310
Obligaciones negociables	370
Total deuda financiera corriente	8.680
Deuda Financiera no corriente:	
Préstamos	4.068
Obligaciones Negociables	6.396
Total deuda financiera no corriente	10.464
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	16.324
Capital asignado a la Sucursal	222
Ajuste de capital	239
Otros resultado integral	19.052
Reserva Especial	3.932
Patrimonio	39.769
Capitalización total de la Sucursal	58.913

(1) Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición. La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

Razones para la Oferta y Destino de los Fondos

Conforme a lo requerido en virtud del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, los fondos netos obtenidos por la Sucursal de la oferta y venta de cualquier Serie o Clase de Obligaciones Negociables serán utilizados para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos en Argentina, (ii) con fines de capital de trabajo a ser utilizado en Argentina, (iii) para refinanciar deuda, en el vencimiento original o con anterioridad, y (iv) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, que utilizarán tales aportes exclusivamente con los propósitos establecidos en los puntos (i), (ii) o (iii) precedentes. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Precio correspondiente.

Factores de Riesgo

Antes de tomar una decisión de inversión, los compradores potenciales deben considerar cuidadosamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y objetivos de inversión, toda la información que se incluye en este Prospecto, en particular, los factores de riesgo que se describen a continuación y en el Suplemento de Precio correspondiente (si hubiera), en relación con la Emisora, Argentina y la inversión en las Obligaciones Negociables. Las actividades de la Emisora, su situación patrimonial o financiera y/o los resultados de sus operaciones podrían verse afectados de modo considerablemente adverso por cualquiera de estos factores. Asimismo, los riesgos que se describen a continuación no son los únicos que enfrenta la Emisora o las inversiones en Argentina en general. En efecto, hay riesgos adicionales de los que hoy la Emisora no tiene conocimiento o que no se consideran significativos a la fecha pero que también podrían menoscabar sus operaciones comerciales. Asimismo, podrán enunciarse factores de riesgo adicionales relacionados con una Serie o Clase determinada de Obligaciones Negociables en el Suplemento de Precio correspondiente.

Este Prospecto también incluye declaraciones referidas al futuro que involucran determinados riesgos e incertidumbres. A tal fin, véase la Sección “Advertencia respecto de Declaraciones sobre Hechos Futuros” en este Prospecto. Los resultados reales podrían diferir significativamente de los previstos en estas declaraciones referidas al futuro como resultado de determinados factores que incluyen los riesgos que la Emisora deberá enfrentar, según se describe a continuación y en otras secciones de este Prospecto.

Factores de Riesgo Relacionados con la Argentina

Descripción General

El gobierno argentino (“Gobierno Argentino” o “Gobierno”) ha ejercido históricamente una influencia significativa en la economía argentina. Como se describe en el presente, la Emisora es la sucursal en Argentina de Pan American y sus activos se encuentran ubicados dentro de la Argentina. En consecuencia, su situación financiera y los resultados de las operaciones dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, sociales y políticas prevalecientes en la Argentina. El valor de las Obligaciones Negociables podría verse afectado por cambios en los costos laborales, la inflación, las tasas de interés, la variación en el valor del peso frente a otras monedas, los controles de cambio, los impuestos, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos y económicos en Argentina.

No puede asegurarse que cualquier acontecimiento futuro, incluyendo el dictado de regulaciones por parte del Gobierno o de las autoridades argentinas no afectará negativamente la situación patrimonial o financiera y/o los resultados de las operaciones de las empresas del sector privado, incluyendo a la Emisora, o los derechos de los tenedores de títulos valores emitidos por dichas entidades o el valor de los mismos, incluyendo, sin limitar, a las Obligaciones Negociables.

La economía argentina está sujeta a fluctuaciones y podría no crecer de forma sostenida.

La economía argentina ha experimentado una gran volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento alto con otros de crecimiento bajo o negativo, alta inflación y devaluación de la moneda. Durante 2001 y 2002, Argentina atravesó un período de grave crisis política, económica y social que causó una importante retracción de la economía y dio lugar a cambios radicales en las políticas del Gobierno Argentino. Luego de dicha crisis, Argentina aumentó significativamente su Producto Bruto Interno (“PBI”). En 2008 y 2009, la economía argentina experimentó una disminución en su tasa de crecimiento, con motivo de factores externos e internos, incluyendo los efectos de la crisis económica mundial y una sequía prolongada que afectó las actividades agropecuarias. El crecimiento del PBI real repuntó en 2010 y 2011, con un incremento del 7,3% en 2011, según los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”). En 2012 y 2013, el crecimiento del PBI se desaceleró, resultando en 1,9% y 3%, respectivamente, mientras que en 2014 el crecimiento del PBI fue de 0,5%, según el INDEC.

El crecimiento económico sustentable depende de diversos factores, incluyendo las medidas que adopte el Gobierno Argentino, la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores y los inversores argentinos y extranjeros y un índice de inflación estable y relativamente bajo.

La Emisora no puede brindar garantías de que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina, sobre los que no se tiene control, no afectarán sus actividades, su situación patrimonial o financiera y/o el resultado de sus operaciones, lo cual podría afectar la capacidad de la Emisora de repagar las Obligaciones Negociables.

La inflación puede tener efectos adversos sobre la economía argentina.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno Argentino de estimular el crecimiento económico. La devaluación del peso en enero de 2002 creó presiones en los precios locales que generó una alta inflación en 2002, hasta estabilizarse sustancialmente en 2003. Durante 2002, la inflación (medida por el índice de precios al consumidor) registró un aumento del 41%, de acuerdo con el INDEC. A pesar de una reducción al 3,7% en 2003, la inflación aumentó nuevamente al 6,1% en 2004 y 12,3% en 2005, de acuerdo con el INDEC. Durante los años 2012, 2013 y 2014, la inflación publicada por el INDEC fue de 10,8%, 10,9% y 23,9%, respectivamente. El directorio del Fondo Monetario Internacional (“FMI”) emitió una “moción de censura” contra la Argentina por la falta de credibilidad de sus estadísticas públicas nacionales. Si bien las cifras que arroja el INDEC son las únicas mediciones oficiales que se registran a nivel nacional, las mediciones privadas y la opinión del FMI respecto de dichos resultados son elementos que plantean dudas razonables respecto de las mediciones de la inflación, y cuyo impacto, de ser aún más gravoso, podría suponer un panorama más desfavorable para la economía argentina y para el negocio de la Emisora. Existen estimaciones privadas que arrojan índices significativamente mayores de inflación que los informes oficiales del INDEC. En tal sentido, desde junio de 2011 la Comisión para la Libertad de Expresión del Congreso de la Nación ha publicado un índice de inflación promedio provisto por consultoras privadas, quienes coinciden en señalar que la inflación real del año 2012 fue 25,6%, la de 2013 fue 28,4%, y la de 2014 se ubicó en el 38,5%.

El 13 de febrero de 2014, el INDEC publicó un nuevo índice de inflación (“IPCNu”) que mide los precios de los bienes en todo el país, y que reemplaza el índice preexistente del INDEC, que únicamente calculaba la inflación en el área metropolitana de la C.A.B.A.

Si bien el FMI reconoció la “implementación y los pasos iniciales tomados por las autoridades argentinas”, con la puesta en marcha del nuevo IPCNu, aun no ha levantado su moción de censura. Conforme este nuevo índice de inflación del INDEC, el índice de precios al consumidor argentino aumentó 23,9% en 2014 y 6,7 % entre los meses de enero y junio de 2015. En la asamblea del FMI de fecha 17 de abril 2015, el organismo manifestó su conformidad respecto de la utilización de los nuevos índices de precios y PBI.

Un escenario inflacionario podría dañar la competitividad de la economía argentina, resultar en un menor crecimiento y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

A su vez, parte de la deuda soberana del país se ajusta a través del Coeficiente de Estabilización de Referencia (el “CER”), que es un índice que está fuertemente ligado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación podría provocar un aumento de la deuda de Argentina.

Si el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) emitiera moneda en forma significativa para financiar el gasto público o asistir a entidades financieras en problemas o si no se pudiera estabilizar el valor del peso con políticas fiscales y monetarias, los niveles de inflación podrían crecer.

Debido a que la Emisora incurre en una parte de sus costos operativos en pesos, en tanto que la mayoría de sus ingresos se facturan en dólares estadounidenses o en pesos conforme a una fórmula basada en el dólar estadounidense, un aumento de la tasa de inflación en Argentina, sin una correlativa devaluación del peso, resultaría en un incremento de los costos operativos de la Emisora, sin un correspondiente incremento de sus ingresos, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial o financiera y/o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de Argentina de obtener financiación en los mercados internacionales es limitada, lo que podría menoscabar su capacidad para implementar reformas y propulsar el crecimiento económico.

En 2005 y en 2010 la Argentina reestructuró US\$ 127 mil millones de su deuda soberana que se encontraba en *default* desde fines de 2001, regularizando en total más del 92,01% aproximadamente de la deuda elegible en forma conjunta para ambos canjes.

Por otra parte, en octubre de 2013, el Gobierno Argentino aprobó un acuerdo logrado con empresas que tenían laudos ante el CIADI, que incluye entre otras cuestiones el pago con bonos, una quita sobre el capital de la deuda y la aceptación de parte de esas compañías de someterse a un arreglo bajo jurisdicción local, además de comprar bonos energéticos Bono Argentino de Ahorro para el Desarrollo Económico, el cual representó una quita del 25% de la deuda original que ascendía a casi US\$ 700 millones.

Asimismo, en mayo de 2014, el Gobierno Argentino alcanzó un acuerdo con el Club de París respecto al monto consolidado de su deuda, que al 30 de abril de 2014 ascendía a US\$ 9.700 millones y que será cancelada de manera total en un plazo de 5 años, con un pago inicial en concepto de capital de US\$ 650 millones de dólares en julio de 2014. El segundo pago - de US\$ 500 millones - se realizó en mayo de 2015 y el siguiente en mayo de 2016. La suma acordada para los intereses asciende a 3% para los saldos de capital durante los primeros 5 años, al tiempo que el acuerdo establece un pago mínimo que deberá afrontar Argentina cada año y se fija un criterio de pagos adicionales en caso de incremento de las inversiones provenientes de los países miembros del Club de París.

Sin embargo, los tenedores de bonos emitidos por la Argentina que se encuentran en *default* (“*holdouts*”) persisten con las acciones legales contra la Argentina persiguiendo el embargo o medidas cautelares sobre activos de la Argentina en el exterior. Ciertos *holdouts* han demandado a la Argentina ante los tribunales federales del estado de Nueva York (Estados Unidos de América), obteniendo un fallo favorable el 22 de noviembre de 2012, en el caso “*NML Capital, Ltd. v. Republic of Argentina*”, el cual ordenó a la Argentina el pago del capital original adeudado con más sus intereses, y el cumplimiento de la cláusula *pari passu* respecto de pagos futuros. Si bien dicho fallo fue apelado por la Argentina, la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito de Manhattan, en su sentencia de fecha 23 de agosto de 2013, confirmó la decisión del Juez Thomas Griesa, favorable a las pretensiones de NML Capital Ltd. y el resto de los demandantes y una vez más, el Gobierno Argentino interpuso un recurso de apelación frente a la Corte Suprema de Justicia de los Estados Unidos de América.

En junio de 2014, se dio a conocer el fallo de la Corte Suprema de los Estados Unidos de América que rechazó la apelación de la Argentina contra el fallo que ordenaba pagar la totalidad de la deuda en *default* a los *holdouts*, dejando de esa manera firme la sentencia y en condiciones de ser ejecutada.

Paralelamente, el Gobierno Argentino ha manifestado en diversas oportunidades su intención de abonar la deuda correspondiente a los acreedores que sí aceptaron los términos de la reestructuración de los años 2005 y 2010. Sin embargo, la decisión de la Cámara de Apelaciones de Nueva York, confirmada por la Corte Suprema de Justicia de los Estados Unidos de América, implica que cualquier potencial pago de la deuda reestructurada, que no vaya acompañado de un pago a los fondos que obtuvieron tales sentencias favorables, podría resultar embargado.

No obstante lo anterior, con fecha 26 de junio de 2014, el Gobierno Argentino depositó a efectos del pago a los acreedores de la deuda reestructurada de una cuota con vencimiento el 30 de junio de 2014- una suma superior a los US\$ 500 millones. Sin embargo, el juez Thomas Griesa calificó el pago de “ilegal” y ordenó al agente de pago, el Bank of New York Mellon, a retener el depósito. El 30 de julio venció el período de gracia para efectuar dicho pago, por lo cual la República Argentina se encuentra en una situación de imposibilidad de cumplimiento frente a los acreedores de la deuda reestructurada.

Por su parte, si bien la Argentina ha iniciado negociaciones con los *holdouts* demandantes con el mediador designado, Daniel Pollack, a la fecha de este Prospecto no se ha arribado a un acuerdo con los mismos.

Asimismo, a raíz del vencimiento del período de gracia antedicho, distintas agencias internacionales calificadoras de riesgo disminuyeron la calificación de la deuda Argentina.

El 19 de agosto de 2014, la Dra. Cristina Fernández de Kirchner, Presidente de la República Argentina, elevó al Senado un proyecto de ley para cambiar la jurisdicción de los bonos y el lugar de pago. La iniciativa, aprobada por el Congreso Nacional el 11 de septiembre reemplaza como agente de pago a The Bank of New York Mellon por Nación Fideicomisos. A través de Nación Fideicomisos se pretende que cobren los bonistas que ingresaron a los canjes de 2005 y 2010, así como también asegurar el depósito de los fondos los tenedores de bonos que no ingresaron a los canjes, incluidos los *holdouts* que litigan contra la Argentina. Se hará bajo las mismas condiciones de los canjes anteriores, incluyendo la quita que aceptaron quienes ingresaron a los canjes de 2005 y 2010. Como aspectos centrales de la nueva ley, además de reemplazarse al agente fiduciario The Bank of New York Mellon por Nación Fideicomisos se prevé que los nuevos bonos ofrecidos se rijan bajo ley y jurisdicción argentina o francesa (en lugar de la ley y jurisdicción de Nueva York).

Con fecha 29 de septiembre de 2014, el juez Thomas Griesa determinó que la República Argentina se encontraba en desacato (*civil contempt*) en relación con el caso “*NML Capital, Ltd. V. Republic of Argentina*”. Con fecha 30 de septiembre de 2014, la República Argentina depositó, localmente, en Nación Fideicomisos, fondos por US\$ 161 millones en relación con sus bonos Par regidos por ley extranjera. Con fecha 31 de octubre de 2014, distintas agencias internacionales calificadoras de riesgo disminuyeron nuevamente la calificación de la deuda soberana argentina.

El 1 de enero de 2015 venció el plazo de vigencia de la cláusula RUFO (*Rights Upon Future Offers*), una de las disposiciones fijadas en los prospectos de canje, que obligaba a la República Argentina a incluir a los tenedores de títulos reestructurados, en cualquier nueva oferta voluntaria que representara una mejora respecto de las condiciones establecidas en los canjes.

Asimismo, el 2 de enero de 2015, la República Argentina depositó a los tenedores de los bonos reestructurados, aproximadamente US\$ 1.000 millones correspondientes a la fecha de pago del 31 de diciembre de 2014. El Gobierno Argentino depositó US\$ 539 millones en Nación Fideicomisos, correspondientes a los servicios de los bonos reestructurados con legislación extranjera y otra suma al fideicomiso reservado para el pago a los *holdouts*, permaneciendo aún congelados en la cuentas de The Bank of New York Mellon en el Banco Central los US\$ 539 millones que la República Argentina depositó para el pago de junio de 2014 a titulares de bonos con legislación argentina, inmovilizados conforme dispusiera el juez Griesa.

A la fecha del presente Prospecto, no son claras las consecuencias de la sanción de la nueva ley de pago soberano ni el desarrollo y efectos de los reclamos de los *holdouts*, pudiendo una sentencia firme contra Argentina en estas causas pendientes, o en nuevas causas relacionadas y reducir aún más las fuentes de financiamiento y de capital de inversión disponibles para Argentina, lo cual podría limitar la capacidad del gobierno argentino de implementar medidas para promover el crecimiento económico.

En suma, el fallo favorable a los *holdouts*, el comportamiento del Gobierno frente a sus compromisos de deuda, las potenciales acciones de los tenedores de bonos (con o sin sentencia firme) que no aceptaron los términos de las ofertas de canje y la posibilidad de que los tenedores que sí aceptaron reestructurar su deuda logren acelerar el pago de sus bonos, dificultan el acceso a los mercados de crédito para el Gobierno Argentino y el sector privado del país. No es posible asegurar que estos factores vayan a cambiar en el futuro.

Todo ello impacta negativamente en una mayor dificultad de la Argentina para acceder a los mercados de capitales internacionales lo que en última instancia podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Emisora para obtener financiamiento internacional y afectar negativamente a su vez las condiciones de crédito local.

Las fluctuaciones del valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial o financiera de la Emisora.

El peso sufrió una significativa depreciación como resultado de la crisis de 2001/2002. A partir de 2003, el valor del peso respecto del dólar estadounidense se estabilizó y el BCRA implementó una política de tipo de cambio flotante que resultó en una apreciación en términos reales del peso con el paso del tiempo. En el año 2011, el peso se vio presionado a medida que la salida de capitales excedía su ingreso y el superávit de la balanza comercial y las reservas en moneda extranjera del BCRA comenzaron a disminuir. Desde 2011, el Gobierno Argentino ha implementado controles cambiarios cada vez más estrictos; no obstante, estos controles no han logrado evitar la continua caída del nivel de reservas internacionales del BCRA de US\$ 43.290 millones en 2012 a US\$ 27.371 millones en 2013, US\$ 31.433 millones en 2014, y aproximadamente US\$ 33.600 en agosto de 2015, de acuerdo a información publicada por el BCRA. En el mes de enero de 2014, el peso se devaluó en 18,63%. Entre los días 23 y 24 de enero de 2014, el peso se devaluó de Ps. 6,9 por US\$ 1 a Ps. 8,02 por US\$ 1, lo que representó la mayor devaluación del peso desde enero de 2002, según las cotizaciones publicadas por el BCRA.

El Gobierno Argentino ha implementado numerosas medidas con el objeto de controlar, directa o indirectamente, el comercio exterior y los mercados cambiarios. Desde que los controles cambiarios comenzaron a robustecerse a fines de 2011, y luego de la implementación de medidas que han limitado el acceso a divisas extranjeras por parte de empresas privadas e individuos (además de exigirse una autorización de las autoridades impositivas para acceder al mercado cambiario), el tipo de cambio implícito ha demostrado un aumento significativo de la devaluación del peso, según lo reflejan las cotizaciones de los títulos valores argentinos que se negocian en mercados extranjeros en comparación con las respectivas cotizaciones de dichos títulos en el mercado local.

La Emisora no puede predecir el valor futuro del peso con respecto al dólar estadounidense ni cómo podrían las fluctuaciones en el valor de estas monedas afectar la demanda de sus productos y servicios, o los costos incurridos en el desarrollo de sus operaciones, o sus resultados. Las regulaciones gubernamentales que imponen controles cambiarios podrían impedir o limitar la capacidad de la Emisora de compensar el riesgo derivado de su exposición a dichas fluctuaciones y, en tal caso, la Emisora no puede predecir el impacto de dichos cambios sobre su situación patrimonial y sus operaciones.

Un descenso en los precios internacionales de los commodities exportados por Argentina y una excesiva apreciación real del peso respecto del dólar podría perjudicar la situación económica y crear nuevas presiones sobre el mercado cambiario y tener un efecto sustancialmente adverso sobre las perspectivas de la Emisora

La dependencia de Argentina de las exportaciones de *commodities* expone al país a los efectos de las fluctuaciones en los precios de dichos bienes, situación que se evidenció durante el 2014 y lo que va de 2015 habiendo la economía argentina mostrado signos de desaceleración debido a una disminución del tipo de cambio real y la baja en los precios de los *commodities*.

Fluctuaciones en los precios de los *commodities* exportados por Argentina y/o una significativa apreciación real del peso podría reducir la competitividad de Argentina y afectar significativamente las exportaciones del país. Una disminución en las exportaciones podría perjudicar la situación económica, tener un efecto sustancialmente adverso en las finanzas públicas debido a la pérdida de ingresos impositivos, y causar un desajuste en el mercado de cambios del país que podría, eventualmente, llevar a una creciente volatilidad del tipo de cambio.

Un aumento significativo en el valor del peso frente al dólar estadounidense presentaría riesgos para la economía argentina. La apreciación del peso frente al dólar estadounidense tiene un impacto negativo en la situación patrimonial de entidades cuyos activos en moneda extranjera superan sus pasivos. Además, una importante apreciación efectiva del peso en el corto plazo podría afectar las exportaciones de modo adverso. Ello podría tener un efecto negativo en el crecimiento del producto bruto interno y del empleo y podría reducir los ingresos del sector público de Argentina reduciendo las recaudaciones impositivas en términos reales, dado su fuerte sustento actual en los impuestos sobre las exportaciones. Una apreciación considerable del peso frente al dólar estadounidense podría tener un efecto adverso en la economía argentina y en el negocio de la Emisora. La escasez de dólares estadounidenses, por su parte, podría llevar a la restricción de poder importar productos necesarios para el desempeño de las operaciones de la Emisora.

Los controles cambiarios y las restricciones sobre las transferencias al exterior y el ingreso de capitales han limitado y se prevé que continúen limitando la disponibilidad del crédito internacional.

La Argentina ha impuesto controles cambiarios y restricciones sobre la transferencia de divisas, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas de mantener divisas extranjeras o efectuar pagos al exterior. Asimismo, se han dispuesto controles sobre el ingreso y egreso de capitales estableciendo, entre otras medidas, la constitución del encaje (la obligación de depositar en una cuenta no remunerativa e intransferible en la Argentina, por el plazo de un año, el 30% del monto de capital ingresado por ciertos conceptos), lo que resultó en una menor disponibilidad de crédito internacional, y la limitación a la venta de moneda extranjera a no residentes para la repatriación de inversiones directas, y a la formación de activos externos para residentes. Además, el Gobierno ha obligado a las empresas mineras y a las empresas petroleras a liquidar en el MULC la totalidad de las divisas generadas por exportaciones, como así también ha obligado a las empresas aseguradoras a repatriar sus inversiones en el exterior.

Al mismo tiempo, la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”) estableció un Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias a través del cual las entidades autorizadas a operar en cambios por el BCRA deberán consultar y registrar, mediante un sistema informático, el importe en pesos del total de cada una de las operaciones cambiarias en el momento en que las mismas se efectúen, estableciéndose limitaciones a la venta al público en general según permita su capacidad contributiva y percepciones del impuesto a las ganancias a cuenta de futuras obligaciones del adquirente.

Asimismo, con fecha 10 de julio de 2014, mediante la Comunicación “A” 5604 y modificatorias el BCRA incorporó un nuevo punto 2.7 al anexo de la Comunicación “A” 5526 (que regula el acceso al MULC por parte de sujetos residentes para la compra de moneda extranjera para su aplicación a destinos específicos en activos locales) estableciendo la posibilidad de que los gobiernos locales y/o residentes del sector privado no financiero que emitan nuevos bonos y otros títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados de valores y sean considerados deuda externa (en los términos del punto 1

del anexo de la comunicación “A” 5265), puedan acceder al MULC de forma simultánea a la liquidación de los fondos que perciban por dichas emisiones, para adquirir billetes de moneda extranjera, por el total del monto liquidado en el MULC, (Comunicación “A” 5757). Estos fondos sólo pueden ser destinados para su depósito en una entidad financiera local a plazo fijo o en una cuenta especial en moneda extranjera y por un plazo total no mayor a los 270 días corridos, y sólo podrán ser retirados de la entidad financiera local, para su venta en el mercado local de cambios. En cada uno de los meses calendarios siguientes al mes de ingreso de los fondos al menos el 80% de las necesidades netas de acceso al mercado local de cambios por todo concepto de la empresa se deberán cubrir con ventas de los fondos depositados en la cuenta especial o a plazo fijo, los fondos que no se hubieran utilizado vencido el plazo de 270 días corridos de la constitución, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 10 días hábiles inmediatos siguientes. Para ello, deberán cumplir con los restantes requisitos establecidos en la Comunicación “A” 5604 y destinar la moneda extranjera adquirida a los fines allí determinados.

El Gobierno podría imponer nuevos controles y restricciones sobre el MULC o sobre las transferencias al exterior, y dichos controles y restricciones adicionales podrían tener un efecto negativo sobre la economía y los negocios de la Emisora si se impusieran en un medio económico donde el acceso a capitales locales se encuentre sustancialmente limitado, pudiendo incluso afectar la capacidad de la Emisora de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera.

La economía argentina podría verse afectada de modo adverso por los acontecimientos económicos de otros mercados globales.

Los mercados de valores y financieros en Argentina se encuentran expuestos, en grado variable, a la influencia de las condiciones económicas y de mercado vigentes en mercados extranjeros. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción que los inversores tienen de los hechos que suceden en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capitales hacia otros países y los valores correspondientes a emisores de otros países, entre ellos Argentina.

La economía argentina sufrió el efecto negativo de los acontecimientos políticos y económicos que tuvieron lugar en varias economías emergentes en la década del '90, entre ellos México en 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica rusa de 1998 y la devaluación ocurrida en Brasil en enero de 1999.

Asimismo, la crisis “*sub-prime*” experimentada en Estados Unidos de América a mediados de 2007 y las dificultades económicas causadas por la recesión y el déficit fiscal en los países de la Eurozona, que ha obligado incluso a varios países de dicho bloque a solicitar rescates de su economía, como los casos de Grecia, Irlanda, Portugal, España y Chipre, han provocado una retracción en las principales economías mundiales que podría expandirse hacia América Latina.

La contracción económica mundial y la consecuente inestabilidad del sistema financiero internacional han tenido y podrían continuar teniendo un efecto negativo sobre el crecimiento económico de Argentina. Asimismo, la actual situación económica podría derivar en una reducción de la demanda o en una caída de los precios de los hidrocarburos, lo cual tendría un efecto negativo en los ingresos de la Emisora. Una caída prolongada en la actividad económica de Argentina podría afectar negativamente la situación patrimonial o financiera y/o de los resultados y los negocios de la Emisora.

Condiciones económicas desfavorables (principalmente en la falta de acceso al crédito internacional, menor demanda de los productos que Argentina exporta al mundo, y exportación de mayores niveles de inflación mundial a la Argentina) así como una desaceleración de la actividad económica global originada por una recesión en Estados Unidos de América (lo que ha ocasionado que varias de las principales economías europeas entraran en recesión técnica), podrían impactar adversamente en la economía de América Latina y de la Argentina, y en el crecimiento de las empresas que operan en Argentina, lo que a su vez podrá impactar en sus inversiones, al tiempo que podrían tener un efecto sustancial adverso en la actividad de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

La intervención estatal en la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de las operaciones o la situación patrimonial o financiera de la Emisora.

Además de los factores descriptos precedentemente, las actividades y operaciones de la Emisora se han visto afectadas, y podrían verse afectadas nuevamente en el futuro, por las medidas tomadas por el Gobierno Argentino mediante nuevas leyes o regulaciones, o la modificación de las normas vigentes, tales como: nacionalizaciones, expropiaciones o adquisiciones forzosas de activos; restricciones a la producción, la importación y la exportación; restricciones cambiarias y/o a las transferencias de fondos; controles de precios directos e indirectos; obligación de abastecer primordialmente al mercado doméstico (aún si ello implica tener que importar producto con márgenes negativos); quitas o modificaciones de subsidios; aumentos impositivos, cambios en la interpretación o en la aplicación de leyes tributarias y demás impugnaciones o reclamos impositivos retroactivos; revocación de derechos contractuales; y demoras o denegaciones de aprobaciones gubernamentales.

En 2008, el Gobierno Argentino absorbió y reemplazó el sistema privado de jubilaciones y pensiones por un sistema público de jubilaciones y pensiones bajo el “régimen de reparto”. Como resultado, la totalidad de los recursos

administrados por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas, incluyendo participaciones significativas en un amplio número de sociedades listadas en mercados de valores, fueron transferidos a un fondo separado (el Fondo de Garantía de Sustentabilidad o “FGS”) administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”). La disolución de las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas y la transferencia de sus activos financieros al FGS han tenido repercusiones significativas en el financiamiento de empresas del sector privado. Los instrumentos de deuda y las acciones que anteriormente podían colocarse a, y ser suscriptas por, las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones, se encuentran en la actualidad sujetos a la discreción de la ANSES. A partir de la adquisición de participaciones en sociedades privadas por medio del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, la ANSES ha tenido la oportunidad de designar representantes estatales en los directorios de dichas empresas.

Conforme al Decreto N° 1.278/12, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional (el “PEN”) el 25 de julio de 2012, los representantes de la ANSES responden directamente al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (el “Ministerio de Economía”) y se encuentran sujetos a un régimen obligatorio de publicidad de información, en virtud del cual deben informar a dicho ministerio inmediatamente el orden del día de cada reunión de directorio y presentar los documentos relacionados a dicha reunión de directorio, entre otras obligaciones.

Asimismo, el 26 de octubre de 2011, el Gobierno Argentino emitió el Decreto N° 1.722/11, que establece que el 100% de los ingresos en moneda extranjera por exportaciones obtenidos por empresas de minería y de petróleo y gas debe repatriarse y liquidarse en el mercado cambiario local, equiparándolo al régimen general aplicable a los ingresos generados por exportaciones argentinas. Previamente a la emisión de dicho decreto, se permitía a la Emisora mantener hasta un 70% del producido de ciertas exportaciones en el exterior.

En abril de 2012, la Presidenta Fernández de Kirchner anunció la intervención de YPF S.A. (“YPF”) y elevó al Congreso Nacional un proyecto de ley para aprobar la expropiación del 51% del capital de la compañía propiedad de Repsol. La expropiación fue luego aprobada por el Congreso de la Nación a comienzos de mayo de 2012, cesando la intervención, y respecto de las acciones, declaradas de utilidad pública y sujetas a expropiación, fueron distribuidas en un 49% a las provincias argentinas, y el restante 51% en manos del Gobierno Argentino. Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó el “Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación”, que reconoce el derecho de Repsol de percibir US\$ 5 mil como compensación por la expropiación antedicha, lo que fue aprobado por el Congreso Nacional con fecha 24 de abril de 2014. Véase asimismo “—Factores de riesgo relacionados con la industria del petróleo y gas— La competencia de la empresa de energía estatal ENARSA y la nacionalización de YPF podrían tener un efecto adverso para la Emisora”.

La Ley N° 26.854, que regula el dictado de medidas cautelares en causas en las que el gobierno argentino sea parte o haya intervenido, fue promulgada el 30 de abril de 2013 como parte de un proyecto de ley de reforma judicial aprobado por el Congreso Nacional. Los principales cambios a partir de la reforma judicial comprenden una limitación al plazo de las medidas cautelares dictadas en los procedimientos iniciados contra el Gobierno Argentino y la creación de tres nuevas Cámaras de Casación previas a la intervención de la Corte Suprema de Justicia de la Nación. Asimismo, la Ley N° 26.855, que entró en vigencia el 27 de mayo de 2013, modificó la estructura y las funciones del Consejo de la Magistratura, el cual se encuentra a cargo de la designación de jueces, la presentación de cargos contra ellos y su suspensión o remoción. Sin embargo, se han presentado diversos recursos legales en contra de estas leyes que resultaron en fallos que, por el momento, han evitado su plena vigencia y aplicación.

Con fecha 18 de septiembre de 2014 el Congreso Nacional aprobó la reforma a la Ley N° 20.680 (la “Ley de Abastecimiento”) con el objetivo de incrementar el control en materia de abastecimiento de bienes y cumplimiento de los servicios, estableciéndose mayor injerencia del Estado sobre la actividad privada. Asimismo, la iniciativa aprobada incluye la posibilidad del Estado Nacional de reglar los derechos de usuarios y consumidores previstos en el artículo 42 de la Constitución Nacional y dispuso la creación de un Observatorio de Precios de Bienes y Servicios. La reforma de la Ley de Abastecimiento establece la posibilidad de que se disponga la continuación de la producción de bienes y la fabricación obligatoria de ciertos niveles o cuotas mínimas, la obligatoriedad de publicar los precios de los bienes y servicios producidos y prestados, la potestad de requerir y secuestrar toda documentación contable o comercial, y la intensificación de multas para personas jurídicas y físicas. La reforma de la Ley de Abastecimiento así como la sanción de nuevas leyes reglamentando los derechos de consumidores y la creación y puesta en funcionamiento del Observatorio de Precios de Bienes y Servicios podría afectar de modo adverso y sustancial nuestras operaciones y el negocio de la Emisora.

Por otra parte, el 1° de octubre de 2014, el Congreso Nacional aprobó la reforma, actualización y unificación de los Códigos Civil y Comercial de la Nación, el cual ha entrado en vigencia, en plenitud, el 1° de agosto de 2015. Si bien dicho Código fue elaborado por una comisión bicameral, su texto ha sido objeto de críticas y discusión, inclusive, luego de su aprobación. Por el momento, no pueden anticiparse las consecuencias que tendrá su aplicación, ni cuál será la interpretación judicial de diversas modificaciones impuestas por el nuevo Código.

Asimismo, recientemente el Poder Ejecutivo Nacional ha aprobado mediante Decreto 1311/2015, publicado en el Boletín Oficial el 7 de julio de 2015, la denominada “Nueva Doctrina de Inteligencia Nacional” que configura, de acuerdo con

los considerandos del Decreto 1311, un cuerpo doctrinario tendiente a sentar las bases de un profundo proceso de reforma y modernización del Sistema de Inteligencia Nacional. A través del referido Decreto se aprueba la creación en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional de la Agencia Federal de Inteligencia como organismo rector del Sistema de Inteligencia Nacional. La Nueva Doctrina de Inteligencia Nacional prevé una "Dirección Operacional de Inteligencia sobre Terrorismo y Delitos Contra el Orden Constitucional" y una "Dirección Operacional de Inteligencia sobre Crimen Organizado", con las respectivas dependencias "Dirección de Inteligencia sobre Delitos Contra el Orden Constitucional" y la "Dirección de Inteligencia sobre Delincuencia Económica y Financiera".

El grado de intervención estatal en la economía podría continuar incrementándose, lo cual podría afectar adversamente la economía argentina y, a su vez, las actividades, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial o financiera de la Emisora.

Asimismo, ciertas medidas del Gobierno Argentino respecto de la economía, incluyendo aquellas relacionadas con la inflación, tasas de interés, controles de precios, controles cambiarios y fiscales, han tenido y pueden continuar teniendo un efecto adverso sobre las entidades del sector privado, incluyendo la Emisora. No puede garantizarse que acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, que escapan al control de la Emisora, no perjudicarán los negocios, la situación financiera y/o resultados de las operaciones de la Emisora y/o afectarán su posibilidad de realizar pagos de capital y/o intereses sobre su endeudamiento pendiente.

Los reclamos de empleados, sindicatos y la conflictividad gremial en general pueden afectar negativamente las operaciones de la Emisora.

En el caso que los empleados de la Emisora y/o de sus contratistas realicen huelgas, sus operaciones podrían verse materialmente afectadas, pudiendo disminuir o interrumpir la producción, lo que podría tener un efecto adverso en su situación patrimonial o financiera y/o los resultados de sus operaciones. Asimismo, la normativa laboral argentina vigente obliga a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles de sueldos y otorgar ciertos beneficios a sus empleados. En el actual contexto de inflación en la Argentina, tanto los empleadores del sector público como los del sector privado experimentaron y posiblemente experimentarán una fuerte presión para aumentar los sueldos y los beneficios de sus trabajadores. No puede asegurarse que el Gobierno Argentino no adoptará otras medidas en el futuro que obliguen a los empleadores a otorgar aumentos de sueldos y/o beneficios adicionales, o que los empleados de la Emisora y/u organizaciones sindicales no solicitarán directamente tales aumentos.

Todo aumento de este tipo podría resultar en un aumento de los gastos operativos de la Emisora y, por lo tanto, afectar adversamente los resultados de sus operaciones.

Factores de riesgo relacionados con la industria del petróleo y gas

La volatilidad de los precios del petróleo y gas puede disminuir el retorno de los proyectos de inversión de la Emisora y una caída sustancial de dichos precios puede afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones.

La demanda y el precio del petróleo y el gas dependen fuertemente de una diversidad de factores, entre ellos, la oferta y la demanda internacional, el nivel de demanda de productos de los consumidores, las condiciones climáticas, el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos, las medidas adoptadas por gobiernos y organizaciones internacionales, y acontecimientos económicos y políticos de orden mundial. La Emisora no tiene ni tendrá control sobre los factores que afectan los precios internacionales del petróleo y del gas. Los precios internacionales del petróleo han fluctuado ampliamente en los últimos años y podrían continuar fluctuando significativamente en el futuro. Durante los últimos años, las fluctuaciones en el precio del petróleo han sido originadas por diversos factores, entre los que se incluyen los conflictos en el norte de África y Medio Oriente, las condiciones climáticas y los desastres naturales, los conflictos globales o actos de terrorismo, inestabilidad política en países productores, el aumento de la demanda de petróleo de parte de países tales como China e India, los efectos de la crisis económico-financiera desencadenada en 2008, y nuevos productores en el mercado. La volatilidad en los precios del petróleo y del gas restringen los proyectos de inversión a largo plazo ya que el retorno esperado de dichas inversiones resulta impredecible.

Ante la caída del precio internacional que experimentó el petróleo crudo (a fines de 2014), y a fin de paliar el efecto de dicha reducción, el 29 de diciembre de 2014 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación emitió la Resolución N° 1077/2014, publicada en el Boletín Oficial el 31 de diciembre de 2014 y con vigencia a partir del 1 de enero de 2015, mediante la cual se modificó el régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos. La referida resolución derogó la Resolución N° 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción y estableció un nuevo régimen, que estipula para el petróleo crudo distintas alícuotas de retención según el precio internacional de referencia ("PI") sea menor o mayor o igual a US\$ 71 por barril (definido como el precio del petróleo tipo Brent de referencia menos US\$ 8 por barril). Cuando el PI sea menor a US\$ 71 por barril la alícuota de retención será del 1% y cuando sea mayor o igual a dicho monto la alícuota se determinará aplicando la siguiente fórmula: $(PI - 70) / 70 \times 100$ (como resultado de la misma la retención efectiva es por todo

el exceso del PI sobre los US\$ 70 por barril). Véase “*Información sobre la Emisora - Ventas y comercialización de hidrocarburos - Retenciones a las exportaciones*” de este Prospecto.

Adicionalmente, ante la caída del precio internacional mencionada en el párrafo anterior, el 4 de febrero de 2015, mediante la Resolución N° 14/2015, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”, con vigencia desde el 1 de enero del 2015 hasta el 31 de diciembre del 2015 (prorrogable por doce meses), con el propósito de incentivar la producción de petróleo. Véase “*Información sobre la Emisora - Ventas y comercialización de hidrocarburos - Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo*” de este Prospecto.

Si bien los precios del barril de petróleo en la Argentina no han reflejado en el pasado las variaciones tanto al alza como a la baja en el precio internacional del petróleo, la reducción significativa mencionada precedentemente ha derivado en una reducción en el precio local de petróleo crudo de aproximadamente US\$ 7 por barril frente al precio vigente al 31 de diciembre de 2014, a partir de negociaciones entre productores y refinadores.

En particular, una caída sustancial del precio local y/o internacional del petróleo o de los precios domésticos del gas en Argentina o de la discontinuidad del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo o del Plan Gas, puede tener un efecto sustancial adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora ya que una parte sustancial de los ingresos de la Emisora se obtiene de las ventas de petróleo crudo y gas (incluyendo programas y planes de estímulo a la producción). Asimismo, con motivo de que la Emisora actualmente utiliza ingresos generados de la venta de petróleo crudo y de gas (incluyendo programas y planes de estímulo a la producción) para financiar parcialmente la ampliación de sus operaciones, una reducción sustancial de los precios del petróleo y del gas podrían impactar adversamente en la capacidad de la Emisora de continuar financiando dichas actividades de expansión o podrían originar que desvíe la financiación de operaciones en petróleo a operaciones en gas o viceversa y puede requerir que la Emisora obtenga mayor financiación de terceros para dichas actividades, la que puede no encontrarse disponible o puede resultar ineficiente desde el punto de vista de los costos en ese momento.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no modificará o suspenderá el esquema de programas y planes de estímulo a la producción vigentes ni puede anticiparse el posible impacto de tal modificación en la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora.

Las estimaciones de reservas de gas y petróleo de la Emisora fueron auditadas por Ryder Scott y RPS. Estas estimaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos de información y estimación de reservas de gas y petróleo dictados por la SEC para reservas probadas y la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo para reservas no probadas.

Las reservas probadas de petróleo y gas de la Emisora 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 probadas depende de una cantidad de factores, suposiciones, y variables, algunas de las cuales escapan al control de la Emisora.

Las reservas de petróleo y gas natural son revisadas tomando en consideración distintos factores, tales como:

- nuevas actividades de producción o perforación;
- revisión de yacimientos;
- la incorporación de nuevas reservas a través de descubrimientos o ampliaciones de yacimientos ya existentes;
- cambios en los precios de petróleo y gas;
- la aplicación de técnicas de recuperación mejorada; y
- nuevas condiciones económicas.

La ingeniería de reservas de petróleo y gas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo y gas que no pueden ser medidas de manera exacta, y otras estimaciones podrían diferir significativamente de las que se incluyen en el presente. Existen numerosos presupuestos e incertidumbres que son inherentes a la estimación de las cantidades de reservas probadas de petróleo y gas, entre ellos la proyección de las tasas futuras de producción, la oportunidad y los montos de las inversiones para desarrollo y los precios del gas y el petróleo, muchas de las cuales escapan al control de la Emisora. Los resultados de las perforaciones, pruebas y producción después de la fecha de la estimación pueden requerir la realización de revisiones. En consecuencia, las estimaciones de reservas probadas podrían diferir sustancialmente de los volúmenes de

petróleo y gas que resulten finalmente recuperados y, en la medida en que resulten sustancialmente inferiores a las estimadas, podrían tener un impacto adverso sobre la situación financiera de la Emisora.

Existe incertidumbre sobre la posibilidad de la Emisora de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas.

El éxito futuro de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir o adquirir depósitos de hidrocarburos adicionales y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas. Salvo que la Emisora tenga éxito en su exploración en busca de reservas de petróleo y gas y en su desarrollo o que adquiera reservas adicionales, las reservas de la Emisora en general disminuirán a medida que se produzca petróleo y gas.

No puede asegurarse que las actividades futuras de exploración y desarrollo de la Emisora tendrán éxito, o que la Emisora estará en condiciones de implementar su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que podrá explotar económicamente dichas reservas. Si la Emisora no tiene éxito en encontrar, desarrollar o adquirir reservas adicionales, puede que sus reservas, y por consiguiente su producción, declinen, lo que podría afectar en forma adversa los resultados futuros de las operaciones y la posición financiera de la Emisora.

Asimismo, las restricciones a las importaciones existentes actualmente en el país podrían afectar las operaciones de la Emisora y sus actividades futuras de exploración y desarrollo. Las restricciones a las compras de dólares, las licencias no automáticas para importar y su repercusión en la adquisición de maquinaria e insumos para la actividad de la Emisora podrían generar un efecto adverso sobre sus operaciones futuras.

La falta de alternativas financieras podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora, así como la implementación de su estrategia comercial.

Las empresas argentinas, incluida la Emisora, han tenido cada vez menos acceso a los recursos financieros locales e internacionales y a mayores costos. De continuar esta situación, la disponibilidad de los recursos financieros podría disminuir y aumentar los costos financieros para las compañías argentinas, incluida la Emisora. Debido a que en los últimos años la Emisora ha tenido una fuerte dependencia de los mercados de capitales y financieros internacionales para financiar una porción significativa de sus inversiones y llevar a cabo su estrategia comercial, de tornarse imposible obtener acceso a estos mercados para solventar su plan de inversión y refinanciar su deuda a costos razonables y en condiciones adecuadas, la Emisora podría verse obligada a reducir sus inversiones y erogaciones de capital proyectadas, lo cual podría afectar adversamente su situación patrimonial y financiera, afectando los resultados de sus operaciones, así como la implementación de su estrategia comercial.

La falta de disponibilidad de capacidad de transporte puede limitar la posibilidad de la Emisora de aumentar la producción de petróleo y gas.

La capacidad de la Emisora para explotar económicamente sus reservas de petróleo y gas depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar el petróleo y el gas producidos por la Emisora hasta los mercados en los que se venden. Habitualmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, mientras que el gas se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o carga adecuada o alternativa o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de gas de largo alcance puede afectar en forma adversa las perspectivas de crecimiento, la situación patrimonial y financiera y/o los resultados de las operaciones de la Emisora, al limitar indirectamente su capacidad de producción.

Los riesgos operativos relativos a la exploración y la producción de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación patrimonial y financiera de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres naturales, incluidas las que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Emisora están sujetas a todos los riesgos inherentes a la exploración y producción de petróleo y gas, incluyendo estallidos, incendios, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes y daño ambiental. Las operaciones *offshore* en particular, están sujetas a una amplia gama de riesgos incluyendo naufragio, colisión, mal tiempo y contaminación ambiental. Las operaciones de la Emisora 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, fallas en los ductos, restricciones en el transporte o en terminales de carga, anormales presiones en las formaciones y peligros ambientales tales como pérdidas de petróleo, escapes de gas, rupturas o emanaciones de gases tóxicos. Si estos riesgos se materializan, la Emisora podría sufrir pérdidas operativas sustanciales e interrupciones en sus operaciones y daño a su reputación.

Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que, siendo productivos, no producen suficientes ingresos por venta de petróleo y gas para obtener ganancias después de cubrir los costos de perforación, costos operativos y otros. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de perforación, terminación y costos operativos. Por otra parte, la operación por parte de la Emisora de plantas de recolección, compresión y tratamiento de gas, instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, se hallan sujetas a todos los riesgos inherentes a dichas operaciones en general. De ocurrir alguno de estos riesgos, la Emisora podría no recuperar su inversión inicial, e incluso tener que soportar pérdidas considerables debido a la pérdida de vidas, daños o destrucción de bienes o recursos naturales, contaminación u otros daños ambientales y responsabilidades relativas a limpieza y sanciones o la suspensión de operaciones. Cualquiera de estas circunstancias afectaría en forma adversa los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial o financiera.

Asimismo, las actividades de exploración y producción de la Emisora en ciertas áreas se llevan a cabo operadas por socios. Aún cuando la Emisora procura asegurar que las normas operativas de sus co-inversores estén de acuerdo con sus propias normas operativas, la Emisora no tiene control directo sobre la operación de estas áreas.

Las operaciones de la Emisora pueden ocasionar daños ambientales, y un cambio en las normas ambientales vigentes podría resultar en un aumento en sus costos operativos.

La Emisora está sujeta a un alto grado de regulación en materia ambiental. Existe una tendencia hacia una regulación ambiental más estricta, lo que podría obligar a la Emisora a incurrir en mayores costos a fin de dar cumplimiento a dichas normas. Asimismo, la Emisora podría incurrir en costos adicionales relacionados con daños ambientales y otros daños en el futuro, que podrían repercutir negativamente en los resultados de sus operaciones.

Una modificación en las leyes y reglamentaciones vigentes en materia ambiental podría producir un cambio sustancial en los montos y tiempos de las inversiones y medidas a ser adoptadas por la Emisora a fin de dar cumplimiento a dichas normas. La Emisora no puede garantizar que el costo que implique el cumplimiento de las leyes actuales y futuras en materia de medio ambiente, higiene y seguridad, así como la responsabilidad de la Emisora por la liberación de sustancias peligrosas o la exposición a las mismas no afectará de modo adverso sus actividades, los resultados de sus operaciones o su situación patrimonial.

Las concesiones y licencias de la Emisora son pasibles de revocación o cancelación.

La extinción, revocación o imposibilidad de obtener prórrogas de concesiones o licencias puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Los términos de las concesiones y licencias en el marco de las cuales opera la Emisora requieren que el operador cumpla con requisitos especificados y mantenga criterios mínimos de calidad y servicio, así como efectuar ciertas inversiones mínimas. El incumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras acciones del Gobierno. Asimismo, en ciertos casos, las concesiones o licencias de la Emisora podrían ser rescindidas o revocadas. Aunque la Emisora entiende que en el pasado ha cumplido y actualmente se encuentra cumpliendo con los términos y condiciones de sus concesiones y licencias, no puede asegurarse que la Emisora podrá cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones y licencias en el futuro.

La competencia en la industria de exploración y producción de petróleo y gas es intensa.

La actividad de exploración, desarrollo y producción (o explotación) de petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. En particular, la competencia es intensa en las licitaciones para explorar y desarrollar nuevas áreas. La Emisora compete con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, de Argentina y de otros países. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole y, como consecuencia, pueden hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, podrían entrar en operación en el futuro otras fuentes competitivas de energía y aumentar su participación en el mercado. En consecuencia, la Emisora prevé que la competencia en el sector de petróleo y gas continuará siendo alta, y esto podría tener un efecto adverso sobre su situación patrimonial y financiera y los resultados de sus operaciones.

La competencia de la empresa de energía estatal ENARSA y la nacionalización de YPF podrían tener un efecto adverso para la Emisora

La Empresa Nacional de Energía S.A. ("ENARSA") es una empresa estatal de energía e hidrocarburos, creada en el año 2004 con el objeto de mejorar el nivel de reservas de hidrocarburos, aumentar la producción de gas, solucionar los problemas de transporte de gas y transmisión de electricidad y abastecer de gas y electricidad al mercado interno a precios accesibles para los consumidores. Desde su formación, ENARSA ha celebrado diversos acuerdos con diferentes empresas para promover, entre otras, actividades de exploración *offshore* y participar en licitaciones provinciales para nuevas concesiones de gas y petróleo. No puede garantizarse que la participación de ENARSA (o de cualquier empresa estatal o provincial) en los procesos de licitación de nuevas concesiones de gas y petróleo en dichos mercados no influirá en las fuerzas del mercado de

una forma que podría tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Por otra parte, desde la expropiación de YPF, descrita previamente en “*Factores de riesgo relacionados con la Argentina — La intervención estatal en la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de las operaciones o la situación patrimonial o financiera de la Emisora.*”, esta última se ha convertido en el objetivo de inversores transnacionales y locales que han visto en la sociedad del estado, un socio comercial con fuerte respaldo gubernamental y con grandes beneficios producto de dicho vínculo. Se estima que en el mediano y largo plazo, la compañía intentará continuar con su estrategia consistente en captar inversiones significativas.

Tal situación podría resultar en la participación de YPF en licitaciones de concesiones del sector del gas y el petróleo, impulsado ello por las condiciones favorables que la sociedad estatal presenta en relación con el resto de los competidores, pudiendo afectar negativamente a las empresas del sector y en última instancia el negocio y las operaciones de la Emisora.

La intervención y regulación gubernamental pueden afectar adversamente la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La mayoría de las ganancias de la Emisora provienen de la venta de petróleo crudo y gas natural. Históricamente, la industria del petróleo y gas en Argentina ha estado controlada significativamente por el Gobierno, a través de la titularidad de las empresas estatales comprometidas en dichas actividades. A principios de la década de 1990, el Gobierno Argentino redujo el nivel de regulación y privatizó grandes sectores de la industria del petróleo y gas llevando a una creciente participación de empresas privadas. A partir de la crisis de 2001, la industria del petróleo y gas se encuentra sujeta a una considerable regulación, fijación de precios, control e intervención gubernamental en cuestiones tales como el otorgamiento de concesiones de exploración y producción, restricciones sobre la producción y las exportaciones, imposición de tasas sobre la producción bruta, retenciones sobre las exportaciones y obligaciones respecto del pago de impuestos y de realización de inversiones específicas relacionadas con la perforación y otros controles ambientales y de obra, así como controles de los precios internos y requerimientos de satisfacción de demanda interna.

La situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora pueden verse afectados por intervención del Gobierno Argentino. Asimismo, los gobiernos provinciales de Argentina fijan diversos impuestos (entre ellos, impuestos a los ingresos brutos e impuestos de sellos) sobre la producción de petróleo y gas dentro de las provincias. A pesar de los compromisos de estabilidad asumidos, no puede garantizarse que las provincias argentinas en las que la Emisora tiene operaciones no continuarán aumentando los impuestos respecto de sus actividades de producción de gas y petróleo o que no impondrán otros impuestos, lo que podría afectar adversamente la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En 2012, los gobernadores de 10 provincias hidrocarburíferas argentinas, firmaron el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos, entre cuyos objetivos principales se encontraba fijar como política de estado, el autoabastecimiento de petróleo y gas. Dicho acuerdo, también establece un control y monitoreo sobre yacimientos y actividades de exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Tales controles podrían resultar en una mayor intervención y regulación gubernamental, que podría afectar las operaciones de la Emisora.

Límites sobre las exportaciones de hidrocarburos han afectado y podrán continuar afectando negativamente la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Ley N° 17.319, modificada por la Ley 27.007, (la “Ley Nacional de Hidrocarburos”) permite las exportaciones de hidrocarburos en tanto y en cuanto éstos no se requieran para el mercado local. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural (la “Ley de Gas”) 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.

En los últimos tiempos, Argentina ha enfrentado dificultades para satisfacer las necesidades internas de energía. Como consecuencia de esto, el Gobierno ha promulgado una serie de medidas que limitan la exportación de hidrocarburos y de productos derivados del petróleo, lo que ha impedido a los productores argentinos exportar ciertos volúmenes de hidrocarburos a mercados del exterior.

A partir de 2004 mediante las Resoluciones de la Secretaría de Energía (“SE”) N° 265 del 26 de marzo de 2004 y SE N° 659 del 18 de junio de 2004, la SE dispuso un programa de racionalización de las exportaciones y uso de la capacidad de transporte, así como un programa complementario de abastecimiento del mercado interno, suspendiendo la exportación de excedentes de gas útiles para abastecer el mercado interno e imponiendo mecanismos de redireccionamiento de volúmenes de gas destinados originalmente a la exportación para abastecer la demanda doméstica. En virtud de lo precedente, la Emisora debió vender una parte de su producción de gas natural originariamente destinada al mercado de exportación en el mercado local.

Los productores de petróleo deben obtener la autorización de la SE antes de exportar petróleo crudo, como también para exportar la mayor parte de sus productos derivados (según el régimen establecido bajo la Resolución SE N° 1679/2004 y sus modificatorias y complementarias). Para obtener esta autorización, los exportadores deben demostrar que o bien han satisfecho los requerimientos de la demanda local o han brindado al mercado interno la oportunidad de adquirir petróleo, Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) o diesel en términos similares a los precios del mercado doméstico actual.

La Emisora no puede predecir durante cuánto tiempo se mantendrán vigentes estas restricciones a las exportaciones. Estas limitaciones sobre las exportaciones han afectado, y nuevos cambios de las regulaciones y/o el nivel de intervención del Gobierno podrían afectar en forma adversa la capacidad de la Emisora de producir y comercializar su petróleo y gas y, por lo tanto, podría tener un efecto adverso sobre su situación patrimonial y financiera y el resultado de sus operaciones.

Los aranceles de exportación y otros impuestos han afectado y podrán continuar afectando en forma negativa la situación patrimonial, financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El precio del petróleo crudo en Argentina refleja una desconexión respecto del precio internacional del petróleo como resultado de los diferentes regímenes a las exportaciones, que a su vez afecta indirectamente los precios locales. La aprobación por parte del Congreso Nacional de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 en 2002 (la “Ley de Emergencia Pública”) autorizó al PEN a fijar retenciones sobre la exportación de hidrocarburos, con el objeto de asegurar el suministro local e incrementar los ingresos gubernamentales. Conforme a esta Ley y a regulaciones posteriores dictadas a partir de marzo de 2002, el Gobierno ha impuesto retenciones sobre las exportaciones de petróleo crudo y sobre las exportaciones del GLP.

El 29 de diciembre de 2014, a raíz de la caída del precio internacional del petróleo crudo, el Ministerio de Economía dictó la Resolución N° 1077/2014 reduciendo la alícuota de los derechos de la exportación de crudo y ciertos derivados mientras el precio internacional del petróleo crudo esté por debajo de US\$ 79/barril. La alícuota reducida deja de aplicar si el precio internacional sube por encima de US\$ 79/barril. Para ese caso, la Resolución N° 1077/2014 prevé la aplicación de una fórmula en virtud de la cual el Estado Nacional captura en concepto de gravamen a la exportación la diferencia entre US\$ 70/barril y el precio de exportación.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no modificará o suspenderá el esquema de derechos de exportación vigente ni puede anticiparse el posible impacto de tal modificación en la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los controles a los precios del petróleo y gas han afectado y podrán continuar afectando la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El Gobierno Argentino ha continuado interviniendo en la industria del petróleo, ejerciendo presión a las compañías de petróleo, para limitar el incremento de los precios al consumidor de combustibles líquidos, en un esfuerzo para combatir la inflación y mantener la competitividad de las empresas radicadas en Argentina. Estas medidas han afectado la cadena de oferta del petróleo, desde que las refinerías han trasladado las restricciones en los precios a los consumidores.

Asimismo, el Gobierno Argentino ha fijado restricciones de precios para el gas. En virtud de las reglamentaciones que rigen la industria del gas, las empresas de transporte y distribuidoras locales de gas en Argentina se hallan sujetas a la regulación y supervisión del Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”).

Desde el año 2002, a fin de reducir las presiones inflacionarias generadas por la fuerte devaluación del peso, el Gobierno Argentino ha incrementado la regulación de los precios del gas, imponiendo ciertos controles. En 2004, el Gobierno introdujo mecanismos para permitir a la SE regular el precio del gas en diversos segmentos del mercado interno.

En enero de 2013, el Gobierno creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, estableciendo una compensación para el volumen adicional de gas natural inyectado para el mercado interno determinado básicamente por la diferencia entre US\$ 7,50/mmbtu y el precio promedio facturado. Véase “Información sobre la Emisora – Ventas y comercialización de hidrocarburos – Plan Gas”.

Los controles de precios han tenido, y medidas similares adoptadas por el Gobierno Argentino en el futuro podrían tener, un efecto sustancial adverso en la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no modificará o suspenderá los programas o esquemas vigentes ni puede anticiparse el posible impacto negativo que dichas circunstancias podrían tener en la situación patrimonial y financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora ha soportado y podría continuar soportando medidas de parte de agrupaciones de trabajadores.

Muchas de las operaciones de la Emisora requieren de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores y contratistas. Los trabajadores del sector en el que opera la Emisora se encuentran agrupados en diversos sindicatos. La Emisora ha experimentado en el pasado interrupciones de trabajo organizadas y paros laborales, debido frecuentemente a huelgas de los contratistas de la Emisora. Entre junio y julio de 2012 la Emisora soportó hechos de vandalismo en el yacimiento de Cerro Dragón que incluyó la toma del yacimiento y la destrucción de parte de las instalaciones por parte de obreros de la construcción indentificados con el auto-denominado “grupo Dragones”. Dicha situación fue denunciada por la Emisora ante la Justicia Federal de Comodoro Rivadavia.

No puede garantizarse que la Emisora no experimentará situaciones similares, suspensiones o paros laborales en el futuro, medidas que podrían tener un efecto adverso en su situación patrimonial y financiera y los resultados de sus operaciones.

Huelgas, piquetes u otros tipos de conflictos con el personal afiliado a los sindicatos podrían afectar las operaciones de la Emisora y resultar en mayores costos, con un efecto adverso en su situación patrimonial y financiera y los resultados de sus operaciones.

Los cambios en la interpretación de las leyes laborales por parte de los tribunales que tienden a favorecer a los empleados podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

Además de los empleados propios, la Emisora depende de una serie de terceros prestadores de servicios. La Emisora adopta políticas estrictas para supervisar el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de dichos terceros prestadores de servicios. No obstante, debido a cambios en la interpretación de las leyes laborales por parte de los tribunales argentinos que tienden a favorecer a los empleados en Argentina, las obligaciones laborales y previsionales de las empresas hacia sus propios empleados y hacia los empleados de terceros prestadores de servicios han aumentado significativamente. En consecuencia, los pasivos potenciales de indemnización por despido han incrementado significativamente los costos laborales de la Emisora; los cuales, de aumentar aún más, afectarían adversamente el resultado de las operaciones de la Emisora. Asimismo, en el caso que un tercero prestador de servicios no cumpla debidamente sus obligaciones laborales y previsionales con respecto a sus empleados, los empleados de dicho tercero prestador de servicios podrían pretender declarar a la Emisora responsable del pago de las obligaciones laborales y previsionales incumplidas por el tercero. Si los tribunales argentinos hicieran lugar a dichos reclamos, los costos laborales de la Emisora podrían aumentar, lo cual también afectaría adversamente el resultado de las operaciones de la Emisora.

Factores de riesgo relacionados con mercados emergentes

La percepción del riesgo en otros países, especialmente países con mercados emergentes, podrá afectar adversamente el valor de mercado de títulos valores de emisoras argentinas, incluidas las Obligaciones Negociables.

El valor de mercado de títulos valores de emisoras argentinas se ve afectado en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, incluso otros países de América Latina y de mercados emergentes. A pesar de que las condiciones económicas de dichos países pueden ser muy diferentes de las condiciones económicas de Argentina, las reacciones de los inversores ante acontecimientos en estos otros países podrán tener un efecto adverso en el valor de mercado de los títulos valores de emisoras argentinas. Las crisis de otros países de mercados emergentes podrán hacer caer la demanda de títulos valores de emisoras argentinas, inclusive las Obligaciones Negociables, lo que podría afectar adversamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El acceso a los mercados de capitales internacionales de las empresas argentinas se ve influenciado por la percepción del riesgo en otros países de mercados emergentes, lo que podrá afectar adversamente la capacidad de la Emisora de financiar sus operaciones.

Las condiciones económicas y de mercado de otros países de mercados emergentes, especialmente países de América Latina, influyen en el mercado de títulos valores emitidos por sociedades argentinas. Como resultado de los problemas económicos en diversos países en mercados emergentes (como la crisis financiera asiática de 1997, la crisis financiera rusa de 1998 y la crisis financiera argentina que comenzó en 2001), los inversores podrían observar con extrema cautela la realización de inversiones de mercados emergentes. Estas crisis dieron lugar a una fuerte salida de divisas y depósitos en moneda extranjera desde Argentina, originando que las empresas argentinas enfrentarán mayores costos para obtener fondos, tanto a nivel local como internacional, e impidiendo el acceso a los mercados de capitales internacionales.

No puede asegurarse que los mercados de capitales internacionales estarán abiertos a las empresas argentinas ni que los costos de financiación en estos mercados serán ventajosos para la Emisora.

Factores de riesgo relacionados con la Emisora

Una porción significativa de las reservas de la Emisora se encuentran en una sola área, Cerro Dragón.

La Emisora tiene el 87% de sus reservas probadas totales en el área Cerro Dragón, ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz. Así, cualquier intervención estatal, impacto o interrupción de la producción de la Emisora debido a factores fuera de su control o cualquier otro hecho adverso significativo en las operaciones de la Emisora en dicha área podría tener un efecto sustancial adverso en su situación patrimonial y financiera y en los resultados de sus operaciones.

La ausencia de disponibilidad de seguros y/o el aumento de sus costos pueden o podrían afectar en forma adversa la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora se encuentran sujetas a diversos riesgos, habituales en el sector de gas y petróleo, tales como explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otros accidentes relacionados con la polución, peligros marítimos y catástrofes naturales. Para protegerse de estos riesgos, la Emisora contrata una cobertura de seguros contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra todos los posibles siniestros. Es posible que la Emisora no esté en condiciones de mantener u obtener los tipos de seguros deseables a precios razonables. En algunos casos, ciertos seguros podrían no estar disponibles o existir sólo por montos de cobertura reducidos. El hecho de que la Emisora incurriera en una responsabilidad o pérdida considerable por la cual no esté asegurada, podría originar un efecto sustancial adverso en su situación patrimonial y financiera y en los resultados de sus operaciones.

El programa de seguros de la Emisora involucra a una cantidad de compañías aseguradoras. Los movimientos de los mercados financieros globales han resultado en el deterioro de la situación patrimonial y financiera de muchas entidades financieras, incluso de compañías de seguro. La Emisora no tiene ninguna información a la fecha del presente Prospecto que indicara que cualquiera de sus aseguradoras no podrá cumplir con sus obligaciones en caso de ocurrir un siniestro. No obstante, en caso de que la Emisora no pueda obtener un seguro o si su costo de mantenimiento aumentara sustancialmente, la Emisora estaría asumiendo más riesgos sin cobertura en sus operaciones o los gastos totales de la Emisora correspondientes a seguros podrían aumentar sustancialmente.

La actividad de la Emisora requiere sustanciales inversiones de capital.

La actividad de la Emisora requiere de sustanciales inversiones de capital. Específicamente, la exploración y explotación de reservas de hidrocarburos, la producción, procesamiento y transporte de los mismos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. La Emisora debe continuar invirtiendo capital para mantener o aumentar la cantidad de reservas hidrocarburíferas que produce. La capacidad de la Emisora de financiar sus inversiones de capital, sin embargo, es limitada dados sus actuales niveles de deuda y flujo de fondos. No puede asegurarse que la Emisora podrá mantener sus niveles de producción o generar suficiente flujo de fondos, ni que tendrá acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades de exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superándolos.

Los compromisos asumidos en las Obligaciones Negociables y en otros endeudamientos podrían limitar adversamente la flexibilidad financiera y operativa de la Emisora.

Las Obligaciones Negociables podrán contener, y parte de los acuerdos de crédito vigentes de la Emisora contienen, obligaciones de hacer y de no hacer que limitan, entre otros, su capacidad de constituir gravámenes, incurrir en deuda adicional, enajenar sus activos o consolidarse, fusionarse o vender parte de su negocio. Estas restricciones podrían limitar la capacidad de la Emisora de operar su negocio y podrían prohibir o limitar su capacidad para mejorar sus operaciones o tomar ventaja de potenciales oportunidades de negocio a medida que éstas surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos compromisos o el incumplimiento de tales condiciones podrían resultar en un incumplimiento en el marco de las Obligaciones Negociables o los acuerdos financieros. La capacidad de la Emisora de cumplir con estos compromisos podrían verse afectada por hechos fuera de su control, incluidas las condiciones económicas, financieras y del sector prevalecientes y la renegociación de las concesiones y licencias utilizadas en su negocio.

BP y Bidas, como socios, ejercen un considerable control sobre cuestiones que afectan a Pan American y, por lo tanto, a la Emisora.

BP plc ("BP") es titular indirecto del 60% y Bidas Corporation ("Bidas") es titular directa e indirectamente del 40% del capital de Pan American. Como socios controlantes de Pan American, BP y Bidas están en situación de dirigir la administración de Pan American, controlar la elección de su comité de dirección, determinar sus políticas de distribución de ganancias y, en general, determinar el resultado de cualquier tema que requiera el consentimiento de los socios de Pan American. Los intereses de BP y Bidas podrían no coincidir con los intereses de los tenedores de Obligaciones Negociables.

Pan American ha participado y continuará participando en operaciones con accionistas de BP y Bidas y sus sociedades vinculadas. Véase "Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas".

Factores de riesgo relacionados con las Obligaciones Negociables

Hay posibilidades de que los presupuestos y estimaciones de la Emisora no sean exactos, y, si así fuese, de que no pueda pagar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables.

La Emisora continúa operando en un medio político, económico y regulatorio inestable e incierto. Los factores que ya han afectado en forma sustancial y adversa sus resultados de las operaciones y su situación financiera, incluidos, entre otros, los controles de precios y los controles cambiarios, podrían continuar ejerciendo una fuerte presión sobre el resultado de las operaciones y liquidez de la Emisora. La futura capacidad de la Emisora para pagar sus obligaciones de deuda dependerá en parte de los factores indicados, que están fuera de su control y que afectarán su actividad. Si cualquiera de estos factores se deterioraran, o si ocurrieran hechos imprevistos que afectaran sustancial y adversamente las operaciones de la Emisora, es posible que la Emisora no pudiese pagar intereses o capital de las Obligaciones Negociables.

La ausencia de un mercado público para las Obligaciones Negociables podría afectar en forma adversa su liquidez.

Las Obligaciones Negociables de cualquier Serie o Clase podrían no cotizar en bolsa ni ser negociadas en sistemas de cotización automatizados, por lo que no puede garantizarse que existirá un mercado secundario para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la emisión y/u oferta de las mismas bajo el Programa, ni liquidez del mercado secundario, en caso de que éste se desarrolle.

No existe un mercado establecido de negociación de las Obligaciones Negociables y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables es incierto.

Aunque podrá efectuarse una solicitud para el listado de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables en la BCBA o en cualquier otro mercado que pueda acordarse entre la Emisora y el colocador o los colocadores pertinentes, las Obligaciones Negociables constituirán una nueva emisión de títulos de deuda sin un mercado de negociación establecido o antecedentes de negociación anterior. No es posible asegurar que vaya a formarse un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables, o que se mantenga en caso de formarse, ni es posible garantizar la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables para vender ni los precios a los cuales los tenedores podrán vender sus Obligaciones Negociables. Si luego de su emisión inicial, las Obligaciones Negociables cotizaran en el mercado, podrán ser negociadas a descuento de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes, el mercado para títulos similares, las condiciones económicas generales y el comportamiento financiero de la Emisora. Si no se desarrollara un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables, el precio de mercado y la liquidez de las Obligaciones Negociables podrían verse adversamente afectados.

Es posible que la calificación de crédito de la Emisora no refleje todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables

Las calificaciones de crédito de la Emisora, de existir, constituyen una evaluación realizada por las sociedades calificadoras de su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cambios en las calificaciones de crédito de la Emisora generalmente afectarán el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Estas calificaciones de crédito podrían no reflejar el potencial impacto de riesgos relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y podrían ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la entidad calificadora. La calificación de cada sociedad debe ser evaluada en forma independiente de la calificación de cualquier otra sociedad calificadora.

La Emisora puede rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento.

Las Obligaciones Negociables, de acuerdo a lo que se establezca en cada Serie o Clase respectiva bajo el Programa, podrán estar sujetas, a opción de la Emisora, a rescate total o parcial. Es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos del rescate en un título similar con una tasa de interés efectiva igual o similar al de las Obligaciones Negociables.

Las obligaciones de la Emisora conforme la nueva ley de mercado de capitales de Argentina son inciertas.

El 29 de noviembre de 2012, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Mercado de Capitales. Dicha ley derogó la Ley N° 17.811, el Decreto N° 677/2001 y otras normas complementarias. El 28 de diciembre de 2012, la Ley de Mercado de Capitales se publicó en el Boletín Oficial como Ley N° 26.831. En virtud de la Ley de Mercado de Capitales y su Decreto Reglamentario N° 1023/13, la CNV emitió la Resolución 622/2013 que establece nuevas normas en materia de oferta pública, modificándose en varias oportunidades desde su publicación. Aún existe cierta incertidumbre sobre los efectos que podrían tener la Ley de Mercado de Capitales y sus reglamentaciones sobre la oferta pública de títulos valores y, por lo tanto, sobre la Emisora y las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Introducción

La Emisora es la sucursal argentina de Pan American y se encuentra inscrita en el Registro Público de Comercio de la C.A.B.A., con fecha 17 de octubre de 1997, bajo los N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B, de Estatutos Extranjeros. Pan American es una sociedad constituida en Estados Unidos de América, el 29 de septiembre de 1997. Los representantes legales de la Emisora son el Sr. Néstor H. Falivene y el Sr. Rodolfo A. Díaz, ambos con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), de la C.A.B.A., Argentina.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas. La principal oficina ejecutiva de la Emisora está ubicada en Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11, (C1001AAT), C.A.B.A., Argentina, y su número de teléfono en tal domicilio es (54-11) 4310-4100.

Estrategia²⁹

La estrategia de la Emisora consiste en crear valor mediante el crecimiento de la producción de petróleo y gas, y el desarrollo e incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos de manera responsable desde el punto de vista ambiental y social.

Desde sus inicios, la Emisora ha desarrollado una visión estratégica local adaptándose a las condiciones y exigencias de cada momento y manteniendo la confianza en el futuro de la Argentina.

Como consecuencia de lo mencionado, la Emisora exhibe el más alto índice de inversión de la industria argentina en el sector de la exploración y producción de petróleo y gas natural, habiendo invertido entre los años 2001 y 2014 aproximadamente Ps. 45.200 millones.

Ese compromiso ha sido uno de los pilares que permitió a la Emisora aumentar la producción de petróleo y gas natural, aumentar los niveles de reservas probadas y generar nuevas fuentes de empleo, creando oportunidades de desarrollo para empresas contratistas locales y regionales.

Los componentes clave de la estrategia de la Emisora son los siguientes:

- Compromiso con la Salud, Seguridad, Medio Ambiente y la Responsabilidad Social. La Emisora se propone mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo. La Emisora se propone mantener una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo con el propósito de sostener y optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y reposición de su amplia base de reservas de hidrocarburos, incluyendo el desarrollo de recursos de hidrocarburos no convencionales.
- Estructura de capital conservadora y prudente gestión financiera. La Emisora considera que los niveles de endeudamiento y liquidez, prudentes y bien administrados, son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes.
- Mantener y mejorar la eficiencia operativa. La constante búsqueda de aumentos de productividad en una industria de capital intensivo, es un factor clave para la implementación y el éxito de los proyectos de largo plazo, como los de desarrollo de petróleo y gas, tanto convencionales como no convencionales.

La prosecución de esta estrategia le ha permitido a la Emisora afianzar importantes fortalezas competitivas en la Argentina:

- Sólidos antecedentes de crecimiento de la producción. La producción de petróleo de la Emisora en Argentina aumentó aproximadamente de 79 mbppd en 2001 a 100,5 mbppd en 2014, lo que representó un incremento de 27% durante dicho período. La producción de gas de la Emisora también aumentó de 7 millones de metros cúbicos diarios (MMm³d) en el 2001 a 11 MMm³d en 2014, lo que representó un aumento de aproximadamente 57% durante dicho período.
- Significativas inversiones en actividades de exploración, explotación y producción. Desde 2001 a 2014, la Emisora invirtió en Argentina aproximadamente Ps 45.200 millones en sus actividades de exploración, explotación y producción y en la expansión y ampliación de sus plantas de producción. Las inversiones se distribuyen para lograr un equilibrio de corto y largo plazo para sostener el crecimiento de la producción, el desarrollo y la reposición de sus vastas reservas de hidrocarburos.
- Alta eficiencia operativa. La Emisora ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está fundada en conceptos gerenciales sólidos

²⁹ La información relativa a Estrategia ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Las operaciones de la Emisora son de las más avanzadas tecnológicamente y están entre las más eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina.

- **Gestión Financiera.** La Emisora mantiene una estructura de capital conservadora y prudente política de gestión financiera, en concordancia con la industria y el medio en el que opera. La Emisora entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversión en bienes de capital en tiempo y forma.
- **Recursos Humanos calificados.** El *management* de la Emisora cuenta con una amplia experiencia en la industria. Esto le ha permitido lograr sólidos resultados operativos, aún en los años difíciles para el sector y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes gubernamentales. Continuar con el desarrollo de los recursos humanos de la Emisora con el objeto de formar nuevos líderes es un aspecto clave de la estrategia de crecimiento de la empresa.
- **Prácticas ambientales y sociales responsables.** La Emisora respeta y se adapta a las políticas y regulaciones vigentes de cada uno de los lugares donde opera. La Emisora contribuye al desarrollo económico, social y cultural y preserva el medio ambiente en las áreas en las que opera. La Emisora ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectivos para optimizar su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. Su compromiso con el desarrollo sustentable de las comunidades donde opera se traduce en numerosas acciones y programas de desarrollo social focalizados en áreas claves como educación, salud, trabajo y medio ambiente.

Activos de la Emisora

El siguiente mapa muestra las principales áreas de operaciones de la Emisora:



Actividades de exploración y producción

Consideración general

La Sucursal tiene participaciones en diez áreas de producción de petróleo y gas en Argentina. Las áreas de la Sucursal en la Argentina están ubicadas en tres de las principales cuencas de hidrocarburos del país. Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2014 fueron: Cerro Dragón (que representa el 91% de la producción total de petróleo y el 54% de la producción total de gas de la Sucursal) en la cuenca Golfo San Jorge; Acambuco (que representa el 2% de la producción total de petróleo y el 17% de la producción total de gas) en la cuenca Noroeste; y San Roque, Lindero Atravesado y Aguada Pichana (que en conjunto representan el 1% de la producción total de petróleo y el 29% de la producción total de gas) en la cuenca Neuquina.

Las actividades de producción y desarrollo de la Sucursal en Argentina se llevan a cabo en virtud de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgadas por el Gobierno y los gobiernos provinciales de Argentina y a través de contratos de UTE con terceros. Las actividades son desarrolladas solamente por la Sucursal o mediante contratos operativos con otros socios según la práctica del sector.

El cuadro que sigue muestra cierta información relacionada con cada una de las áreas de producción de la Sucursal, o áreas en las que la Sucursal tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2014. La Sucursal, en general, actualiza las estimaciones de sus reservas anualmente.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas netas ⁽¹⁾							Producción diaria
al 31 de diciembre de 2014 ³⁰							
Ubicación	Área ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmbpe)	Desa- rolladas (%)	neta promedio de 2014 (mmbpe)
ARGENTINA							
Cuenca Neuquina	Aguada Pichana	18,2	0,5	113,58	20,1	68,2	10,2
	San Roque	16,5	0,5	45,1	8,3	100,0	6,5
	Lindero Atravesado	62,5	1,7	177,7	32,4	38,4	4,7
	Bandurria Centro ⁽⁴⁾	100					
Cuenca Golfo San Jorge	Cerro Dragón / Anticlinal Funes	100/80 ⁽³⁾	913,3	1.128,8	1.107,9	52,6	127,2
	Estancia La Escondida	25	0,3	0,3	0,3	86,7	0,1
	Piedra Clavada	100	26,7	3,0	27,3	54,9	3,2
	Koluel Kaike	100	18,8	14,5	21,3	47,8	2,6
Cuenca Noroeste	Acambuco	52	5,5	285,6	54,7	70,6	12,1
Total			967,4	1.768,5	1.272,3	53,6	166,7

(1) Conforme a la estimación de Ryder Scott (para las áreas Aguada Pichana, San Roque, Estancia la Escondida y Lindero Atravesado) y RPS (para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike y Acambuco), en sus informes al 31 de diciembre de 2014.

(2) La Emisora opera las áreas de Lindero Atravesado, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Cerro Dragón, Anticlinal Funes y Acambuco.

(3) A partir del 1 de mayo de 2015, la participación en Anticlinal Funes se redujo al 70%.

(4) El 17 de julio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén el Decreto N° 1543/2015 mediante el cual se le otorga a la Sucursal la titularidad del cien por ciento de la Concesión de Explotación no Convencional de Hidrocarburos por 35 años sobre el área Bandurria Centro. A principios del año 2015 se perforó un pozo de delineación, denominados LCav x-7 en producción.

Además de sus participaciones en las áreas de producción antes detalladas, la Sucursal tiene participaciones en cuatro áreas de exploración, las cuales están situadas en Argentina. La superficie de exploración neta de la Sucursal asciende a 8.496,5 km². Las actividades de exploración de la Sucursal en Argentina se realizan en general en virtud de permisos de exploración o concesiones de explotación otorgados por el gobierno nacional o provincial, según corresponda.

³⁰ La información del presente cuadro ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal, con excepción de lo detallado en el ítem "Participación de la Emisora" (%), que se encuentra incluido en la Nota 1 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pág.12).

El cuadro que sigue presenta cierta información relativa a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Sucursal a la fecha de este Prospecto³¹:

<u>Ubicación</u>	<u>Área</u>	<u>Superficie bruta Km²</u>	<u>Participación de la Emisora (%)</u>	<u>Superficie neta en Km²</u>
ARGENTINA				
C. Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz) ⁽¹⁾	7.260,0	90,00 ⁽²⁾	6.534,0
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut) ⁽¹⁾	1.814,2	90,00 ⁽²⁾	1.632,8
	Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz -1 ⁽¹⁾	253,9	90,00 ⁽³⁾	228,5
Cuenca Neuquina	Aguada de Cánepa ⁽¹⁾	<u>112,4</u>	90,00 ⁽⁴⁾	<u>101,2</u>
Total		<u>9.440,5</u>		<u>8.496,5</u>

(1) Operado por la Sucursal.

(2) La Sucursal ha comprometido inversiones en exploración hasta la suma de US\$ 80 millones, soportando el 100% de dicho costo, y en caso de éxito, las provincias retienen una participación del 10% en las fases de desarrollo y producción.

(3) La Sucursal ha comprometido inversiones en exploración hasta la suma de US\$ 2,5 millones, soportando el 100% de dicho costo, y en caso de éxito, las provincias retienen una participación del 10% en las fases de desarrollo y producción.

(4) La Sucursal ha comprometido la perforación de un pozo exploratorio, la terminación del mismo y los ensayos petrofísicos especiales, soportando el 100% de los costos de exploración sin derecho a recuperó. Los costos de desarrollo y producción serán soportados por GyP y la Sucursal de acuerdo con su participación en la UTE.

La Sucursal tiene un 90% de participación en tres áreas de exploración offshore en la cuenca Golfo San Jorge Marina, con las empresas estatales provinciales, Fomicruz, de la Provincia de Santa Cruz, y Petrominera de la Provincia de Chubut. Las denominaciones de las mismas son: “Área Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz” y “Área Centro Golfo San Jorge Marina – 1” para las que se encuentran en la provincia de Santa Cruz y “Área Centro Golfo San Jorge Marina Chubut” para la que se encuentra en la provincia de Chubut. Estas son áreas de aguas poco profundas (someras entre 20 y 100 metros de profundidad) que cubren en total un área de aproximadamente 9.000 km² y se consideran de alto riesgo debido a las incertidumbres geológicas de la zona. Según los contratos de UTE celebrados la Sucursal debía soportar el 100% de los costos de exploración vinculados con un monto mínimo de US\$ 80 millones para el “Área Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz” y el “Área Centro Golfo San Jorge Marina Chubut” en conjunto y un monto mínimo de US\$ 2,5 millones para el “Área Centro Golfo San Jorge Marina – 1”. La Sucursal lleva invertido más de US\$ 54 millones, principalmente para la adquisición de 1.700 km² de sísmica 3D., quedando pendiente una campaña sísmica exploratoria. En junio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la provincia de Santa Cruz el Decreto Provincial N° 531/2014 que fija el texto definitivo de los Artículos 1 y 3 de la Ley Provincial N° 1 y 3 de la Ley Provincial N° 3313, prohibiendo toda prospección sísmica mayor a 120 decibelios en agua del dominio público provincial de la cuenca GSJ. Como consecuencia de ello, la Sucursal estaría imposibilitada de llevar adelante la sísmica adicional que tenía previsto en las áreas offshore. La Sucursal está analizando el curso de acción a tomar al respecto.

La Sucursal tiene un 90% de participación en el área de exploración Aguada de Cánepa, en la cuenca neuquina, a través de una Unión Transitoria de Empresas con la empresa estatal GyP para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos. El área cuenta con una superficie de 112,43 km². Según el contrato de UTE celebrado, el 24 de julio de 2015, la Sucursal se compromete a la perforación de un pozo exploratorio, la terminación del mismo y los ensayos petrofísicos especiales, soportando el 100% de los costos de exploración. Los costos de desarrollo y producción serán soportados por GyP y la Sucursal de acuerdo con su participación en la UTE.

Según un informe publicado en junio de 2013 por la *Energy Information Administration* (“EIA”) de Estados Unidos (Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos), Argentina es el cuarto país, después de Rusia, Estados Unidos y China, con mayores reservas recuperables de *shale oil*, alcanzando los 27 billones de barriles. El informe concluyó que el país tiene en su Cuenca Neuquina un potencial de petróleo y gas no convencional de primera clase, siendo posiblemente el más prometedor fuera de Norte América y que existe, además, potencial de *shale* en otras tres cuencas sedimentarias no evaluadas a la fecha. En lo que respecta a los recursos de *shale gas*, un informe de la EIA publicado en 2011 ubicó a Argentina en el tercer lugar, luego de China y Estados Unidos, estimando un total de reservas de 22 trillones de metros cúbicos.

*Producción*³²

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo, gas y GLP de la Sucursal fue de 166,7 mbpe, neto del gas reinyectado en reservorios y consumido en las operaciones y plantas

³¹ Id.

³² La información relativa a Producción ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

de procesamiento. En este período, la producción de petróleo, gas y GLP representó aproximadamente el 60%, 39% y 1%, respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Sucursal en términos de bpe. La Sucursal fue el segundo productor de petróleo y gas en Argentina en términos de volumen durante 2014, según información publicada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“IAPG”).

La Sucursal ha tenido pleno acceso a la tecnología de subsuelos de BP y a sus procesos de obra. Considerando el volumen de la Sucursal, la asistencia integral técnica y de procesos de una empresa E&P de la envergadura de BP representa una gran ventaja. Entre las principales tecnologías de subsuelos que han contribuido al éxito de la Sucursal se incluyen la creación de imágenes, visualización y adquisición de sísmica 3D, modelación de los sistemas de petróleo, modelación de estructuras de complejidad, predicción y caracterización de reservorios, perforación y terminación a alta presión y alta temperatura y tecnología de inyección. Entre los procesos de obra incorporados en la Sucursal se incluyen: “Gestión de Producción Base a través de la Excelencia en Inyección de Agua”, “Gestión de Pérdidas y Eficiencia de Costos a través de la Excelencia en las Operaciones”, “Excelencia en Salud Seguridad y Ambiente”, “Deliquificación del Pozo de Gas”, “Optimización de la Extracción”, “Modelación de Activos Integrados” y “Límites Técnicos de Reservorios / Producción”.

La principal clase de crudo producido por la Sucursal es el Escalante, producido en el área Cerro Dragón, que representó aproximadamente el 91,2% de la producción total de petróleo de la Sucursal en 2014. Escalante es una mezcla de petróleo dulce de 24 grados API con bajo contenido de azufre, lo que lo hace más atractivo para las refinerías del mundo. Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representó aproximadamente el 5,8% de la producción total de petróleo de la Sucursal en 2014. El resto de crudo producido por la Sucursal es más ligero y se vende generalmente a refinerías locales.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo, gas y GLP de la Sucursal correspondiente a cada uno de los últimos cuatro ejercicios y durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015:

	Petróleo (mbbls)	Gas ⁽¹⁾ (mcf)	LPG (mbbls)	Total ⁽²⁾ (mbpe)
2011.....	111,9	463,1	5,7	197,4
2012.....	101,8	427,9	3,4	179,0
2013.....	97,8	379,5	2,2	165,5
2014	100,5	371,5	2,2	166,7
2015 (6 meses).....	104,5	401,1	2,3	175,8

- (1) El promedio de producción diario de gas es mostrado neto de los montos reinyectados en el reservorio, consumido en las operaciones y procesado en las plantas de procesamiento de gas.
- (2) La tasa de conversión utilizada por la Sucursal es de un barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas o un barril de GLP.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo, gas y GLP correspondiente al ejercicio 2014, para cada uno de las áreas de producción en los que la Emisora tiene participación³³.

Área	Petróleo (mmbbls)	Gas (mcf)	GLP (mmbbls)	Total ⁽¹⁾ (mbpe)
ARGENTINA				
Cerro Dragón/Anticlinal Funes	91,7	201,5	0,8	127,2
Acambuco	1,5	61,3	—	12,1
San Roque	0,5	35,0	—	6,5
Aguada Pichana	0,4	49,0	1,4	10,2
Lindero Atravesado	0,5	24,6	—	4,7
Piedra Clavada	3,2	—	—	3,2
Koluel Kaike	2,6	—	—	2,6
Estancia La Escondida.....	<u>0,1</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>0,1</u>
Total	<u>100,5</u>	<u>371,5</u>	<u>2,2</u>	<u>166,7</u>

(1) La tasa de conversión utilizada por la Sucursal es de un barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas o un barril de GLP.

Reservas³⁴

Al 31 de diciembre de 2014, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según la estimación de Ryder Scott y RPS eran de 2.092,6 mmbpe, consistentes en 1.630,7 mmbbls de petróleo y condensado y 2.679,1 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.272,3 mmbpe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 76%, y el gas aproximadamente el 24%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2014, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 10 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 17 años.

Desde su constitución en 1997, la Sucursal ha mantenido un fuerte índice de reemplazo de reservas en línea con su estrategia de largo plazo para promover el crecimiento de la producción. Con la asistencia de diversos procesos de obra y el acceso a la tecnología de subsuelos, la Sucursal procuró ascender las reservas no probadas al status de probadas desarrolladas y, al mismo tiempo, mantener la calidad de reemplazo mediante inversiones anuales para abastecer una amplia gama de opciones en todas las categorías de reservas.

El siguiente cuadro muestra las reservas certificadas netas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2014³⁵:

	Petróleo (mmbbls)	Gas (bcf)	Total ⁽²⁾ (mmbpe)
Probadas.....	967,4	1.768,5	1.272,3
Probables.....	413,3	584,9	514,2
Posibles	<u>250,0</u>	<u>325,7</u>	<u>306,2</u>
Total Reservas Certificadas ⁽¹⁾	<u>1.630,7</u>	<u>2.679,1</u>	<u>2.092,6</u>

(1) Conforme a la estimación realizada por Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2014 para las áreas Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana y Estancia La Escondida y según RPS en su informe al 31 de diciembre de 2014 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike y Acambuco.

(2) La Sucursal ha utilizado una tasa de conversión de un barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas.

Las certificaciones de las reservas otorgadas por Ryder Scott y RPS constituyen una auditoría independiente de las mismas e implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas y no probadas para todos los activos de la

³³ La información del presente cuadro ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal, con excepción de lo detallado en el ítem "Participación de la Emisora" (%), que se encuentra incluido en la Nota 1 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pág..12).

³⁴ La información relativa a Reservas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

³⁵ Id.

Sucursal en Argentina. Las reservas probadas se establecen de acuerdo con las normas de la SEC y las reservas no probadas se determinan de acuerdo con las normas de la *Society of Petroleum Engineers*.

La Sucursal está obligada a presentar estimaciones de las reservas de petróleo y gas ante determinadas autoridades regulatorias gubernamentales argentinas. La base de la información de reservas a dichas autoridades, en el caso de áreas en las que la Sucursal no es la operadora, no es idéntica a la base utilizada para informar los datos sobre reservas que se presentan en este documento. La Sucursal considera que dichas diferencias en las estimaciones de reservas no son significativas.

Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en Argentina

Antecedentes

Desde la década de 1920 hasta 1989, el sector público argentino dominaba las actividades relacionadas tanto con la fase inicial como con la fase final de producción de la industria argentina de petróleo y gas.

La Ley Nacional de Hidrocarburos estableció el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas en Argentina. Si bien esta ley permite al PEN otorgar permisos de exploración y concesiones de producción al sector privado, antes de 1990 no se otorgaron dichas concesiones en virtud de la ley y casi toda la actividad de exploración y producción petrolífera en Argentina fue desarrollada por YPF o en representación de YPF. No obstante, antes de 1989, las empresas del sector privado produjeron un volumen de petróleo creciente operando en virtud de contratos de servicio con YPF. Conforme a este sistema, la producción de petróleo crudo, ya sea extraído por YPF o por compañías privadas que operaban bajo contratos de servicio, se entregaba a YPF, y la SE la distribuía en cuotas entre las refinerías. Por otra parte, el PEN establecía los precios oficiales del petróleo crudo y los productos refinados de petróleo en niveles que en muchos casos eran inferiores a los de los precios internacionales.

En agosto de 1989, el Gobierno Argentino sancionó las Leyes N° 23.696 y N° 23.697 (respectivamente, la “Ley de Reforma del Estado” y la “Ley de Emergencia Económica”), que dispusieron la desregulación de la economía y la privatización de las empresas estatales argentinas. La Ley de Reforma del Estado otorgó al PEN amplias facultades para reorganizar dichas empresas y declaró sujetos a privatización ciertos activos estatales y la mayor parte de las empresas del Estado.

Luego de la sanción de la Ley de Reforma del Estado y de la Ley de Emergencia Económica, el dictado de los Decretos 1055/1989, 1589/1989 y 1212/1989 desregularon la industria nacional del petróleo, incluidos los precios del petróleo y productos derivados.

Se adoptaron medidas adicionales tendientes a la desregulación y desmonopolización, entre ellas (i) la oferta en virtud de una licitación pública internacional, de concesiones de explotación para ciertas áreas marginales anteriormente operadas por YPF; (ii) la oferta de convenios de asociación con YPF para la exploración y explotación de ciertas grandes áreas productoras en poder de YPF; (iii) la transformación de contratos de servicios de exploración existentes con YPF en permisos de exploración; (iv) la transformación de contratos de servicios de producción existentes con YPF en concesiones de explotación; (v) la eliminación de los precios oficiales para el petróleo crudo y los productos refinados; (vi) la desregulación de los precios de gas en boca de pozo; (vii) la privatización de YPF y la enajenación de activos, participaciones en áreas de producción, refinerías, oleoductos, gasoductos, instalaciones portuarias, equipos de perforación, equipos de relevamiento sísmico, buques, cisternas, etc; (viii) la privatización de Gas del Estado S.E.; y (ix) la privatización del sector eléctrico.

Estructura actual de la regulación argentina de petróleo y gas

Petróleo

Exploración y producción

Desde la reforma de la Constitución Nacional adoptada en 1994, se estableció que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. El 6 de diciembre de 2006, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 26.197 (la “Ley Corta”), la cual, de acuerdo con el Artículo 124 de la Constitución Nacional, dispuso que las provincias sean las propietarias de los recursos naturales ubicados dentro de sus territorios, incluyendo las áreas *offshore* hasta 12 millas marinas desde la línea de la costa establecida por Ley N° 23.968.

Según la Ley Corta, la autoridad relacionada con los permisos de exploración y explotación de gas y petróleo otorgados originalmente al gobierno federal fueron transferidos a los gobiernos provinciales, que continuaron siendo responsables por la supervisión y administración de sus correspondientes recursos de hidrocarburos. La Ley Corta también dispone que las provincias asuman el pleno ejercicio del dominio y administración original de las áreas de hidrocarburos ubicados en sus respectivos territorios. De esta forma, las respectivas provincias se convierten en autoridades de aplicación de la Ley Corta, asumiendo todas las funciones jurisdiccionales anteriormente ejercidas por la SE en dichas áreas y todas las

concesiones de transporte de hidrocarburos entre las provincias, siempre que las concesiones de transporte no estén destinadas directamente a la exportación.

A pesar de que las contrapartes de los permisos de exploración y titulares de las concesiones de explotación pasan del Gobierno Argentino a las provincias, el PEN continúa siendo responsable por el diseño de las políticas energéticas a nivel nacional. Ciertos gobiernos provinciales, tales como los gobiernos de las provincias de Chubut (Ley XVII N° 102), Neuquén (Ley N° 2.453), y Santa Cruz (Ley N° 2.727), han interpretado que las disposiciones de la Ley Corta les permiten dictar su propia reglamentación sobre la exploración y producción de gas y petróleo en sus territorios.

La provincia de Chubut sancionó la Ley XVII N° 102 que establece un marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera de la provincia. Entre sus principales características se encuentra la obligación de revertir áreas en caso de que no se presente un plan de inversión a la provincia, la responsabilidad solidaria del operador con el concesionario frente al Estado, la creación de nuevas sanciones no previstas en la legislación nacional y la creación de un “Bono de Compensación de los Hidrocarburos para el Desarrollo Sustentable” cuyo importe será de un mínimo de 3% y un máximo de 4% del Valor Boca de Pozo. La ley prevé que en caso de conflicto entre lo establecido en la misma y lo establecido por la Ley Nacional de Hidrocarburos, sus concordantes, supletorias, decretos reglamentarios y demás normas reglamentarias, la normativa nacional prevalecerá sobre la provincial.

Situación de Emergencia de 2001-2002

El 6 de enero de 2002 el Congreso de la Argentina dictó la Ley de Emergencia Pública N° 25.561, que otorgó al PEN la facultad de aumentar su intervención en la actividad económica y dictar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica en la que la Argentina se encontraba inmersa.

La industria petrolífera y gasífera se vio afectada en consecuencia por una serie de nuevas regulaciones que impactaron principalmente en la comercialización y precios del gas y del petróleo y que impusieron retenciones sobre las exportaciones. Véase “Información sobre la Emisora – Ventas y comercialización de hidrocarburos” y “Información sobre la Emisora – Impuestos sobre los hidrocarburos y otros impuestos”.

ENARSA

ENARSA fue creada por Ley N° 25.943 publicada el 3 de noviembre de 2004. El Estado nacional mantiene una participación controlante del 53%, y las provincias tienen derecho a poseer hasta el 12% del capital social. Era intención del gobierno nacional ofrecer el restante 35% del capital de ENARSA al sector privado. La ley otorga a ENARSA permisos de exploración y concesiones de explotación sobre todas las áreas *offshore* nacionales que aún no han sido adjudicadas a terceros. De igual forma, ENARSA puede desarrollar, sola o con otras entidades públicas y privadas nacionales o extranjeras, todo tipo de actividad de hidrocarburos en todos los segmentos *upstream*, *midstream* y *downstream*. La Ley N° 25.943 también otorga a ENARSA el derecho a intervenir en el mercado a fin de evitar abusos de posición dominante debido a la formación de monopolios u oligopolios. Desde su formación, ENARSA celebró diversos acuerdos con diferentes empresas con el objeto de, entre otras actividades, promover actividades de exploración *offshore* y participar en las licitaciones provinciales.

Expropiación de YPF

Mediante la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de fecha 3 de mayo de 2012, el Gobierno Argentino expropió el 51% del capital de acciones de la YPF propiedad de Repsol. Las acciones, declaradas de utilidad pública y sujetas a expropiación, fueron distribuidas en un 49% a las provincias argentinas, y el restante 51% permanecen en manos del Gobierno Argentino.

Adicionalmente, con fecha 27 de julio de 2012 se publicó el Decreto 1.277/2012 reglamentario de la Ley 26.741, constituyendo el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado dispuso: (i) la derogación de aquellas disposiciones de los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos, y la exención de todo arancel, derecho y/o retención sobre las exportaciones e importaciones de hidrocarburos; (ii) la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; y (iii) la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), la cual elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho decreto también crea el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deben inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles. Los sujetos inscriptos deberán 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.

Además, 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, la Comisión 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

La reciente reforma a la Ley Nacional de Hidrocarburos

El 31 de octubre de 2014, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.007, que modificó la Ley Nacional de Hidrocarburos.

La Ley N° 27.007 representa la reforma más extensa a la Ley Nacional de Hidrocarburos desde su sanción en 1967. Siguiendo los lineamientos principales de la Ley Nacional de Hidrocarburos, la Ley N° 27.007 busca adaptarla a la realidad económica y geológica de los yacimientos hidrocarburíferos de la Argentina. Si bien el disparador de la Ley N° 27.007 fue la necesidad de desarrollar los hidrocarburos no convencionales, en particular la formación “Vaca Muerta”, la Ley N° 27.007 también se ocupa de promover la explotación convencional de yacimientos maduros y yacimientos *offshore*.

A continuación, se detallan algunos de los cambios más relevantes que introdujo la Ley N° 27.007:

Permisos de Exploración

- Mayor plazo para los permisos de exploración de hidrocarburos no convencionales (máximo de 13 años).
- Eliminación de la restricción a la titularidad de más de cinco (5) permisos de exploración de manera simultánea, ya sea en forma directa o indirecta.
- Flexibilización de las obligaciones para revertir una porción del área durante el permiso de exploración.

Concesiones de Explotación

- Eliminación de la restricción a la titularidad de más de cinco (5) concesiones de explotación de manera simultánea, ya sea en forma directa o indirecta.
- Mayor plazo para las concesiones de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial (30 años).
- Incorporación de un nuevo tipo de concesión con un mayor plazo: Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (35 años, plazo que incluye un período de “Plan Piloto” de hasta 5 años a ser definido por el concesionario a los fines de determinar la comercialidad del yacimiento).

Prórroga de Concesiones

- Los concesionarios tendrán el derecho de solicitar prórrogas, cada una de ellas por un plazo máximo de 10 años, independientemente de que ya hubieran obtenido prórrogas con anterioridad a la fecha de sanción de la nueva ley.
- La autoridad concedente podrá establecer para las prórrogas de concesiones de explotación el pago de un “bono de prórroga” cuyo monto máximo será igual al resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Regalías

- Las autoridades concedentes únicamente podrán cobrar una regalía del 12% sobre el precio de los hidrocarburos, más el pago de una regalía adicional de hasta 3% en caso de cada prórroga de concesión hasta un máximo total del 18%.
- Las autoridades concedentes podrán reducir la regalía hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.
- Los proyectos de producción terciaria, petróleo extra pesados y costa afuera podrán obtener una reducción de regalías de hasta el 50%, con la previa aprobación de la autoridad concedente y de la Comisión.
- Los concesionarios podrán solicitar una reducción del 25% de las regalías aplicables a hidrocarburos no convencionales, durante los 10 años siguientes al término del “Plan Piloto”, si ellos requiriesen una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos dentro de los 3 años siguientes a la entrada en vigencia de la nueva ley.

Régimen de Promoción

- Se extienden los beneficios establecidos en el Régimen de Promoción creado por el Decreto N° 929/13 a las empresas que realicen una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$ 250.000.000 en proyectos de hidrocarburos a ser efectivizados durante los primeros 3 años del proyecto. Los beneficios se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.
- Los beneficios incluyen el derecho a: (i) exportación del 20% o 60% (según se trate de explotación *on-shore* u *offshore*) del petróleo y el gas producido en el marco del proyecto de inversión, exento de derechos a la exportación; (ii) no reingresar al país los ingresos por dichas exportaciones; (iii) obtener para la producción exportable un precio que no sea inferior al “precio de paridad de exportación” cuando la producción nacional de hidrocarburos sea insuficiente para cubrir las necesidades internas y las exportaciones de petróleo y gas estén prohibidas; e (iv) incentivos fiscales para facilitar la importación de los bienes de capital e insumos necesarios para el proyecto de inversión.

Regulación del mercado

Desde enero de 2003, el precio del petróleo crudo en el mercado local se ha visto limitado por condiciones de mercado y regulatorias. La combinación de un número de consideraciones de mercado, entre ellas la obligación de abastecer el mercado interno y el criterio ejercido por el Gobierno Argentino respecto de la determinación de las retenciones sobre las exportaciones operan como una limitación a los precios obtenidos por la Sucursal respecto de las ventas de petróleo en el mercado interno. Véase “Información sobre la Emisora – Ventas y comercialización de hidrocarburos – Cuestiones regulatorias que afectan las ventas de hidrocarburos en Argentina”, para mayor información relacionada con la comercialización del petróleo y el gas en la Argentina.

Tratamiento impositivo y derechos de importación para los productores de petróleo y gas en Argentina

Véase “Información sobre la Emisora — Impuestos sobre los hidrocarburos y otros impuestos – Argentina”, para obtener información sobre las regulaciones relacionadas con el tratamiento impositivo y las retenciones aplicables sobre las exportaciones de gas y petróleo en Argentina.

Transporte de hidrocarburos

El titular de una concesión de explotación también tiene derecho a solicitar y obtener una concesión de transporte para transportar el petróleo y el gas producidos dentro del área de la concesión. Asimismo, tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos petrolíferos y a construir y operar oleoductos y gasoductos e instalaciones de almacenamiento y conexas. Si bien está obligado a transportar hidrocarburos en forma no discriminatoria en beneficio de terceros a cambio de un arancel, esta obligación se aplica a los productores de petróleo y gas solamente en la medida en que dicho titular de la concesión cuente con capacidad excedente disponible, y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte del petróleo están sujetas a la aprobación de la SE, y las tarifas de transporte de gas a la aprobación del ENARGAS.

Ventas y comercialización de hidrocarburos

Cuestiones regulatorias que afectan las ventas de hidrocarburos en Argentina

Los derechos de la Sucursal sobre el petróleo y el gas provenientes de las áreas ubicadas en Argentina en los que participa se hallan sujetos a leyes, reglamentaciones y decretos argentinos. Conforme a la ley argentina, el gobierno federal o provincial, según sea el caso, es titular de todos los derechos de minería. A su vez, el gobierno puede otorgar a personas privadas el derecho a explorar, desarrollar y producir hidrocarburos en un área geográfica definida.

Por medio de la Ley Nacional de Hidrocarburos y de los Decretos N° 1.055/1989, N° 1.212/1989 y N° 1.589/1989 (Decretos de Desregulación del Petróleo) se estableció el derecho de los titulares de concesiones de explotación o de contratos, tales como la Sucursal, a disponer libremente de su producción, ya sea a través de ventas en el mercado argentino interno o en el extranjero. Los Decretos de Desregulación del Petróleo adicionalmente eliminaron las restricciones a las importaciones y exportaciones de petróleo crudo y, a partir del 1° de enero de 1991, desregularon la industria nacional del petróleo, incluidos los precios del petróleo y productos derivados.

A partir de la sanción de la Ley de Emergencia Pública, el PEN comenzó a regular fuertemente la industria hidrocarburífera y a restringir los derechos otorgados por los Decretos de Desregulación.

En 2012 mediante el Decreto PEN N° 1.277/12 reglamentario de la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, se derogaron, los artículos 5°, inciso d), 13°, 14° y 15° del Decreto N° 1.055/1989, los artículos 1°, 6° y 9° del Decreto N° 1.212/1989 y los artículos 3° y 5° del Decreto N° 1.589/1989. Estos artículos son los referidos a la libre disponibilidad del

crudo, la desregulación del sector hidrocarburífero, la libre importación y exportación de petróleo crudo y sus productos derivados, la libertad de precios de los mismos y la libre disponibilidad de un cierto porcentaje de divisas para los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas y/o gases licuados.

Restricciones a las Exportaciones

El Gobierno Argentino ha establecido restricciones a la exportación de petróleo y gas natural.

La obligatoriedad de registración de las operaciones de exportación se estableció por medio del Decreto 645/2002 y la Resolución SE N° 38/2002. Por medio de la Resolución SE N° 1.679/2004 se incrementaron los requisitos de registración y autorización de todas las operaciones de exportación de petróleo crudo y gas oil, incorporando a las de gas licuado de petróleo en el año 2005 a través de la Resolución S.E. N° 168/2005. Desde marzo de 2004, las exportaciones de gas fueron suspendidas a través de la Resolución SE N° 265/2004. Por medio de la Resolución SE N° 1.338/2006 los requisitos de registración se hicieron extensivos a productos como nafta, *fuel-oil*, *diesel-oil* y lubricantes, entre otros.

Retenciones a las exportaciones

Mediante la Ley de Emergencia Pública, el PEN fue facultado a fijar retenciones sobre las exportaciones (derechos de exportación) de hidrocarburos. Desde marzo de 2002, el Gobierno Argentino ha dictado diversos decretos respecto de las retenciones sobre las exportaciones de petróleo, subproductos de petróleo, gas natural y GLP.

Se establecieron derechos de exportación conforme la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía, basados en el Precio Internacional ("PI") para el crudo; por lo tanto: (i) en caso de que el PI fuera mayor o igual al precio de referencia que era US\$ 60,90 por barril de petróleo crudo, la retención se calcula de acuerdo con una fórmula (en base al PI y a un valor de corte, que para el petróleo crudo era de US\$ 42 por barril), lo que efectivamente implica que para un PI mayor que el valor de referencia, el exportador recibe el valor de corte y el excedente sobre el valor de corte es pagado por el exportador en concepto de derechos de exportación; (ii) si el PI fuera menor que el valor de referencia, se aplica entonces una retención del 45% sobre el precio cobrado por el exportador; y (iii) si el PI del petróleo crudo fuera menor de US\$ 45 por barril, el Ministerio de Economía decidirá en un plazo de 90 días qué retención se aplicará.

Mediante la Resolución del Ministerio de Economía N° 1/2013 se elevaron los valores de corte y de referencia del petróleo de la Resolución del Ministerio de Economía N° 394/2007 a 70 US\$/Bbl y 80 US\$/Bbl respectivamente. Según surge de sus considerandos, esta medida estaría orientada a lograr un nivel de rentabilidad similar entre el petróleo de exportación y el destinado al mercado interno. Finalmente, la Resolución S.E. N° 1077/2014 derogó la Resolución N° 394/2007, definió una nueva metodología de cálculo del PI para el petróleo crudo y otros productos definidos y redujo a un 1% la retención para valores de PI inferiores a los US\$ 71 por barril. Para valores de PI superiores a los US\$ 71 por barril de petróleo crudo, la retención se calcula de acuerdo con una fórmula a partir de la cual el exportador recibe un valor de US\$ 70 por barril y el excedente es pagado en concepto de derechos de exportación. La alícuota reducida deja de aplicar si el precio internacional sube por encima de US\$ 79/barril.

Respecto del gas natural, mediante la Resolución N° 127/2008 del Ministerio de Economía se incrementó la alícuota de los derechos de exportación aplicable a las exportaciones definitivas de gas natural, del 45% al 100%, y se modificó el valor de referencia previamente aplicable fijado por el Convenio Marco entre Argentina y Bolivia, fijando el precio máximo contemplado en cualquier contrato de importación de gas natural a la Argentina como el valor de referencia para el cálculo de los derechos sobre la exportación de gas natural. Este valor de referencia es informado periódicamente por la autoridad de aplicación.

La Resolución N° 60/2015 del Ministerio de Economía modificó parcialmente la Resolución N° 127/08 estableciendo, con respecto a productos de GLP (incluidos butano, propano y mezclas de estos) que, si el precio internacional del producto de GLP pertinente informado diariamente por la Secretaría de Energía se encuentra por debajo del precio de referencia establecido para dicho producto (US\$ 235,3/m³ para propano, US\$ 273,7/m³ para butano y US\$ 252,5/m³ para mezclas de estos), los derechos de exportación aplicables a dicho producto serán del 1%. Si el precio internacional supera el precio de referencia, el productor únicamente estará autorizado a percibir el monto máximo establecido en la Resolución N° 60/2015 para el producto pertinente (US\$ 233/m³ para propano, US\$ 271/m³ para butano y US\$ 250/m³ para mezclas de estos), mientras que el remanente será retenido por el Estado nacional en concepto de gravamen a la exportación.

Disponibilidad de divisas

Anteriormente se permitía a los productores mantener en el extranjero el 70% de todo el producido obtenido de las exportaciones (si bien hubo un período en el año 2002 en que el Gobierno cuestionó este derecho que posteriormente fue confirmado) debiendo, repatriar el restante 30% a través del MULC.

El 25 de octubre de 2011 el PEN emitió el Decreto N° 1.722/2011 donde se establece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación de petróleo crudos, sus derivados, gas y de empresas mineras de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2.581 del 10 de abril de 1964.

Programa “Petróleo Plus”

En noviembre de 2008, el Gobierno Argentino implementó a través del Decreto N° 2014/2008 el Programa Petróleo Plus, con el objeto de brindar incentivos a los productores para aumentar la producción de petróleo y la tasa de reposición de reservas probadas de petróleo.

Según el Programa Petróleo Plus, los productores de petróleo que puedan demostrar un aumento de su producción de petróleo y reposición de sus reservas probadas tendrán derecho a recibir créditos fiscales que pueden ser utilizados para pagar los derechos de exportación sobre el petróleo, GLP y otros derivados del petróleo pagaderos en virtud de la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Resolución N° 127/2008 de la SE.

La Sucursal ha calificado para el programa y ha recibido certificados de crédito fiscal desde enero de 2009.

En el mes de febrero de 2012, mediante nota de la SE se informó la suspensión temporal del Programa Petróleo Plus para aquellas empresas cuya producción diaria de petróleo crudo fuera mayor a 1.300 m³/día. En junio de 2012 mediante Resolución SE N° 438/2012 se otorgó a estas empresas y a aquellas empresas que, estando por debajo del límite productivo mencionado, debieran realizar exportaciones de petróleo en forma ocasional, una compensación de US\$ 28 por cada barril de petróleo crudo exportado retroactivo a febrero de 2012.

El Gobierno Argentino en enero del año 2013 mediante la Resolución SE N° 1/2013, derogó totalmente la Resolución SE N° 438/2012 y de forma parcial la Resolución SE N° 1.312/08, que establecía en el marco del Programa Petróleo Plus, una compensación para las exportaciones de petróleo crudo por la diferencia entre el precio de exportación neto de derechos de exportación y los precios locales.

El 6 de julio de 2015, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante el Decreto N° 1330/2015, dejó sin efecto el Programa Petróleo Plus, considerando que a partir de la modificación del esquema de cálculo de los derechos de exportación efectuado por la Resolución MEFP N° 1077/2014, “*los incentivos que podrían cancelar las empresas beneficiadas por el citado programa contra esos derechos se tomarían muy reducidos.*”

A los efectos de cancelar los incentivos a cargo del estado nacional otorgados durante la vigencia del Programa Petróleo Plus, por los cuales hubiera correspondido la emisión de Certificados de Crédito Fiscal según lo dispuesto en el Artículo 3° del Decreto N° 2.014/08 y que se encontraran pendientes de liquidación, se implementó la posibilidad de cancelar dichos montos mediante la emisión de deuda pública a través de BONAD 2018 y BONAR 2024.

Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo

El 4 de febrero de 2015, mediante la Resolución N° 14/2015, la Comisión creó el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”, con vigencia desde el 1 de enero del 2015 hasta el 31 de diciembre del 2015 (prorrogable por doce meses), con el propósito de incentivar la producción de petróleo.

El Programa otorga tres tipos de “estímulos” a las empresas hidrocarburíferas beneficiarias:

- (i) Estímulo a la Producción: es un monto otorgado en pesos por el Estado Nacional de hasta tres dólares por barril de petróleo crudo (US\$3/Bbl), aplicable a la producción total de petróleo crudo de la respectiva Empresa Beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral sea mayor o igual a su producción base (*i.e.*, cuarto trimestre del año 2014).
- (ii) Estímulo a la Exportación Base: es un monto otorgado en pesos por el Estado Nacional de hasta dos dólares por barril (US\$2/Bbl) de petróleo crudo de producción propia exportado, para todas las Empresas Beneficiarias que destinen parte de su producción al mercado externo.
- (iii) Estímulo a la Exportación Adicional: es un monto otorgado en pesos por el Estado Nacional de hasta tres dólares por barril (US\$3/Bbl) de petróleo crudo exportado, para todas las Empresas Beneficiarias cuya exportación trimestral se encuentre por encima de su exportación base (*i.e.*, volumen de petróleo crudo exportado durante el año 2014 dividido los cuatro trimestres del 2014).

El Estímulo a la Producción puede acumularse con el Estímulo a la Exportación Base o con el Estímulo a la Exportación Adicional, dependiendo de los niveles de producción y exportación de petróleo crudo de la respectiva Empresa Beneficiaria. El Estímulo a la Exportación Base y el Estímulo a la Exportación Adicional no son acumulables.

Asimismo, para todas las empresas beneficiarias, el precio de venta de referencia en el mercado al que se destine la producción de petróleo crudo, sumado al Estímulo a la Producción, (i) no podrá superar los ochenta y cuatro dólares estadounidenses por barril (US\$ 84/Bbl) para la producción de las cuencas cuyo precio será fijado con referencia al petróleo crudo tipo “Medanito” (cuencas Austral *On Shore*, Austral *Off Shore*, Neuquina y Noroeste), y (ii) no podrá superar los setenta dólares estadounidenses por barril (US\$ 70/Bbl) para la producción de las cuencas cuyo precio será fijado con referencia al petróleo crudo tipo “Escalante” (cuencas Golfo San Jorge y Cuyana).

El 30 de junio de 2015 la Comisión aprobó la inscripción de la Sucursal al Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo a través de la Resolución Nro. 103/15. A la fecha, la Sucursal presentó la solicitud por el pago del “Estímulo a la Producción” y del “Estímulo a la Exportación” correspondientes al primer y segundo trimestre de 2015, habiéndose ya cobrado el correspondiente al primer trimestre.

Gas Natural

La Ley de Gas estableció un marco regulatorio para la industria nacional de gas natural en Argentina. La Ley del Gas asimismo creó el ENARGAS, el ente regulatorio que supervisa la industria del gas en la Argentina. El precio del gas en boca de pozo se desreguló el 1º de enero de 1994, y hasta el 2002, era libremente negociado entre productores y compradores, que principalmente comprenden las empresas de distribución de gas y ciertos grandes consumidores, tales como centrales de generación térmica y ciertas empresas del sector industrial. El Gobierno Argentino ha intervenido en el traslado de los precios del gas al consumidor desde el año 2002, resultando precios en boca de pozo sustancialmente inferiores a los precios del año 2001 en términos de dólares estadounidenses.

El Gobierno Argentino ha incrementado el nivel de reglamentaciones aplicables al sector del gas. A partir de febrero de 2004, el Decreto N° 180/2004 estableció la creación de un mercado electrónico de gas (el “Mercado Electrónico de Gas”) de propiedad y operado por la BCBA, siendo su principal objetivo la creación de un mercado libre, transparente y competitivo para las compras y ventas de gas, en los mercados *spot*, de gas natural y secundario (transporte y distribución de gas). Asimismo, dispone la creación de un Fondo Fiduciario que será utilizado para financiar la expansión del sistema de transporte de gas en la Argentina. Conforme al Decreto N° 180/2004, dicho fondo fiduciario debe constituirse principalmente a través de Cargos Específicos creados a tal efecto que son pagados por los consumidores a través de las tarifas de transporte, por fondos obtenidos de créditos de ciertas entidades nacionales y/o internacionales, y determinados aportes realizados por los principales beneficiarios de dicho fondo fiduciario.

El Gobierno Argentino promulgó también el Decreto N° 181/2004, de fecha 13 de febrero de 2004, en el que instruyó a la SE para que elabore un procedimiento destinado a la normalización de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte antes del 31 de diciembre de 2006, a través de acuerdos celebrados con los productores de gas natural. El denominado proceso de segmentación concluyó en septiembre de 2006, habiendo contratado todos los usuarios de gas industriales medianos y pequeños y las estaciones minoristas de Gas Natural Comprimido (“GNC”) directamente con los productores de gas la compra de gas natural en boca de pozo. Desde ese momento, las distribuidoras locales sólo pueden prestar servicios de transporte y distribución de gas a tales consumidores finales. En abril de 2004, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios homologó un Acuerdo entre la SE y los productores de gas en la Argentina, incluida la Sucursal, para implementar dicho procedimiento, el cual requiere que se garanticen ciertos suministros diarios mínimos a los distribuidores y centrales térmicas a través de contratos de transporte en firme y establece un método para establecer los precios de gas de acuerdo con tres segmentos del mercado: residencial, industrial y centrales eléctricas. A partir del 10 de mayo de 2004, el ENARGAS implementó un nuevo esquema tarifario aplicable al gas vendido en boca de pozo, que incluía un aumento en las tarifas a clientes industriales y centrales eléctricas.

Por Resolución N° 599/2007 del 13 de junio de 2007, la SE aprobó un acuerdo marco con los productores de gas natural, según el cual los productores de gas que adhirieron al acuerdo se comprometieron a garantizar un abastecimiento diario mínimo de gas natural a los consumidores del mercado interno durante un período de cinco años. Asimismo, esta resolución dispuso un programa complementario por parte de la SE destinado a cubrir la demanda de gas natural del mercado interno en caso de desabastecimiento. Los precios del segmento industrias y centrales eléctricas en los que no hubiese existido acuerdo entre partes, se ajustaron según un índice preparado por la SE en forma mensual. La Resolución de la SE 172/2011, prorrogó los términos del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

La SE, a través de las Resoluciones N° 1.070/2008 y 1.071/2008, ratificó (i) un acuerdo complementario del Acuerdo con Productores de Gas (el “Acuerdo Complementario”) celebrado con los productores de gas, incluida la Sucursal, y (ii) un acuerdo de estabilidad del precio del GLP, celebrado con los productores de GLP, incluida la Sucursal. El Acuerdo Complementario dispone (a) la incorporación de nuevos precios para el gas natural en boca de pozo para los usuarios residenciales, permitiendo aumentos de tales precios por primera vez desde 2001, (b) segmenta por umbrales de consumo la demanda de gas natural para uso residencial, y (c) aumenta los precios del gas en boca de pozo para el GNC y mercados de generación de energía. La Sucursal y los demás productores parte del Acuerdo Complementario acordaron transferir la

totalidad del aumento efectivamente percibido de los precios dispuestos en el Acuerdo Complementario menos ciertos montos deducibles a un fondo fiduciario creado por Ley N° 26.020, a fin de permitir a los consumidores de bajos ingresos que no tienen acceso al gas natural comprar GLP a un precio subsidiado. Mediante Resolución N° 73/2015, la SE, en el marco del Decreto N° 470/2015, dispuso la extinción del fideicomiso aprobado por la Resolución N° 1080/2008 con efecto a partir del 1 de abril de 2015. A través del Acuerdo de Estabilidad del Precio de GLP, los productores de GLP acordaron suministrar GLP a las compañías de fraccionamiento a un precio tal que resulte económicamente viable para tales compañías vender GLP envasado a dicho precio subsidiado.

“Programa Gas Plus”

El 3 de marzo de 2008, la SE dictó la Resolución N° 24/2008 (posteriormente modificada por las Resoluciones N° 1.031/2008 y 695/2009), que estableció el “Programa Gas Plus”. El objeto de este programa es de incrementar la producción de gas del país. Este régimen establece ciertos precios de gas, para el gas natural proveniente de nuevos descubrimientos, reservorios caracterizados como “*tight gas*” o mediante proyectos de inversión de alto costo o de alta complejidad geológica. Adicionalmente, asegura que los volúmenes comercializados bajo este programa serán los últimos en ser redireccionados ante requerimientos de la Demanda Prioritaria que tiene carácter ininterrumpible.

La Sucursal participa en 14 proyectos bajo el Programa Gas Plus, aprobados por la SE, de los cuales dos están en la cuenca Noroeste, tres en la cuenca el Golfo San Jorge y el resto en la cuenca Neuquina. La Sucursal comercializa parte del gas producido por estos proyectos dentro del segmento de generación termo-eléctrica e industrial.

Plan Gas

Mediante la Resolución N° 1/2013 de la Comisión se creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. A través del mismo se alienta a las empresas del sector a presentar proyectos para incrementar la producción e inyección de gas natural para el mercado interno estableciendo una compensación para el volumen adicional, sobre un volumen base establecido, de US\$ 7,50 por millón de btu. Las empresas que participen del programa en caso de no alcanzar los volúmenes mínimos comprometidos deberán compensar la parte incumplida mediante la importación de gas natural licuado y/u otros mecanismos. El período de vigencia de cada proyecto no puede superar los 5 años. El plazo para presentar proyectos venció originalmente el 30 de junio de 2013 y fue prorrogado por Resolución N° 7 de la Comisión hasta el 16 de agosto de 2013.

El 26 de marzo de 2013 la Sucursal junto con otras empresas relacionadas (en conjunto “las empresas”), presentó a la Comisión un proyecto de inyección excedente de gas natural (el “Proyecto”), por el cual todo el gas inyectado al sistema para el mercado interno por encima del nivel base definido en el mismo recibirá US\$ 7,50 por millón de BTU, y US\$ 2,32 por millón de BTU, en el caso de la Sucursal, para el nivel base. Estos precios se alcanzarán mediante la compensación de la diferencia entre dichos precios y el precio real de venta. Las empresas asumen el compromiso de incrementar la inyección de gas natural para el mercado interno y en caso de no alcanzar ciertos volúmenes mínimos comprometidos, compensar mediante la importación de gas natural licuado y/u otros mecanismos la diferencia entre la producción alcanzada y dichos volúmenes mínimos comprometidos. El Proyecto se extiende por cinco años desde su entrada en vigencia y tiene efecto retroactivo al 1 de diciembre de 2012.

El 17 de abril de 2013 la Comisión aprobó el Proyecto presentado por la Sucursal.

Por último, cabe destacar que la Resolución N° 1/2013 de la Comisión fue complementada por la Resolución N° 60/2013 dictada en Noviembre de 2013 y que propone un “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”.

Esquema de racionalización de uso del Gas Natural.

Con fecha 31 de marzo de 2014 fue publicada la Resolución SE N° 226/14 que establece un esquema de racionalización del uso del gas natural que resultará en incrementos de los precios de gas en boca de pozo para las ventas de gas destinada al consumo de Usuarios Residenciales y Comerciales de servicio completo de hasta 800% respecto de los vigentes precedentemente.

Los nuevos precios de gas en boca de pozo comenzaron a aplicarse en abril de 2014 y alcanzaron su aplicación integral a partir de agosto de 2014.

Los precios vigentes en cada momento dependen de los niveles de ahorro que registren los usuarios Residenciales y Comerciales de servicio completo respecto del mismo bimestre/mes del año anterior, según corresponda.

Así, como ANEXO I de dicha Resolución, se publican los valores por cuenca en Ps./m³ que serán de aplicación exclusivamente para las ventas de gas destinada al consumo de Usuarios Residenciales y Comerciales de servicio completo que

en un bimestre/mes, según corresponda, registren un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Por su parte, como ANEXO II se publican los valores por cuenca en Ps./m³ que serán de aplicación exclusivamente para las ventas de gas destinada al consumo de Usuarios Residenciales y Comerciales de servicio completo que en un bimestre/mes, según corresponda, registren un ahorro en su consumo de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Por último, como ANEXO IV se publican los valores por cuenca en Ps./m³ que serán de aplicación para las ventas de gas al resto de los usuarios no definidos en los artículos precedentes.

Se establecen asimismo como ANEXO III los valores por cuenca en Ps./m³ que serán de aplicación a los usuarios de servicio de gas completo del Área geográfica de la Licencia de Camuzzi Gas del Sur S.A., ya sea que los mismos sean abastecidos por la Distribuidora o por los Subdistribuidores que operan en dicha área. A partir de ello, en varias provincias, entre ellas, Buenos Aires, Santa Fe, San Luis, Mendoza, y Salta, se promovieron acciones de amparo contra la reducción de los subsidios al consumo de gas, resolviéndose, en varios casos, la anulación de los incrementos de tarifas, solicitándose, asimismo se decrete la inconstitucionalidad de la resolución de la SE.

Sistema de Transporte de gas en Argentina

El Sistema de Transporte de Gas Natural por Gasoductos de Alta Presión de Argentina está compuesto por cinco gasoductos principales: los Gasoductos Norte y Centro Oeste (parte del sistema de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) y los Gasoductos San Martín, Neuba I y Neuba II operados por Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”). Los dos sistemas cubren las zonas norte, centro y sur del país y se unen con el Anillo de Alta Presión de Buenos Aires, que abastece el centro de mayor demanda de Buenos Aires. A fin de hacer frente a la falta de infraestructura, el Gobierno Argentino llevó adelante la expansión en dos fases del sistema de transporte de gas natural. La primera fase, que implicó la expansión de la capacidad de transporte de TGN y TGS en 64 mmcf y 102 mmcf por día, respectivamente, fue completada durante 2005. Esta expansión implicó 743 km de nuevos gasoductos y 54.410 hp de capacidad de compresión instalada, y requirió una inversión total de US\$ 568 millones. La segunda fase, que implicó la expansión de los sistemas de TGN y TGS, incluido el tramo del gasoducto que atraviesa el Estrecho de Magallanes se concluyó a finales del 2011.

La Sucursal ha participado junto con otros productores de hidrocarburos en la financiación de las obras de tendido y montaje del gasoducto submarino Transmagallánico II a través de un aporte de US\$ 30 millones al Fideicomiso de Obra Gasoducto Sur 2006-2008. Esta ampliación incrementó la capacidad de transporte del gasoducto General San Martín en su tramo *offshore*. El proyecto comprendió la construcción, tendido y montaje de un gasoducto submarino de 24 pulgadas de diámetro de 37 kilómetros de longitud en la salida este del Estrecho de Magallanes, mar de jurisdicción nacional que une el Cabo Espíritu Santo en la provincia de Tierra del Fuego con Cabo Vírgenes en la provincia de Santa Cruz. Esta ampliación, operativa desde junio de 2010, tiene una capacidad de transporte técnico de 17 MMm³/d y funciona paralelo al gasoducto existente operado por TGS. La capacidad de transporte contratada inicialmente del gasoducto Transmagallánico II es de 7,5 MMm³/d. Considerando la capacidad de transporte combinada de ambos gasoductos, el total de la capacidad de transporte firme contratada entre Tierra del Fuego y el continente es casi 25 millones de metros cúbicos por día.

A través de la Resolución N° 1.410/2010 el ENARGAS estableció un “Procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas”, aplicable a los sujetos de la industria del gas, entre los cuales se encuentra la Sucursal, cuyo objetivo principal es preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, dando prevalencia al consumo de la demanda prioritaria.

Cargo 2067/2008 para la financiación de importaciones de Gas Natural

El 3 de diciembre de 2008, el PEN promulgó el Decreto N° 2.067 por el que creó un fondo fiduciario para respaldar las importaciones de gas natural y la adquisición de gas requerido para satisfacer la demanda local.

Según esta regulación, el fondo fiduciario está integrado con fondos provenientes de: (i) un cargo tarifario pagadero por (a) los usuarios del servicio de transporte y/o distribución de gas, (ii) los consumidores que reciben gas directamente de los productores de gas sin utilizar el sistema de transporte o distribución y (c) las compañías que procesan gas natural; (ii) los fondos provenientes de ciertos contratos especiales de préstamo celebrados entre entidades u organizaciones nacionales e internacionales; y (iii) aportes específicos realizados por los integrantes del sector (es decir, productores, transportistas, distribuidores, otros).

El 8 de noviembre de 2011, a través de la Resolución N° 1982/2011, el ENARGAS ajustó el valor unitario del Cargo del Decreto N° 2067/2008, ampliando el alcance del mismo a los usuarios de gas no residenciales cuya actividad principal o secundaria encuadra en un listado emitido por la AFIP, dentro de las cuales se incluye a la actividad de extracción de petróleo y gas natural. Conforme dicha normativa, estas medidas son de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2011.

La legitimidad del Decreto 2067/2008 ha sido cuestionada por entenderse que impone un cargo de naturaleza tributaria, reservada al Congreso de la Nación y que por lo tanto no puede ser objeto de Decreto. El cargo fue reconocido en la

Ley de Presupuesto N° 26.784. El 11 de diciembre de 2014 la CSJN resolvió en los autos “Alliance One Tobacco Argentina S.A. c/ E.N. – P.E.N. s/ ordinario” que el cargo no es un tributo, por lo que tiene naturaleza tarifaria.

Resolución SE 263/2015 para solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural

La presente resolución determina una erogación con carácter de asistencia económica transitoria por 2.590 millones de pesos por parte del Estado Nacional a ser distribuida a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación de servicios público de distribución del gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente.

Las distribuidoras deberán destinar los fondos percibidos a cancelar las deudas contraídas y vencidas hasta el 31/12/2014 con las empresas productoras de gas, de acuerdo a las pautas fijadas por el Enargas y al pago del costo del gas cuyo vencimiento se produzca durante el año 2015. Asimismo, se establecen ciertas limitaciones a las distribuidoras, entre las que se encuentra la limitación a la distribución dividendos; caso contrario no se verán beneficiadas de la asistencia económica. La resolución se publicó en el Boletín Oficial número 33.145 el 08/06/2015.

Ventas de hidrocarburos de la Sucursal

El total de ventas de petróleo, gas y GLP de la Sucursal en 2014 ascendió a Ps. 24.802,3 millones. Los cinco principales clientes de la Sucursal, que representaron el 79% de sus ventas para dicho ejercicio, fueron: Axion Energy Argentina S.R.L. (ex Esso Petrolera Argentina S.R.L.), subsidiaria de Bidas (“Axion”), en el mercado interno, y Lukoil Pan Americas LLC, Bp Oil, Glencore Ltd. y Chevron Products Company en el mercado de exportación. Las ventas locales de la Sucursal en 2014 representaron aproximadamente el 63% del total de las ventas (el 37% restante consistió en exportaciones). La Sucursal no dependen de ningún cliente individual y sus ventas a nivel local e internacional se basan en los precios vigentes del petróleo crudo en los mercados local e internacional.

Clasificación de ventas por cliente

El cuadro que sigue muestra una lista de los principales clientes de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012³⁶ (se muestra a todo aquel cliente que al menos en uno de los ejercicios ha participado en el 3% o más de las ventas de la Emisora):

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<i>(en millones de US\$)</i>		
Cientes			
Axion	1.517,8	1.585,7	1.419,7
Lukoil Pan Americas LLC.....	344,7	--	--
BP Oil Supply.....	314,1	--	--
Glencore Limited.....	310,2	--	99,8
Chevron Products Company.....	119,2	--	230,9
Central Térmica Loma la Lata.....	103,6	--	--
Shell Western Supply & Trading Ltd.....	71,7	--	--
Chinaoil (Hong Kong) Corporation Ltd.	--	301,5	535,4
CNOOC Trading (Singapore). Ltd.....	--	213,2	--
Empresa Nacional de Petróleo	--	197,7	--
Unipet Asia Company Limited	--	110,6	102,7
Tesoro Refining and Marketing Company.	--	107,3	181,7
Vitol Inc.	--	--	223,5
Statoil Marketing & Trading.....	--	104,6	--
Petrobras Global Trading BV.....	--	--	96,9
Otros ⁽¹⁾	528,3	504,7	575,9
Total	<u>3.309,5</u>	<u>3.125,3</u>	<u>3.466,5</u>

(1) Ninguno es individualmente mayor al 3% del total de ventas de algún año.

³⁶ Corresponde a datos e información interna de la Sucursal.

*Comercialización del petróleo de la Sucursal*³⁷

En 2014, el total de las ventas de petróleo crudo de las áreas de la Sucursal ascendió a aproximadamente 37,3 mmbbls, de los cuales 67% se vendió en el mercado interno y el resto se exportó. Las ventas de petróleo de la Sucursal a refinerías locales se realizan de acuerdo con contratos de suministro que en general revisten el carácter de “Spot”. Los saldos exportables son determinados una vez satisfecha la demanda interna. En el primer semestre de 2015, el total de las ventas de petróleo crudo de las áreas de la Sucursal ascendieron a aproximadamente 19,2 mmbbls, de los cuales 66% se vendió en el mercado interno y el resto se exportó.

Los precios de venta de exportaciones de la Sucursal reflejan principalmente el precio del petróleo argentino vigente en el mercado internacional y por referencia a los mercados internacionales, tales como el WTI o el Brent. La Sucursal percibe los pagos de sus exportaciones en dólares estadounidenses y de sus ventas locales en pesos. En 2014, el principal cliente local de la Sucursal fue Axion, y en menor medida Refinor S.A., Shell CAPSA y ENARSA entre otros y sus principales clientes internacionales fueron Lukoil Pan Americas Inc., Glencore Ltd., BP Oil Supply, Chevron Products Company, Shell Western Supply & Trading Ltd., y Vitol Inc. Durante el primer semestre de 2015 el principal cliente local de la Sucursal fue Axion, y en menor medida Refinor S.A. y sus principales clientes internacionales fueron Mercuria Energy Trading S.A., Trafigura Pte Ltd., Lukoil Pan Americas Inc. y BP Oil Supply.

El principal tipo de petróleo vendido por la Sucursal es el denominado “Escalante”, que se produce en el área Cerro Dragón y representa aproximadamente el 91,2% de la producción total de petróleo de la Sucursal. El Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido en azufre de 0,2%, por lo que resulta atractivo para las refinerías a nivel mundial que tengan plantas de coquización para producir combustible y coque grado ánodo calcinado que se utiliza en los procesos de fundición de aluminio. Por su bajo contenido de sulfuro, el Escalante se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido ácido. Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen petróleo tipo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representa aproximadamente el 5,8% de la producción total de petróleo de la Sucursal. El resto de petróleo producido por la Sucursal en otras áreas es más liviano y se vende generalmente a refinerías locales.

La Sucursal exporta petróleo Escalante en las terminales de carga, normalmente en condición FOB. El petróleo producido en el área Cerro Dragón es transportado a través del oleoducto de propiedad de la Sucursal a la terminal marítima de almacenaje y despacho de Caleta Córdova, de propiedad de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (“Termap”). El petróleo producido en las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike es transportado a través del oleoducto de propiedad de YPF a la terminal marítima de almacenaje y despacho de Caleta Olivia, también de propiedad de Termap. El petróleo producido en las áreas Aguada Pichana, San Roque y Lindero Atravesado es transportado a través del oleoducto Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”).

La Sucursal vende una cantidad significativa de su producción total de petróleo en Argentina a través de contratos de corto plazo. El uso de contratos de corto plazo otorga a la Sucursal flexibilidad respecto de la manera y el momento de la venta de su producción de petróleo. La Sucursal, en el caso de exportaciones, debe ofrecer en primer lugar la producción a las refinerías locales en Argentina.

Pan American ha realizado dos inversiones separadas en instalaciones estratégicas de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, que están destinadas a optimizar y asegurar el transporte, entrega y exportación de su producción de petróleo. Es propietaria indirectamente del 11,9% de Oldelval, el único sistema de oleoductos que conecta la cuenca Neuquina con las terminales de exportación de la costa atlántica. Por otra parte, es propietaria indirectamente del 31,7% de Termap, cuyas terminales que se encuentran estratégicamente ubicadas en la cuenca del Golfo San Jorge (donde está ubicada el área Cerro Dragón) proveen instalaciones, servicios de almacenamiento y carga de petróleo.

*Comercialización de gas*³⁸

La producción de gas proveniente de las áreas de la Sucursal se comercializa en dólares o en pesos según el segmento que corresponda. La mayor parte de la producción de gas de la Sucursal se vende a sus clientes locales a través de tres canales: (i) Distribuidoras locales: los volúmenes comercializados a las distribuidoras locales nominados por ellas diariamente en el marco de la Resolución ENARGAS N° 1410, cuyos volúmenes guardan relación con las participaciones vigentes en el acuerdo de Productores 2007/2011, homologado por la Resolución N° 599/2007 y prorrogado por la Resolución SE N° 172/2011; (ii) Centrales generadoras: el gas natural se vende a través de contratos de largo plazo; y (iii) Industrias: las ventas se realizan principalmente a través de contratos anuales.

Al 31 de diciembre de 2014, la producción de gas de la Sucursal se hallaba comprometida a través de los 190 contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 372 mmcf. Al 30 junio de 2015 con aproximadamente la misma cantidad de contratos el despacho diario promedio ascendió a 401 mmcf. En ciertos casos, la

³⁷ Id.

³⁸ Corresponde a datos e información interna de la Sucursal

fluctuación de precios estará sujeta a un mínimo o máximo o a ambos. La Sucursal estructura sus contratos de gas con cláusulas del tipo “tome o pague” en virtud de las cuales el comprador está obligado a tomar o pagar una cantidad convenida de gas.

Las ventas de gas de la Sucursal por segmento en 2014 fueron aproximadamente un 32,9% a distribuidoras locales, un 31,0% a industrias locales, un 30,0% a plantas generadoras y un 6,1% a estaciones minoristas de GNC. En el primer semestre de 2015 las ventas por segmento fueron aproximadamente en un 27,6% a distribuidoras locales, un 28,2% a industrias locales, un 38,3% a plantas generadoras y un 5,9% a estaciones minoristas de GNC.

Los volúmenes de gas vendidos a los clientes segmentados que anteriormente eran abastecidos por las distribuidoras locales se incluyen en ventas para industrias locales. El gas natural para estaciones minoristas de GNC es 0,6MMm³ por día. Estos volúmenes también eran anteriormente comercializados por las distribuidoras locales.

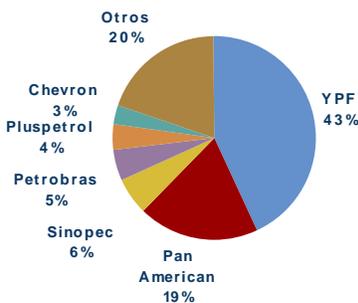
La Sucursal considera que el volumen de sus reservas de gas y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva sobre algunos de sus competidores.

La Sucursal considera regularmente las oportunidades para expandir aún más sus inversiones en proyectos relacionados con las operaciones *midstream* y *downstream*, donde tal inversión daría ventaja a la Sucursal en términos de ventas de gas. Dada la envergadura de sus reservas de gas y la flexibilidad con que cuenta la Sucursal en términos tanto de la producción de gas que tiene a su disposición como de la infraestructura actualmente instalada, la Sucursal se encuentra bien posicionada para continuar incrementando su participación de mercado en la medida que las condiciones de mercado lo permitan. Véase “Información sobre la Emisora – Ventas y comercialización de hidrocarburos – Plan Gas”.

Competencia

A continuación se incluye información sobre la participación de las principales empresas en el mercado de petróleo y gas argentino. La información incluida a continuación se refiere a Pan American como resultado de la sumatoria de la Sucursal, Pan American Sur S.A. y Pan American Fueguina S.A.

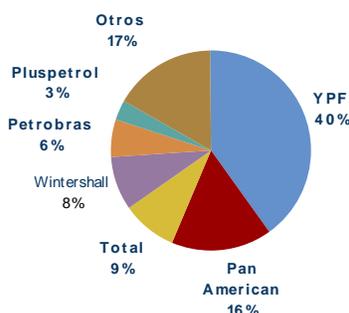
Petróleo. Durante 2014, Pan American fue el segundo productor de petróleo en Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 19% de la producción local de petróleo. Los otros cinco mayores productores de petróleo en Argentina eran YPF, Sinopec, Petrobras, Chevron San Jorge S.A. y Pluspetrol S.A., que, junto con Pan American, representaban aproximadamente el 80% de la producción total de petróleo. El siguiente gráfico muestra la participación de mercado de Pan American y sus principales competidores en el mercado de petróleo local.



Fuente: IAPG

La Sucursal representó el 18% de la producción total de petróleo del país y se elevó al 19% durante el primer semestre del año 2015.

Gas. Pan American también fue el segundo productor de gas en Argentina en términos de volumen durante 2014, representando aproximadamente el 16% de la producción de gas argentina. Los otros cinco mayores productores de gas del sector privado en Argentina fueron YPF, Total Austral S.A. (“Total”), Wintershall, Petrobras y Pluspetrol que, junto con Pan American, representaron aproximadamente el 83% de la producción total de gas. El siguiente gráfico muestra la participación de mercado de Pan American y sus principales competidores en el mercado interno de gas.



Fuente: IAPG

La Sucursal representó el 12% de la producción total de gas del país y se mantienen el mismo porcentaje durante el primer semestre del año 2015.

Producción total

Pan American fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en Argentina durante 2014, representando aproximadamente el 17% de la producción local de petróleo y gas sobre una base bpe combinada.

El mayor productor global tanto de petróleo como de gas en Argentina en 2014 fue YPF, que representaba aproximadamente el 42% de la producción argentina del año 2014, sobre una base bpe combinada. Durante 2014, la participación neta de YPF representó aproximadamente el 43% de la producción de petróleo argentina y aproximadamente el 40% de la producción de gas comercializable de Argentina.

La Sucursal representa aproximadamente el 15% de la producción total de petróleo y gas combinada del país, al 31 de diciembre de 2014 y durante el primer semestre de 2015.

Cuestiones Contractuales y Reglamentaciones

Concesiones de explotación

La Sucursal participa, sola o junto con socios, en once concesiones de explotación en Argentina. Las concesiones argentinas se otorgan por los siguientes plazos: (i) 25 años para la explotación convencional de hidrocarburos, (ii) 35 años para la explotación no convencional de hidrocarburos, y (iii) 30 años para la explotación con la plataforma continental y en el mar territorial con el derecho del concesionario a solicitar la prórroga por un plazo de 10 años de cada uno de ellos. Una concesión otorga al titular el derecho exclusivo de explotar el petróleo y gas dentro de un área de concesión definida. Las concesiones de la Sucursal la obligan a pagar regalías sobre la producción al gobierno nacional o provincial correspondiente por un monto igual al 12% del precio en boca de pozo del petróleo y/o gas producido. En virtud de los términos de las concesiones, la Sucursal debe asimismo pagar al gobierno nacional o provincial, según sea el caso, un canon anual sobre la superficie en explotación por kilómetro cuadrado del área de concesión. En el caso de las concesiones surgidas de la conversión de contratos de servicio, YPF en general suministra el transporte para una cantidad especificada de petróleo y gas producido bajo la concesión.

El 27 de abril de 2007, la Sucursal celebró un acuerdo con la provincia de Chubut que dispuso la prórroga de su concesión de explotación de gas y petróleo respecto del área Cerro Dragón en la provincia (comprende las áreas de Anticlinal Grande – Cerro Dragón, Chulengo y Cerro Tortuga – Las Flores).

El 25 de junio de 2007, la Sucursal celebró un acuerdo con la provincia de Santa Cruz, que dispuso la prórroga de sus concesiones de exploración y explotación de gas y petróleo respecto de las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike y la parte del área Cerro Dragón situada dentro de la provincia de Santa Cruz (es decir la concesión de Cerro Dragón en la provincia).

Según estos acuerdos, las provincias acordaron prorrogar las concesiones por el término de 10 años hasta 2026 o 2027, según corresponda. Adicionalmente, la Sucursal podrá continuar operando las áreas por 20 años luego del vencimiento

de las prórrogas, según ciertos contratos operativos celebrados con las empresas energéticas de propiedad de las provincias, Petrominera y Fomicruz, respectivamente, si la Sucursal cumple con ciertas obligaciones.

Los principales compromisos asumidos por la Sucursal en los acuerdos con las provincias de Chubut y Santa Cruz fueron los siguientes:

- Invertir en actividades de exploración y producción de hidrocarburos, con una inversión mínima de US\$ 2.000 millones en Chubut y US\$ 500 millones en Santa Cruz hasta 2016, y una inversión mínima de US\$ 1.000 millones en Chubut y US\$ 300 millones en Santa Cruz entre 2017 y 2026.
- Invertir US\$ 80 millones entre 2008 y 2012 para la exploración del área *offshore* Centro Golfo San Jorge Marina, ubicado en las provincias de Chubut y Santa Cruz, soportando la Sucursal el costo de tales actividades de exploración y conservando el derecho de explotar las áreas en el caso de una exploración exitosa. Las actividades se realizan en el marco de sendas Uniones Transitorias de Empresas (Contrato de UTE) constituidas con las empresas de energía de propiedad estatal de las provincias, Petrominera y Fomicruz, el 17 de julio de 2007 y 4 de abril de 2008, respectivamente. Si la exploración resulta exitosa, la Sucursal se compromete a invertir otros US\$ 500 millones para la explotación de tales descubrimientos comerciales.
- Aportar US\$ 120 millones a Chubut y US\$ 40 millones a Santa Cruz para desarrollo. Estos pagos fueron realizados en cuatro cuotas anuales.
- Efectuar un aporte adicional a las provincias de Chubut y Santa Cruz equivalente al 3% de los ingresos netos generados por las concesiones. La Sucursal comenzó a efectuar pagos a la provincia de Chubut en septiembre de 2007 y a la provincia de Santa Cruz en abril de 2008.
- Otorgar préstamos o garantías a pequeñas y medianas empresas de la región del Golfo San Jorge, por montos de hasta un total de Ps. 500 millones en el término de veinte años.
- Aumentar sus compromisos con la educación de la región, mediante el otorgamiento de becas universitarias.

El acuerdo con la provincia de Chubut fue ratificado por Ley provincial VII – N° 42 (antes Ley N° 5.616) aprobada el 24 de mayo de 2007, posteriormente promulgada por Decreto N° 500/2007 del gobierno de Chubut y publicada en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2007.

El acuerdo con la provincia de Santa Cruz fue ratificado por Ley provincial N° 3.009 aprobada el 13 de marzo de 2008, posteriormente promulgada por Decreto N° 545/2008 del gobierno de Santa Cruz y publicada en el Boletín Oficial el 27 de marzo de 2008.

El 23 de abril del año 2014, la Sucursal celebró un convenio complementario con la provincia de Chubut que dispuso, entre otras cosas, el pago por parte de la Sucursal de un aporte adicional del 1,1% de los ingresos netos generados por las concesiones.

El 28 de enero de 2009, la provincia de Neuquén y los socios de las áreas Aguada Pichana y San Roque (Total, Wintershall, la Sucursal e YPF), en los que la Sucursal tiene un 18,18% y 16,47% de participación, respectivamente, celebraron un acuerdo que establece una prórroga de diez años de las concesiones para producción de hidrocarburos desde 2017 a 2027. Este acuerdo quedó formalizado por Decreto N° 235/09.

Los principales compromisos asumidos por la Sucursal en estos acuerdos con la provincia de Neuquén fueron los siguientes:

- Realizar inversiones y gastos en las áreas Aguada Pichana y San Roque desde setiembre de 2008 hasta 2027, por la suma de US\$ 153 millones, incluyendo US\$ 23 millones para exploración, en particular de gas.
- Pagar un derecho inicial a la provincia de Neuquén de US\$ 11,2 millones para el área Aguada Pichana y US\$ 4,7 millones para el área San Roque, pagaderos desde marzo de 2009 hasta marzo de 2010. Asimismo, la Sucursal también acordó pagar una tasa adicional sobre la producción mensual del 3% aplicable sobre el valor de la producción neto de ciertos rubros.

- Hacer donaciones por la suma de US\$ 1,3 millones para el área Aguada Pichana y US\$ 0,5 millones para el área San Roque, en 2009 y 2010.

El 17 de julio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén el Decreto N° 1540/2015 mediante el cual se aprueba el Acta Acuerdo de Inversión suscripta el 10 de julio de 2015 por la Sucursal, su socia en el área Lindero Atravesado y la Provincia de Neuquén; y se otorga a los concesionarios en función a sus respectivos porcentajes de participación (62,5% en el caso de la Sucursal) una Concesión de Explotación no Convencional de Hidrocarburos por 35 años sobre el área Lindero Atravesado, incluyendo un período de plan piloto de cuatro (4) años que se extiende desde el 1 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2018. Como condición los concesionarios deberán ejecutar un programa piloto de desarrollo con objetivo preminente en reservorios no convencionales antes del 31 de diciembre de 2018 invirtiendo la suma de dólares estadounidenses quinientos noventa millones (US\$ 590.000.000). La Sucursal abonó en función a su porcentaje de participación un bono de explotación de US\$ 4,6 millones y US\$ 9,3 millones en concepto de anticipo por Responsabilidad Social Empresaria. El acuerdo prevé, entre otras cosas, que cumplidas ciertas inversiones mínimas la concesión se prorrogará por otros 10 años.

En el mes de julio de 2015, YPF, Wintershall y la Sucursal, conjuntamente con la provincia de Neuquén, acordaron, sobre la base del cumplimiento de los compromisos asumidos por la UTE, la división del bloque Bandurria (465,5 km²) de la siguiente manera: el 100 % del área a denominar “Bandurria Sur” (228,5 km²) corresponderá a YPF, el 100 % del área a denominar “Bandurria Norte” (107 km²) corresponderá a Wintershall y el 100 % del área a denominar “Bandurria Centro” (130 km²) corresponderá a la Sucursal.

El 17 de julio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén el Decreto N° 1543/2015 mediante el cual se le otorga a la Sucursal la titularidad del cien por ciento de la Concesión de Explotación no Convencional de Hidrocarburos por 35 años sobre el área Bandurria Centro, proveniente de la subdivisión del área Bandurria en el cual la Sucursal tenía una participación del 18,18%. El 10 de julio de 2015 la Sucursal, sus socios en el área Bandurria y la Provincia de Neuquén firmaron un Acuerdo Transaccional dividiendo el área Bandurria en tres nuevas áreas cada una de las cuales fue asignada cien por ciento a cada uno de los socios. En el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén del 17 de julio de 2015, fue publicado el Decreto N° 1541/15 mediante el cual se determinan las áreas mencionadas. El plazo de la concesión incluirá un período de Plan Piloto del 1 de agosto de 2015 al 31 de julio de 2019, durante el cual se efectuarán inversiones por un monto de trescientos cuatro millones de dólares estadounidenses (US\$ 304.000.000). En relación a este acuerdo la Sucursal le abonó a la Provincia de Neuquén una compensación de US\$ 34 millones y US\$ 7,6 millones en concepto de anticipo por Responsabilidad Social Empresaria.

La concesión de la Sucursal en el área Acambuco vence entre 2026 y 2040, dependiendo del área.

Contratos de UTE

El área Anticlinal Funes es operada por la Sucursal en el marco de un contrato de UTE con Petrominera el cual fue modificado el 31 de marzo de 2015 a fin de establecer ciertos parámetros técnico-comerciales como así también extender el plazo del mismo hasta el 31 de diciembre de 2040,. Como resultado de esta enmienda la participación de la Sucursal ahora es del 70%, véase “Información sobre la Emisora - Actividades de exploración y producción”.

La Sucursal tiene un 90% de participación en la explotación en tres áreas de exploración *offshore* en la cuenca Golfo San Jorge Marina, con las empresas estatales provinciales, Fomicruz, de la provincia de Santa Cruz, y Petrominera de la provincia de Chubut, correspondientes a las áreas Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz, Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz -1, y Centro Golfo San Jorge Marina Chubut. Para mayor detalle, véase “Información sobre la Emisora - Actividades de exploración y producción”.

La Sucursal tiene un 90% de participación en la exploración y eventual explotación de hidrocarburos del Área Aguada de Cánepa, a través de un acuerdo de unión transitoria de empresas suscripto con GyP, véase “Información sobre la Emisora - Actividades de exploración y producción”.

Contratos operativos

Las actividades de exploración y producción de la Sucursal se llevan a cabo, en varios casos, con socios. Los acuerdos contractuales entre la Sucursal y sus socios respecto de actividades de exploración y producción se rigen por contratos operativos. Estos contratos disponen la distribución entre los socios de los costos y gastos en que se incurra en la operación del área de exploración o producción pertinente, así como respecto de la distribución de la producción y las deudas. Si bien en general los contratos operativos disponen que los pasivos sean soportados por los socios de acuerdo con sus respectivas participaciones porcentuales, los socios son solidaria y mancomunadamente responsables frente al Gobierno Argentino por sus obligaciones en virtud de los permisos de exploración y las concesiones de explotación pertinentes. La distribución de la producción se calcula de acuerdo con la participación porcentual correspondiente a cada co-inversor en el área de producción. Cada co-inversor del emprendimiento tiene derecho a comercializar su parte de la producción. Los socios designan a un

operador y se crea un comité operativo, integrado por representantes de los socios, para supervisar y controlar las actividades operativas. Las decisiones tomadas por el comité operativo son en general vinculantes para todas las partes del contrato operativo. Con frecuencia, los contratos operativos (i) imponen limitaciones y restricciones a la transferencia de la participación de los socios en el área de exploración o producción, así como sobre la creación de gravámenes que afecten su participación, y (ii) en el caso de requerimientos de fondos, otorgan ciertos derechos a las partes no culpables de incumplimiento para asumir derechos respecto de las participaciones de la parte incumplidora.

La Sucursal opera siete de las diez áreas de producción de petróleo y gas en las que tiene participación y las cuatro áreas de exploración de petróleo y gas en las que tiene participación. La Sucursal no actúa como operador de las áreas Aguada Pichana, San Roque y Estancia La Escondida. En calidad de operador de un área, la Sucursal está autorizada a cargar una parte de sus gastos operativos generales atribuibles a esa área o a cada uno de sus socios en el emprendimiento.

Tributos, regalías y otras obligaciones de similar naturaleza sobre los hidrocarburos y otros impuestos

En virtud de las reglamentaciones argentinas vigentes que rigen las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la Sucursal está sujeta a tributos y otras cargas sobre su producción en Argentina. Las principales obligaciones de la Sucursal por estos conceptos vigentes a la fecha incluyen:

- Regalías hidrocarburíferas del 12% por las concesiones de explotación y del 15% por los permisos de exploración de la producción valorizada, en caso de su pago en dinero, al valor boca de pozo. Dicha regalía es recaudada por las provincias para los hidrocarburos *onshore* y *offshore* ubicados dentro de la jurisdicción provincial, y por el gobierno nacional para los hidrocarburos fuera de las jurisdicciones provinciales. Los derechos de exportación, que se analizan más adelante, no deben ser deducidos de la base del cálculo del precio en boca de pozo para dicha carga.
- Impuesto a las ganancias del 35% de las utilidades societarias netas calculadas de acuerdo con las normas especiales del tributo. La autoridad fiscal ha aclarado que en caso de contribuyentes, como la Emisora que confeccionan sus estados contables bajo normas NIIF, el cálculo de este tributo deberá basarse en estados contables especiales confeccionados con Normas Contables Anteriores.
- Impuesto al Valor Agregado (IVA) que en general asciende al 21% sobre las ventas locales de petróleo y gas, que se suma al importe facturado por ventas de la Sucursal y se trasladan al comprador (las exportaciones están exentas, estando previstos mecanismos de recupero de IVA facturado por la adquisición de los bienes o servicios vinculados a las exportaciones). La Emisora abona un IVA discriminado en las facturas de sus proveedores cuya alícuota general es del 21%. El IVA abonado a los proveedores se descuenta como crédito del IVA a pagar al fisco.
- Impuesto sobre los ingresos brutos provincial aplicado en general sobre los ingresos obtenidos por la Sucursal. Las ventas de petróleo y gas están gravadas a alícuotas que varían en las distintas jurisdicciones (en general las exportaciones de bienes no tributan este impuesto). Si bien las provincias en las que la Emisora produce hidrocarburos se han comprometido a través del denominado Pacto Federal de Hidrocarburos del año 1994 a no incrementar las alícuotas aplicables a la actividad a más del 2%, en los últimos años han aprobado normas en violación de tal compromiso llevando el nivel de imposición desde el 2,5 % al 3,5%. En el marco del Acuerdo para el autoabastecimiento de hidrocarburos del 16/9/2014, las provincias hidrocarburíferas se comprometieron a limitar la alícuota del impuesto sobre los ingresos brutos al 3%.
- Impuesto sobre los activos (impuesto a la ganancia mínima presunta) a una alícuota del 1% sobre el valor de los activos de la Sucursal, existentes al 31 de diciembre de cada año, determinado de acuerdo con la Ley N° 25.063. Ciertos activos, tales como acciones y participaciones en otras sociedades sujetas al mismo impuesto, se hallan exentos. El valor de las adquisiciones e inversiones en activos sujetos a depreciación (excepto automóviles) no son computables para la determinación del monto de los activos imponibles en el ejercicio económico de la adquisición o inversión y en el ejercicio fiscal posterior. El impuesto a las ganancias determinado para el mismo ejercicio fiscal, se considera un pago a cuenta de este impuesto. Eventualmente, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede el monto a pagar en concepto de impuesto a las ganancias, el impuesto a la ganancia mínima presunta efectivamente pagado puede ser computado como pago a cuenta del impuesto a las ganancias durante los diez ejercicios siguientes, con ciertas limitaciones.
- Impuesto de sellos provincial a tasas diferentes (con valores próximos al 1%) dependiendo de la provincia y tipo de operación. En general, este impuesto se aplica sobre el valor económico de los contratos escritos suscriptos dentro de la jurisdicción provincial. A partir de enero de 2009, este impuesto también se aplica en la jurisdicción de la C.A.B.A. La alícuota general del impuesto en la C.A.B.A. es del 1% para el año 2015.

- El 29 de diciembre de 2014, a raíz de la caída del precio internacional del petróleo crudo, el Ministerio de Economía dictó la Resolución N° 1077/2014 reduciendo la alícuota de los derechos de exportación de crudo y ciertos derivados mientras el precio internacional del petróleo crudo esté por debajo de US\$ 79/barril. La alícuota reducida deja de aplicar si el precio internacional sube por encima de US\$ 79/barril. Para ese caso, la Resolución N° 1077/2014 prevé la aplicación de una fórmula en virtud de la cual el Estado Nacional captura en concepto de gravamen a la exportación la diferencia entre US\$ 70/barril y el precio de exportación.
- Impuesto a los débitos y créditos que grava las operaciones con cuentas corrientes bancarias mantenidas en entidades financieras situadas en la Argentina y otras operaciones bancarias utilizadas en sustitución de las cuentas corrientes bancarias. La alícuota general es del 0,6% por cada operación de débito y del 0,6% por cada crédito. En otros casos, la alícuota puede variar entre el 0,05% y el 1,2%. El 34% del impuesto pagado sobre las acreditaciones en cuentas gravadas con la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas con la alícuota del 1,2% se admite como un pago a cuenta del impuesto a las ganancias y/o del impuesto a la ganancia mínima presunta.
- Impuesto a los bienes personales que grava las acciones u otras participaciones mantenidas en entidades reguladas por la Ley N° 19.550 a una alícuota del 0,5% aplicada sobre el patrimonio neto calculado sobre los estados contables confeccionados con Normas Contables Anteriores. El decreto 988/03 aclaró que el impuesto resulta de la aplicación a las sucursales de empresas extranjeras. La Corte Suprema de Justicia de la Nación, en la causa “The Bank of Tokio – Mitsubishi UFJ Ltd. c/ EN – AFIP – DGI – resol. 269/07 s / Dirección General Impositiva” (C.S.J. 116/2012 (48.T)) del 16/12/2014 sostuvo que la sucursal de una sociedad extranjera no debe actuar como responsable sustituto y que el decreto 988/03 no puede obligar a las sucursales a actuar como responsables sustitutos dado que ello no ha sido previsto en la ley del impuesto.
- Canon de explotación de Ps. 4.500 por año por cada kilómetro cuadrado de superficie dedicada a la producción en el área de concesión. En el caso del área Cerro Dragón – Anticlinal Grande, la superficie remanente paga el 15% del valor mencionado.
- Aporte del 3% adicional sobre ingresos netos de la Emisora provenientes del área Cerro Dragón en la provincia de Chubut y Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike en la provincia de Santa Cruz y del 3% sobre la producción neta de ciertas deducciones en las ubicadas en la provincia de Neuquén (véase “Cuestiones Contractuales y Reglamentarias – Concesiones de Explotación”).
- Aporte del 1,1% adicional sobre ingresos netos de la Emisora provenientes del área Cerro Dragón atribuible a la provincia del Chubut. Este aporte se paga directamente a ciertas municipalidades y sindicatos.

Salud, Seguridad y Ambiente

La Sucursal lleva adelante un esfuerzo sostenido para mantener una cultura de seguridad acorde con estándares internacionales en busca de lograr una cultura generativa en materia de seguridad y ambiente, efectuando mediciones de su performance, investigando todos los accidentes registrables, los primeros auxilios y los cuasi accidentes que pudieren tener una potencialidad mayor y difundiendo sus lecciones aprendidas. La alta dirección de la Sucursal, a través de un foro de Seguridad Ambiente y Excelencia Operacional (“SEO”), efectúa el seguimiento de la aplicación de las mejoras que surgen de los compromisos en SEO asumidos por Gerentes y Vicepresidentes y de las investigaciones de incidentes, asegurando que sus sistemas y el de sus contratistas, incorporen las mejoras necesarias en los procesos de gestión.

Salud ocupacional

La Sucursal dispone de un equipo médico permanente que diseña y supervisa programas de actividades preventivas para la salud; 14 enfermerías, 49 enfermeros y 18 médicos brindan atención ante incidentes relacionados o no con el trabajo en sus áreas operativas y en sus oficinas de Buenos Aires a todo el personal que presta servicios en sus operaciones, sean propios o contratados. Desde diciembre de 2013 hasta junio de 2015, el equipo atendió más 16.301 consultas, siendo sólo el 13,1 % de ellas relacionadas con el sistema de gestión de emergencias; de estas un 44,1% fueron incidentes no relacionados con la tarea y el 13,8% resultaron en atención sin lesión alguna.

Asistencia a la comunidad: en el mismo período se realizaron 69 atenciones con traslado a centro asistencial.

El equipo participa también activamente en la formación de aspectos relacionados con la salud en ámbitos internos y externos a la compañía

Durante el año 2014 y hasta junio de 2015, en la Sucursal no se registraron casos de enfermedades profesionales.

Seguridad

La Sucursal dispone de un sistema de gestión con un fuerte enfoque cultural que actualmente se encuentra en análisis para conformar un sistema de gestión integrado basado en las OSHA 300, ISO 14001, OSHA 18001 / ISO 45001.

Las principales herramientas de gestión son las siguientes:

- Control de trabajo: SPT –Sistema de Permisos de Trabajo, ACT: Análisis Crítico de Tareas y PRP –Planilla de Riesgos Potenciales.
- Incorporación de los conceptos de Seguridad de Procesos a la gestión de SSA.
- Sistemas de observación orientados a focalizar la atención en la seguridad y la salud de las personas, durante la realización de sus actividades, atendiendo las cuatro “P”: Personas, Proceso, Performance y Planta, con participación de la Alta Dirección. TOSS y SOCs son herramientas de observación diseñadas para identificar condiciones y actos inseguros, y actuar sobre ellos de modo tal de prevenir lesiones y crear ambientes de trabajos más seguros. Estas técnicas favorecen la comunicación y la actitud proactiva de los empleados con relación a la seguridad.
- Talleres / encuestas de cultura que relevan las principales debilidades y fortalezas de la cultura de SSA de PAE para generar las acciones de mejora. Dicho enfoque está basado en la práctica de cultura de OGP 435, el modelo “Escalera de la Cultura”, con el fin de facilitar un análisis de la cultura de SSA en la industria del Oil & Gas.

Los talleres tuvieron como resultado:

- Compartir los emergentes de la encuesta de cultura y definir las acciones de ajuste pertinentes.
- Asegurar que la visión de los temas de SSA se reciben del mismo modo en todas las operaciones de PAE.
- Alinear los mensajes de SSA bajo el concepto “Operación Segura y Ambientalmente Responsable”.
- Definir los compromisos de SSA de cada nivel.
- Gestionar a los contratistas de modo tal de influir sobre su cultura.

Durante el año 2014 se continuaron con estos talleres en todas las Unidades de Gestión, para mantener viva la concientización en los temas de SSA y aunar los esfuerzos en pro de la prevención de incidentes en los frentes de trabajo.

- Competencias y capacitación:

Las competencias del personal son gestionadas a través de un proceso interno de gestión, desplegado junto al área de Recursos Humanos. Los programas anuales incluyen entrenamientos “*in company*” o externos, desplegados en centros técnicos y universitarios de vanguardia.

Asimismo, la Sucursal ha sumado a la Universidad del Comahue en Neuquén, al programa de inducción de Seguridad, Salud y Ambiente, iniciado en el 2012 con la Universidad Nacional San Juan Bosco en Comodoro Rivadavia, permitiendo la capacitación en el sistema de gestión de SSA de más de 2.655 personas de diversas compañías contratistas de la Sucursal.

Los planes de contingencia son revisados y actualizados en forma anual. Las capacitaciones teórico prácticas incluyen despliegue de recursos y participación de asistentes y observadores externos.

- El siguiente cuadro muestra los principales Indicadores de Seguridad de la Sucursal de los últimos 5 años:

Indicadores Clave de Desempeño	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Ene-Jun 15
Casos Fatales	0	1	0	0	0	1	1
Frecuencia de DAFWC ⁽¹⁾	0,092	0,032	0,052	0,023	0,056	0,016	0,095
Frecuencia de TRIC ⁽¹⁾	0,511	0,417	0,333	0,417	0,358	0,327	0,312
Frecuencia de TVAC ⁽¹⁾	0,233	0,272	0,160	0,151	0,114	0,108	0,083

(1)DAFWC: accidentes con días perdidos; TRIC: accidentes totales registrables; TVAC: accidentes totales vehiculares relacionados con el trabajo.

Adicionalmente, está en desarrollo la implementación del registro de incidentes de procesos en base a RP API 754. Dichos incidentes se investigan, se difunden sus lecciones aprendidas y se asegura la aplicación de las mejoras en los estándares de la compañía.

- Investigación de Incidentes:

Durante el año 2014, y con miras a mejorar la forma en la que se investigan los incidentes y accidentes, el equipo de SSA se apoyó en la consultora ICSI cuyo enfoque integrador pone en consideración el riesgo industrial en todos sus aspectos: técnicos, organizativos y humanos, con foco en determinar las fallas latentes que llevaron a la ocurrencia del evento. Este enfoque busca una mirada sistémica y profunda para evitar la recurrencia. Su implementación plena se realizará durante el 2015.

- Nuevas implementaciones tecnológicas:

La Sucursal lanzó una herramienta digital para facilitar la carga de las Observaciones de Seguridad y realizar el seguimiento de acciones.

A partir del 1° de julio se dispone de una aplicación para la carga de las TOSS, SOC y seguimiento de acciones, diseñada especialmente para simplificar y optimizar estas tareas.

A esta implementación se le suma el módulo Seguimiento de Acciones mediante el cual podrá realizarse la gestión de aquellos emergentes detectados y/o reportados a través del formulario antes mencionado. Así, además de simplificar los procesos, la mejora en el registro y relevamiento de información, a partir de esta nueva aplicación, podremos continuar fortaleciendo nuestra cultura de seguridad.

- Proyecto PAE 2020:

Este proyecto que ha sido desplegado en toda la empresa por representantes de la Alta Dirección, aportará herramientas clave para el cambio, y cuyo objetivo es mejorar y unificar procesos de las distintas Unidades de Gestión, con miras a consolidar las mejores prácticas.

De esta manera PAE 2020, en la búsqueda de la sustentabilidad, espera contar con procesos claros, visibles y ordenados para ser más eficientes y continuar en la búsqueda sostenida de la mejora continua.

Cumplimiento ambiental

La dirección de la Sucursal considera que sus operaciones actuales cumplen en todos sus aspectos sustanciales con las leyes y reglamentaciones aplicables en relación con la protección del medio ambiente, según dichas leyes y reglamentaciones fueran interpretadas y aplicadas a la fecha del presente Prospecto.

La Sucursal posee un programa de monitoreo de aguas freáticas y subterráneas en GSJ donde la Emisora tiene operaciones que implica la perforación de freatómetros y piezómetros. Durante el año 2014 y hasta junio de 2015 se extendió la red de monitoreo con la instalación de 87 freatómetros y 4 piezómetros. La totalidad de los pozos de monitoreo en todas las Unidades de Gestión ascienden a 666 freatómetros activos y 17 piezómetros. La finalidad del programa es mejorar el conocimiento y entendimiento de la dinámica y calidad del recurso hídrico.

Se focalizaron los esfuerzos en la gestión de residuos, lo que abarcó: la construcción y ampliación de sitios de acopio transitorios (de acuerdo a la legislación vigente y con la aprobación de la autoridad de aplicación); la identificación de distintos tratadores habilitados tanto para residuos petroleros como peligrosos con nuevas tecnologías y sobre todo la concientización de todo el personal, tanto propio como contratado, a través de campañas de divulgación remarcando la importancia de la minimización de la generación, la clasificación en el sitio de generación y el aseguramiento del tratamiento adecuado al tipo de residuo.

Durante este periodo se realizaron distintos proyectos y acciones tales como:

- Construcción del Predio de Almacenamiento Transitorio de Residuos Peligrosos y habilitación de dos repositorios (GSJ).
- Iniciaron las obras para la adecuación de los hornos pirolíticos con instalación de sistemas de lavado de gases (GSJ).
- Transporte y tratamiento de residuos calificados como peligrosos (tierras empetroladas) acopiados en la UG Acambuco
- Transporte y tratamiento de stock de residuos acopiados en la UG Neuquén

- Licitación General de Transporte y tratamiento de Residuos Peligrosos y Petroleros en UG GSJ.
- Iniciaron los programas de saneamiento de suelos en las áreas de Piedra Clavada y Koluel Kaike (GSJ)

La cantidad de derrames entre 1 y 100 bbl durante el año 2015 fue de 27, siendo el mayor de 27,8 bbls. No hubo derrames superiores a ese volumen.

La Sucursal continúa trabajando en procesos de biorremediación de suelos con hidrocarburos, mediante biopilas en el área Cerro Dragón y en Neuquén. Esta metodología de remediación tiene las habilitaciones correspondientes incluyendo la metodología, operadores y sitios de disposición del material saneado por la autoridad de aplicación correspondiente. No obstante la Sucursal continua evaluando alternativas y metodologías más eficientes para el tratamiento de estos suelos que incluyen oxidación y tratamiento con bacterias específicas, realizando pruebas piloto a tales efectos con contratistas especializados.

En las distintas unidades de gestión se desarrollaron tareas de relevamiento e investigación con la participación de ONG's, Universidades y consultoras que poseen profesionales destacados del medio, entre ellas:

- Relevamiento de fauna, flora, suelos, arqueología y paleontología, y geología y geomorfología en GSJ.
- Relevamiento de fauna, flora, suelos, geología y aspecto sociales en Neuquén.

Asimismo, la Sucursal continúa desarrollando y ampliando su Sistema de Información Geográfica ("SIG"), que identifica y almacena información ambiental clave en diferentes capas temáticas. Se realizó la georreferenciación y carga al SIG de los datos primarios relevados (Flora, Fauna, Arqueología, Suelos y Análisis Químicos).

En el año 2013 se confeccionaron las líneas de base ambientales en las Unidades de Gestión de GSJ y Neuquén. Uno de los aspectos relevados fue el tipo de suelo presente en cada sitio de las áreas mencionadas, por lo que se elaboraron mapas temáticos con mayor detalle y precisión que los que se encontraban hasta entonces en la bibliografía.

Los trabajos llevados a cabo consistieron en: trabajo inicial en gabinete para planificación, relevamiento de campo, confección de calicatas y toma de muestras. Como producto se obtuvo un mapa de Asociaciones de Suelos, el cual fue incorporado al SIG, y se encuentra a disposición de toda la organización para ser empleado con distintos fines ambientales, tales como la ubicación de nuevos proyectos o la recomposición de sitios en desuso.

La Sucursal lleva adelante un Plan de Monitoreo Ambiental en forma continua durante todo el año y realiza dos tipos de auditorías ambientales anuales:

- los Informes de Monitoreo Ambiental Anual, de acuerdo al cumplimiento de la legislación ambiental emitida por la SE mediante Resolución 25/04, y
- las auditorías voluntarias ambientales realizadas tanto internamente como por terceros, con la finalidad del mantenimiento del Sistema de Gestión Ambiental certificado bajo la Norma ISO 14001.

La Sucursal posee la certificación de su Sistema de Gestión Ambiental bajo norma ISO 14001, para cada una de sus Unidades de Gestión siendo el ente certificador TUV Rheinland.

La Sucursal tramita y obtiene las autorizaciones ambientales necesarias para el desarrollo de sus actividades en el marco de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental vigentes en cada una de las jurisdicciones en las que opera, que requieren de la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (y Social, según corresponda), Informe Ambiental de Proyecto, Informe Ambiental o Informe Técnico según la envergadura de la obra en cuestión y según el requerimiento de cada jurisdicción.

Adicionalmente se ha inscripto y mantiene vigentes todas las registraciones correspondientes en materia ambiental en las provincias que requieren la inscripción de la empresa como tal, a saber: Chubut en el Registro de Gestión Ambiental de la Actividad Petrolera creado por Ley XI N° 35; y Neuquén en el Registro de Control Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera creado por Ley 2600.

Durante el año 2014 se realizaron, de acuerdo al plan correspondiente, las auditorías de recertificación del Sistema de Gestión Ambiental certificado bajo norma ISO 14.001 en Golfo San Jorge, y de seguimiento en Neuquén, y Acambuco. Durante el mes de junio de 2015 se realizó la auditoría de seguimiento para Golfo San Jorge, todas ellas con resultados satisfactorios, re-certificando la norma en todos los casos.

Riesgos operativos y seguros

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos riesgos relacionados con los activos *onshore* y *offshore*, control de pozos, responsabilidad civil, contaminación súbita y accidental, remoción de desechos y limpieza, daños por el transporte de materiales y mercaderías y pérdida de beneficio. La Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal establece sus niveles de riesgos y los seguros correspondientes a tales riesgos en función de las conclusiones de dicha revisión.

La Sucursal considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria. Según requieren las normas argentinas, los seguros se contratan con compañías aseguradoras y reaseguradoras argentinas que reaseguran y retrocesionan (vuelven a reasegurar) sus riesgos fuera del país. Las pólizas de seguro de la Sucursal tendrán validez hasta julio de 2015. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Sucursal oscilan entre U\$S 0,1 millón y U\$S 1 millón. Durante el año 2012 se produjo un hecho de vandalismo en el yacimiento Cerro Dragón el cual originó un reclamo en la póliza de Todo Riesgo Operativo, por el cual el 30 de junio de 2015 la Sucursal alcanzó un acuerdo transaccional con su aseguradora por un total de U\$S 24 millones.

Bienes

La Sucursal no posee ningún bien inmueble esencial. En general, posee una participación en calidad de concesionario en las áreas en las que se le han otorgado derechos de exploración y producción, y alquila su espacio de oficinas en Buenos Aires a una parte relacionada.

Procedimientos legales

La Sucursal es parte de procedimientos de arbitraje y acciones legales en el curso habitual de sus negocios, incluyendo ciertas controversias laborales y reclamos no resueltos iniciados por terceros y controversias relacionadas con el pago de impuestos con ciertas provincias de Argentina y la AFIP. La Sucursal considera que ninguno de los procedimientos de arbitraje y acciones legales en los que está involucrada se prevé que tenga un efecto sustancial adverso sobre sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Asociación de Superficiarios de la Patagonia (“AS.SU.PA.”)

El 21 de agosto de 2003, AS.SU.PA. inició procedimientos contra YPF y ciertas otras empresas petroleras con operaciones en la cuenca Neuquina en relación con el impacto ambiental de las operaciones de hidrocarburos de dichas empresas. Los procedimientos fueron enmendados para incluir a la Sucursal como demandado el 9 de septiembre de 2004, e incluyen un reclamo por un monto indeterminado de daños y perjuicios y otro por cumplimiento específico. El reclamo de AS.SU.PA. procura medidas correctivas en base a la Ley General del Ambiente y requiere la constitución de un fondo de compensación ambiental según lo previsto en la Ley General del Ambiente. El reclamo por cumplimiento específico contempla la implementación por los demandados de medidas para prevenir futuros daños al medio ambiente como consecuencia de las operaciones de hidrocarburos. El reclamo de AS.SU.PA. sostiene que, en caso de que no se realizaran medidas correctivas, ésta debería administrar cualquier compensación (básicamente para reforestación) que se otorgue. Los procedimientos comprenden reclamos respecto del impacto ambiental de las operaciones regulares y para daños ambientales en general.

Los reclamos se refieren a operaciones dentro de un área geográfica extensa (cerca de 147.000 km²) sin asignar daños y perjuicios específicos a un determinado demandado o identificar el daño ambiental causado o medidas correctivas procuradas al respecto. Los reclamos incluyen afirmaciones generales de hechos y hacen extensiva estas alegaciones a todos los demandados en base a un informe preparado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo que solamente se refiere a tres áreas (Huantraico, Chihuido de la Sierra Negra y Puesto Hernández) en la cuenca Neuquina, en los cuales la Sucursal no posee participaciones.

La Sucursal presentó su defensa el 26 de octubre de 2004, invocando las siguientes excepciones: (i) defecto legal, fundado en que los reclamos no son suficientemente específicos; (ii) falta de legitimación; (iii) acciones administrativas/judiciales similares pendientes; y (iv) prescripción. La Corte Suprema de Justicia de la Nación aceptó la excepción de defecto legal y ordenó a las actoras identificar más adecuadamente el fundamento de su reclamo el 29 de agosto de 2006. El 6 de diciembre de 2006 la Corte dio traslado a la Sucursal de la presentación realizada por la actora subsanando el defecto legal. El 12 de marzo de 2007, la Sucursal rechazó los argumentos de las actoras en base a la excepción de defecto legal e invocó, como excepciones principales, (i) que no se causó daño ambiental, (ii) falta de legitimación, y (iii) prescripción. El 26 de agosto de 2008 se notificó a la Sucursal la resolución de la Corte Suprema que establece por una mayoría de votos que el defecto legal invocado quedó subsanado. La Corte Suprema citó a audiencia conciliatoria para el día 23 de marzo de 2011, en la que AS.SU.PA. e YPF manifestaron su acuerdo para mantener conversaciones y suspender los plazos procesales. Los

restantes demandados rechazaron el acuerdo pero no objetaron la suspensión. Las tratativas entre AS.SU.PA e YPF no prosperaron.

Metrogas Chile

El día 21 de mayo de 2013, la Sucursal fue notificada del inicio por parte de Metrogas S.A. (Chile) de una demanda arbitral contra la Sucursal y otras empresas productoras de hidrocarburos de Argentina, alegando daños y perjuicios sufridos como consecuencia de supuestos incumplimientos contractuales por parte de las demandadas bajo el contrato de compraventa de gas natural de fecha 9 de abril de 1997. El arbitraje se realiza bajo las Reglas de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, con sede en Buenos Aires, en idioma español y bajo ley argentina. El reclamo total asciende a la suma de US\$ 241.475.576, limitándose la potencial responsabilidad de la Sucursal al 25% del total de la responsabilidad de las demandadas.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

Resumen de la información contable y financiera

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012³⁹ y a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014⁴⁰.

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal (en millones de pesos)

	Período de seis meses finalizados el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2015	2014	2014	2013	2012
INFORMACIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS					
INGRESOS					
Ventas netas	12.315	12.281	24.802	16.686	12.330
COSTOS Y GASTOS					
Costo de ventas	(8.710)	(6.783)	(14.784)	(10.237)	(8.328)
Gastos de exploración	(41)	--	(74)	(7)	(108)
Gastos de administración	(946)	(729)	(1.608)	(964)	(767)
RESULTADO OPERATIVO	2.618	4.768	8.336	5.478	3.128
Resultados financieros, netos	(644)	277	(233)	71	(409)
Otros ingresos y egresos, neto	173	(75)	4	67	49
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	2.147	4.970	8.107	5.616	2.767
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(821)	(1.562)	(2.857)	(1.590)	(955)
Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(427)	(1.283)	(1.330)	(1.539)	(425)
GANANCIA NETA DEL EJERCICIO	899	2.125	3.921	2.486	1.387
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO / EJERCICIO	3.145	8.442	11.834	8.377	3.415
EBITDA ⁽¹⁾	5.355	6.607	12.568	7.938	5.156
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(849)	(538)	(1.117)	(676)	(543)
INFORMACIÓN DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA:					
ACTIVO					
Activo corriente	5.449	6.132	5.402	4.044	3.261

³⁹ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 disponible en AIF.

⁴⁰ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, disponibles en la AIF.

Activo no corriente					
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	73.550	56.343	64.526	42.351	28.881
Otros activos no corrientes	1.807	1.545	1.849	1.034	714
Total del activo no corriente	75.357	57.888	66.375	43.385	29.595
Total del activo	80.806	64.020	71.777	47.429	32.855
PASIVO					
Total del pasivo corriente	14.979	9.999	10.854	7.805	6.075
Total del pasivo no corriente	26.058	20.790	24.299	14.773	10.257
Préstamos y Obligaciones Negociables no corrientes	10.464	8.006	10.015	5.823	5.302
Otros pasivos no corrientes	15.594	12.784	14.284	8.951	4.955
Total del pasivo	41.037	30.789	35.153	22.578	16.332
Resultados no asignados - Casa Matriz	16.324	13.630	15.425	11.566	9.129
Capital asignado a la Sucursal	222	222	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239	239	239
Otro resultado integral	19.052	15.209	16.806	8.892	3.001
Reserva especial	3.932	3.932	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	39.769	33.231	36.624	24.852	16.524
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	80.806	64.020	71.777	47.429	32.855

(1) El EBITDA comprende las ventas netas menos (i) costo de ventas y (ii) los gastos de administración más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles.

Otra información de la Sucursal

Indicadores

	Período de seis meses finalizados el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2015	2014	2014	2013	2012
Margen bruto (% de ventas netas)	29,3	44,8	40,4	38,6	32,5
Margen operativo (% de ventas netas)	21,3	38,8	33,6	32,8	25,4
EBITDA (% de ventas netas)	43,5	53,8	50,7	47,6	41,8
Índice de liquidez ⁴¹ (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,36	0,61	0,50	0,52	0,54
Inmovilización de capital ⁴² (Activo no corriente / Total activo)	0,93	0,90	0,92	0,91	0,90
Solvencia ⁴³ (Patrimonio / Total pasivos)	0,97	1,08	1,04	1,10	1,01
EBITDA/ Intereses generados por pasivos	6,31	12,27	11,25	11,75	9,50

⁴¹ La información de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre 2014, 2013 y 2012 se encuentra incluida en la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pág. 66). En relación a la información por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, la misma surge de la reseña informativa, punto 6, a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 (pág. 39).

⁴² Id. anterior

⁴³ Id. anterior

Deuda financiera total/ EBITDA	1,79	0,91	1,12	1,16	1,63
Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,45	0,33	0,29	0,37	0,37
Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,32	0,26	0,28	0,27	0,34
Índice de rentabilidad ⁴⁴ (Resultado antes de impuesto a las ganancias /Patrimonio al inicio)	0,05	0,15	0,13	0,12	0,09

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

	<u>2014⁽¹⁾</u>	<u>2013⁽¹⁾</u>	<u>2012⁽¹⁾</u>
Total de reservas certificadas (mmbpe) ⁽²⁾	2.092,6	2.068,5	2.053,2
Total de reservas probadas (mmbpe) ⁽²⁾	1.272,3	1.257,4	1.247,1
Producción diaria promedio (mbped) ^{(2) (3)}	166,7	165,5	179,0
Ventas netas (millones de pesos)	24.802	16.686	12.330
EBITDA (millones de pesos) ⁴⁵	12.568	7.938	5.156
Ganancia neta (millones de pesos) ⁴⁶	3.921	2.486	1.387
Inversiones de capital (millones de pesos) ⁴⁷	12.257	6.254	4.006

(1) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF

(2) mmbpe y mbped significa millones de barriles de petróleo equivalente y miles de barriles de petróleo equivalente por día, respectivamente.

(3) El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones o procesado en las plantas de procesamiento de gas.

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

	<u>2015^(a)</u>	<u>2014^(a)</u>
Ventas netas ⁴⁸ (millones de pesos)	12.315	12.281
EBITDA (millones de pesos)	5.355	6.607
Ganancia neta ⁴⁹ (millones de pesos)	899	2.125
Inversiones de capital (millones de pesos) ⁵⁰	7.745	5.285

(a) Los valores expresados en pesos están bajo las normas NIIF.

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y está basado en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 respectivamente bajo NIIF.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

⁴⁴ La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondiente a 2014, 2013 y 2012, ha sido calculada considerando el Resultado del Ejercicio y se divide por el Patrimonio Neto Promedio al inicio y al cierre de los Estados Financieros correspondientes para cada caso. Para los períodos de 6 meses el indicador ha sido anualizado.

⁴⁵ El EBITDA comprende las ventas netas menos (i) costo de ventas y (ii) los gastos de administración más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles

⁴⁶ Las referencias a las ganancias netas correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014 (pág. 8) y la correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 se encuentra incluida en el Estado de Resultado por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013 (pag.8).

⁴⁷ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

⁴⁸ Información proveniente del Estado del Resultado en los Estados Financieros Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014.

⁴⁹ Id.48.

⁵⁰ La información relativa a Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015, (pag.10).

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<i>(en millones de Ps.)</i>		
EBITDA	12.568	7.938	5.156
Gastos de exploración	(74)	(7)	(108)
Intereses generados por activos	188	65	48
Intereses generados por pasivos	(1.117)	(676)	(543)
Otros resultados financieros	697	681	86
Depreciación de propiedad, planta y equipo	(4.134)	(2.440)	(1.915)
Amortización de activos intangibles	(24)	(13)	(6)
Otros ingresos y egresos – neto	4	67	49
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(2.857)	(1.590)	(955)
Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(1.330)	(1.539)	(425)
Ganancia neta	3.921	2.486	1.387

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014 y está basado en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 y 2014 bajo NIIF.

	Período de seis meses finalizado el 30	
	de junio de	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	<i>(en millones de Ps.)</i>	
EBITDA	5.355	6.607
Gastos de exploración	(41)	(0)
Intereses generados por activos	72	99
Intereses generados por pasivos	(849)	(538)
Otros resultados financieros	133	716
Depreciación de propiedad, planta y equipo	(2.680)	(1.828)
Amortización de activos intangibles	(16)	(11)
Otros ingresos y egresos – neto	173	(75)
Cargo por impuesto a las ganancias - corriente	(821)	(1.562)
Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(427)	(1.283)
Ganancia neta	899	2.125

Capitalización de la Emisora

El siguiente cuadro presenta la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Sucursal al 30 de junio de 2015, y ha sido extraído y está totalmente sujeto a los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal a dicha fecha, que han sido confeccionados de acuerdo con las NIIF. Este cuadro debe ser leído junto con los Estados Financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2014.

	Al 30 de junio de 2015
	(en millones de pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	176
Deuda financiera corriente:	
(Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos	8.310
Obligaciones negociables	370
Total deuda financiera corriente	8.680
Deuda Financiera no corriente:	
Préstamos	4.068
Obligaciones Negociables	6.396
Total deuda financiera no corriente	10.464
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	16.324
Capital asignado a la Sucursal	222
Ajuste de capital	239
Otros resultado integral	19.052
Reserva Especial	3.932
Patrimonio	39.769
Capitalización total de la Sucursal	58.913

(1) Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición. La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal

Consideraciones y análisis de la Gerencia sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 en comparación con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014

El siguiente análisis se basa en los resultados de los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros Intermedios Condensados y las respectivas notas a los mismos incluidos por referencia a este Prospecto. Dichos Estados Financieros Intermedios Condensados y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos.

Ventas Netas

Las ventas netas de la Sucursal aumentaron 0,3%, de Ps. 12.281 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014, a Ps. 12.315 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. Este aumento se debió principalmente al efecto neto de los siguientes conceptos: i) las ventas netas de petróleo, cuyo volumen se mantuvo aproximadamente constante entre ambos períodos, disminuyeron 6%, de Ps. 10.051 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 9.472 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015; lo que fue más que compensado por ii) el incremento en las ventas de gas natural y otros productos y de las subvenciones recibidas que, en conjunto, se incrementaron 27% pasando de Ps. 2.230 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 2.843 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015.

La producción total de petróleo y gas aumentó 7%, de 29,3 mmbpe en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a 31,4 mmbpe en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. La producción de petróleo aumentó 6% de 17,8 mmbbl en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a 18,9 mmbbl en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. El aumento de la producción de petróleo es atribuible principalmente al área Cerro Dragón en la que luego de superarse los efectos de medidas de fuerza adoptadas por ciertos sindicatos y agrupaciones, entre ellas la toma del yacimiento ocurrida en junio de 2012, se superó el nivel de inversión y de actividad previo a las mismas en cuanto a la cantidad de equipos de perforación, *workover* y *pulling* que están operando. La producción de gas aumentó 9%, de 66.300 millones de pies cúbicos en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a 72.600 millones de pies cúbicos en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. El aumento de la producción de gas es atribuible principalmente a las

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 28%, de Ps. 6.784 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 8.710 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. Este aumento se debió principalmente al efecto de las siguientes variaciones: la depreciación de propiedad, planta y equipo aumentó 47% de Ps. 1.809 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 2.653 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015, servicios contratados y otros aumentó 40% de Ps. 1.632 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 2.289 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 y remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) que aumentó 49% de Ps. 678 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 1.009 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015. Todos los demás conceptos aumentaron en conjunto 4% de Ps. 2.665 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 2.759 millones en el período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015.⁵²

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración se incrementaron de un nivel prácticamente nulo en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 41 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015, básicamente debido a que durante el último se registró sismica en áreas de Neuquén.⁵³

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 30% de Ps. 729 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 946 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015; básicamente como consecuencia del incremento en Impuestos, tasas y contribuciones que aumentaron 36% de Ps. 323 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 440 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015, remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) que aumentó 60% de Ps. 161 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 258 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 y todos los demás conceptos que en su conjunto se incrementaron 1% de Ps. 245 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 248 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015.⁵⁴

Resultados financieros netos

Los resultados financieros fueron una pérdida neta de Ps. 644 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 y una ganancia neta de Ps. 277 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014. La variación se debe principalmente a la diferencia de cambio y otros conceptos incluidos en otros resultados financieros que pasaron de Ps. 716 millones de ganancia en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 133 millones de ganancia en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015, lo que fue parcialmente compensado por el crecimiento del cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que pasaron de una pérdida neta de Ps. 439 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 777 millones de pérdida en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015.⁵⁵

Otros ingresos y egresos

El rubro otros ingresos y egresos netos, reflejó una ganancia de Ps. 173 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 (que se explica principalmente a consecuencia del ingreso generado por un acuerdo transaccional alcanzado con una aseguradora) y una pérdida de Ps. 75 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 (explicado básicamente a consecuencia de la resolución de ciertos reclamos con terceros).

EBITDA

⁵¹ Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en la nota 3.q a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 pag 19. Las producciones que generan las variaciones mencionadas se encuentran incluidas en la Reseña Informativa, punto 5, "Datos Estadísticos" (pág. 39), en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015; las cifras fueron convertidas en barriles de petróleo equivalente y en miles de millones de pies cúbicos (bcf). El resto de la información provista en el presente acápite surge de estimaciones e información interna de la Sucursal.

⁵² Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Notas 3.r) y 3.s) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 (págs. 19 y 20) y en las Notas 3.r) y 3.s) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2014 (pág. 19 y 20).

⁵³ Los montos surgen de las Notas referenciadas precedentemente, mientras que el resto de la información se ha obtenido a través de datos e información interna de la Sucursal.

⁵⁴ Id.

⁵⁵ Los montos expuestos surgen de los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015.

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA disminuyó 19%, de Ps. 6.607 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 5.355 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, disminuyó 56% de Ps. 2.845 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 1.248 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015, básicamente como consecuencia de la menor ganancia imponible y de la menor pérdida por impuesto diferido generada por la desvalorización del valor impositivo de Propiedad, planta y equipo (bienes de uso).⁵⁶

Ganancia neta del período

La ganancia neta disminuyó 58% de Ps. 2.125 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 a Ps. 899 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2014 en comparación con el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros y las respectivas notas a los mismos incluidos en otro lugar de este Prospecto. Dichos Estados Financieros y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en miles y millones de pesos, respectivamente.

Ventas Netas

Las ventas netas de la Sucursal aumentaron un 49%, de Ps. 16.686 millones en el año 2013 a Ps. 24.802 millones en el ejercicio 2014. Este aumento se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: i) aumento de las ventas netas del 53% de Ps. 15.527 millones en 2013 a Ps. 23.733 millones en el año 2014, principalmente por el efecto neto de la revaluación del dólar entre ambos ejercicios y del aumento del 3% en dólares de los precios de venta del petróleo (neto de los derechos de exportación en el caso de las exportaciones), y ii) en el año 2014 se recibieron Ps. 1.070 millones provenientes del Programa de Estímulo a la Inyección excedente de gas natural (en 2013 se habían recibido Ps.1.159 millones).

La producción total de petróleo, gas y GLP aumentó 1%, en el año 2014 respecto al año anterior. La producción de petróleo aumentó 3% en el año 2014 respecto al año anterior. El incremento de la producción de petróleo es atribuible principalmente al aumento de la producción en las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike. La producción de gas decreció 2%, en el año 2014 respecto al año anterior. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Acambuco, San Roque, Cerro Dragón y en menor medida a Aguada Pichana y fue parcialmente compensada por el incremento de producción en Lindero Atravesado.⁵⁷

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 44%, de Ps. 10.237 millones en el año 2013 a Ps. 14.784 millones en el año 2014. Este aumento se debió principalmente a los siguientes incrementos: 69% en depreciaciones de Ps. 2.420 millones en 2013 a Ps. 4.090 millones en 2014; 65% en impuestos, tasas y contribuciones de Ps. 2.352 millones en el año 2013 a Ps. 3.885 millones en 2014, 38% en servicios contratados y otros de Ps. 2.704 millones en el año 2013 a Ps. 3.731 millones en el año 2014 y 44% en las remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) de Ps 1.033 millones en el ejercicio 2013 a Ps. 1.492 millones en el año 2014. En 2013 se registró una pérdida de Ps. 521 millones por el deterioro de un área productiva en el Golfo San Jorge no habiéndose registrado cargos por este concepto en 2014 en este rubro. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 31% de Ps. 1.207 millones entre 2013 a 1.586 millones en el año 2014.⁵⁸

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración aumentaron (de Ps. 6,8 millones en el año 2013 a Ps. 73,8 millones en el año 2014), básicamente debido a que durante el año 2014 la Sucursal registró una pérdida de Ps. 73,2 millones por el deterioro en las áreas Offshore del Golfo San Jorge.⁵⁹

⁵⁶ Id. 55.

⁵⁷ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.q , a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (págs. 32).

⁵⁸ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.r y 4s, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pág. 32 y 33).

⁵⁹ La información referida a los montos que generaron las variaciones expuestas se encuentran incluídas en la nota 4.s a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (pag.33).

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 67% (de Ps. 964 millones en el año 2013 a Ps. 1.608 millones en el año 2014) básicamente como consecuencia del incremento en los rubros Impuestos, tasas y contribuciones (que se incrementó 76% de Ps. 437 millones en el año 2013 a Ps. 768 millones en el año 2014), Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) que aumentó 52% de Ps. 234 millones en 2013 a Ps. 355 millones en el año 2014 y Servicios contratados y otros y honorarios (que se incrementó 28% de Ps. 160 millones en el año 2013 a Ps. 205 millones en el año 2014). Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 111%, de Ps. 133 millones en el año 2013 a Ps. 280 millones en el año 2014, siendo la variación en el cargo por deudores incobrables la más significativa (pasó de Ps. 9 millones en 2013 a Ps. 80 millones en el 2014).⁶⁰

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una ganancia de Ps. 70 millones en el año 2013 a una pérdida de Ps. 233 millones en el 2014. La variación es debida principalmente a los intereses generados por pasivos que pasaron de una pérdida de Ps. 676 millones en el año 2013 a Ps. 1.117 millones de pérdida en el año 2014. Dicho incremento en la pérdida fue parcialmente atenuado por un incremento de la ganancia en los intereses generados por activos que pasaron de Ps. 65 millones en 2013 a Ps. 187 millones en 2014 y en la ganancia por diferencias de cambio contenida en otros resultados financieros los que pasaron de Ps. 681 millones de ganancia en 2013 a Ps. 697 millones de ganancia en 2014.⁶¹

Otros ingresos y egresos - neto

El rubro otros ingresos y egresos - neto pasó de una ganancia de Ps. 67 millones en el año 2013 a una ganancia de Ps. 4 millones en el año 2014.

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó un 58%, de Ps. 7.938 millones en el año 2013 a Ps. 12.568 millones en el año 2014.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, aumentó un 34% de Ps. 3.130 millones en 2013 a Ps. 4.187 millones en 2014, básicamente como consecuencia de la mayor ganancia imponible.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio aumentó 58% de Ps. 2.486 millones en el año 2013 a Ps. 3.921 millones en el año 2014 como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013 en comparación con el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2012

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros y las respectivas notas a los mismos incluidos en otro lugar de este Prospecto. Dichos Estados Financieros y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos.

Ventas Netas

Las ventas netas de la Sucursal aumentaron un 35%, de Ps. 12.329,9 millones en el año 2012, a Ps. 16.685,9 millones en el ejercicio 2013. Este aumento se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: i) aumento de las ventas netas del 26% de Ps. 12.330 millones en 2012 a Ps. 15.527 millones en el año 2013, principalmente por el efecto neto de la caída en dólares de los precios de venta del petróleo (6% en el mercado local y 4% para las exportaciones) y por la disminución de los derechos de exportación netos, y ii) En el año 2013 se generaron Ps. 1.159 millones provenientes del Programa de Estímulo a la Inyección excedente de gas natural (en 2012 no hubo ingresos por este motivo, dado que este programa se inició en 2013).

La producción total de petróleo, gas y GLP disminuyó 8%, en el año 2013 respecto al año anterior. La producción de petróleo disminuyó 4% en el año 2013 respecto al año anterior. La caída de la producción de petróleo es atribuible principalmente a la disminución de la producción en las áreas Piedra Clavada, Koluel Kaike, Acambuco y en menor medida

⁶⁰ Id. anterior

⁶¹ Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014.

del área Cerro Dragón (en este caso por los efectos de medidas de fuerza adoptadas por ciertos sindicatos y agrupaciones, entre ellas la toma del yacimiento Cerro Dragón ocurrida en junio de 2012). La producción de gas decreció 2%, en el año 2013 respecto al año anterior. La disminución de la producción de gas es atribuible a las áreas Acambuco, San Roque, Aguada Pichana y en menor medida a, Cerro Dragón.⁶²

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 23%, de Ps. 8.328 millones en el año 2012 a Ps. 10.237 millones en el año 2013. Este aumento se debió principalmente a los siguientes incrementos: en depreciaciones de Ps. 1.901 millones en 2012 a Ps. 2.420 millones en 2013; en servicios contratados de Ps. 2.395 millones en el año 2012 a Ps. 2.704 millones en el año 2013, en las remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) de Ps 847 millones en el ejercicio 2012 a Ps. 1.034 millones en el año 2013 y en impuestos, tasas y contribuciones de Ps. 2.185 millones en el año 2012 a Ps. 2.352 millones en 2013. Adicionalmente, en 2012 y 2013 se registraron pérdidas de Ps. 295 millones y Ps. 521 millones, respectivamente, por el deterioro de un área productiva en el Golfo San Jorge. Todos los demás conceptos tuvieron un incremento neto en conjunto, de Ps. 501 millones entre 2013 y 2012 (incluyendo Ps. 335 millones por la variación de inventarios y compras).⁶³

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron (de Ps. 107,6 millones en el año 2012 a Ps. 6,8 millones en el año 2013), básicamente debido a que durante el año 2012 la Sucursal revirtió su participación en el área Paso Moreno, cargando a resultados las inversiones realizadas.⁶⁴

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 26% (de Ps. 767 millones en el año 2012 a Ps. 964 millones en el año 2013) básicamente como consecuencia del incremento en los rubros Impuestos, tasas y contribuciones (que se incrementó 12% de Ps. 390 millones en el año 2012 a Ps. 437 millones en el año 2013), Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) que aumentó 49% de Ps. 157 millones en 2012 a Ps. 234 millones en el año 2013, Servicios contratados y honorarios (que se incrementó 45% de Ps. 110 millones en el año 2012 a Ps. 160 millones en el año 2013). Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 21%, de Ps. 110 millones en el año 2012 a Ps. 133 millones en el año 2013.⁶⁵

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una pérdida de Ps. 409 millones en el año 2012 a una ganancia de Ps. 70 millones en el 2013. La variación es debida principalmente a las diferencias de cambio contenidas en otros resultados financieros que pasaron de Ps. 86 millones de ganancia en 2012 a Ps. 681 millones de ganancia en 2013, y a los intereses generados por pasivos que pasaron de una pérdida de Ps. 543 millones en el año 2012 a Ps. 676 millones de pérdida en el año 2013.⁶⁶

Otros ingresos y egresos - neto

El rubro otros ingresos y egresos-neto, aumento 37% de una ganancia de Ps. 49 millones en el año 2012 a una ganancia de Ps. 67 millones en el año 2013.

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó un 54%, de Ps. 5.156 millones en el año 2012 a Ps. 7.937,7 millones en el año 2013.

Impuesto a las ganancias

⁶² La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.q , a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013 (págs. 33).

⁶³ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en la nota 4.r y 4s, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013 (pág. 33 y 34).

⁶⁴ Id.

⁶⁵ Id.

⁶⁶ Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013.

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, aumentó de Ps. 1.380 millones en 2012 a Ps. 3.130 millones en 2013, básicamente como consecuencia de la mayor ganancia imponible y de la mayor pérdida en el impuesto diferido por la desvalorización en dólares del valor impositivo de los bienes de uso.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio aumentó 79% de Ps. 1.387 millones en el año 2012 a Ps. 2.486 millones en el año 2013 como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Liquidez y recursos de capital

La adquisición de propiedad, planta y equipo de la Sucursal en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 ascendió a Ps. 7.745 millones, comparado con los Ps. 5.285 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014.

Los principales requerimientos de capital de la Sucursal surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas en áreas existentes y la exploración de nuevas reservas. La Sucursal tiene requerimientos adicionales de capital para inversiones relacionadas con su participación en instalaciones para el transporte de petróleo y gas, la distribución, el almacenamiento y carga de gas y la generación de energía.

Las principales fuentes de liquidez de la Sucursal derivan del efectivo generado por sus operaciones y de diversas fuentes de financiación, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, financiamiento en el mercado de capitales local e internacional y de organizaciones multilaterales. La Sucursal necesita financiación principalmente para financiar sus costos operativos y necesidades de inversiones de capital, y a fin de cancelar sus obligaciones de deuda a su vencimiento. Los aumentos de las inversiones de capital y/o de los costos de operación crean un correspondiente aumento en las necesidades de capital de trabajo.

Al 30 de junio de 2015, la Sucursal tenía un monto no utilizado de financiamiento de Ps. 1.827 millones, disponible de parte de diversas entidades financieras de Argentina. Como en general estas líneas de crédito son no comprometidas, podría verse restringido el acceso a esos fondos. No obstante, la Sucursal considera que su acceso a líneas de crédito es adecuado para respaldar sus necesidades financieras actualmente previstas para 2015.

Actividades de financiación

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera de corto y largo plazo de la Sucursal al 30 de junio de 2015 con entidades financieras y por emisión de obligaciones negociables⁶⁷:

	Al 30 de junio de 2015	
	(montos en millones de dólares)	
	<u>Total</u>	<u>Vigencia Promedio (en años)</u>
Deuda financiera a largo plazo		
Obligaciones Negociables 2010 (“ON 2010”)	500,0	6,0
Corporación Financiera Internacional 2007 (“Préstamo de la CFI 2007”)	47,3	1,5
Obligaciones Negociables 2013 Clase II (“ON 2013 Clase II”)	49,0 ⁽¹⁾	1,4
Obligaciones Negociables 2014 Clase III (“ON 2014 Clase III”)	31,0 ⁽¹⁾	0,9
Obligaciones Negociables 2014 Clase IV (“ON 2014 Clase IV”)	67,0 ⁽¹⁾	2,4
Obligaciones Negociables 2015 Clase V (“ON 2015 Clase V”)	60,8 ⁽¹⁾	1,2
Obligaciones Negociables 2015 Clase VI (“ON 2015 Clase VI”)	32,2 ⁽¹⁾	2,8
Préstamo Itaú Unibanco 2014 (“Itaú ”)	110,0	1,3
Corporación Andina de Fomento (“Préstamo CAF 2014”)	237,5	1,9
Corporación Financiera Internacional 2005 (“Préstamo de la CFI 2005”)	20,6	0,8
Corporación Financiera Internacional 2009 (“Préstamo de la CFI 2009”)	41,1	2,1
Corporación Andina de Fomento (“Préstamo CAF 2009”)	3,3	0,1
Wells Fargo Bank (“Wells Fargo”)	98,5	2,3
Entidades bancarias	21,6 ⁽¹⁾	0,4

⁶⁷ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

Subtotal deuda de largo plazo	1.319,9
Deuda financiera a corto plazo	717,5 ⁽²⁾
Intereses devengados	20,0
Total deuda financiera	2.057,4

(1) El monto de US\$ 261,6 millones corresponde a deuda denominada en pesos, convertida a dólares únicamente a los efectos de la presente exposición.

(2) Está compuesto por US\$ 550,5 millones correspondientes a deuda denominada en pesos convertida a dólares únicamente a los efectos de la presente información y por US\$ 167 millones correspondientes a deuda denominada en dólares.

Deuda financiera corriente con entidades financieras y por emisión de obligaciones negociables

Al 30 de junio de 2015, la Sucursal tenía una deuda financiera corriente pendiente de pago equivalente a US\$ 888,5 millones, que comprendía: (i) deuda bancaria a corto plazo en pesos que equivale a US\$ 550,5 millones, (ii) deuda bancaria a corto plazo en dólares por US\$ 167,0 millones, (iii) la porción corriente de la deuda de largo plazo denominada en dólares de US\$ 98,6 millones, que corresponden a: US\$ 22,5 millones la Corporación Financiera Internacional (“CFI”), US\$ 3,3 millones corresponden a la CAF 2009, US\$ 23,4 millones corresponden a la CAF 2014, US\$ 27,5 millones corresponden a Itaú y US\$ 21,9 millones corresponden a Wells Fargo, (iv) la porción corriente de la deuda de largo plazo en pesos que en dólares equivale a US\$ 21,4 millones en el marco del Programa de Financiación para la Inversión Productiva (Comunicaciones “A” 5319, “A” 5380 y “A” 5449 del BCRA)⁶⁸, (v) ON 2014 Clase III en pesos que convertida en dólares equivale a US\$ 31,0 millones e (vi) intereses devengados por US\$ 20,0 millones (US\$ 14,2 millones por deuda denominada en dólares y el equivalente de US\$ 5,8 millones por la deuda devengada en pesos).⁶⁹

Deuda financiera no corriente con entidades financieras y por emisión de obligaciones negociables

Al 30 de junio de 2015, la Sucursal tenía una deuda financiera no corriente de US\$ 1.168,9 millones de los cuales corresponden a: (i) deuda denominada en dólares: US\$ 86,5 millones a la CFI, US\$ 500,0 millones a ON 2010, US\$ 214,1 millones a la CAF 2014, US\$ 76,6 millones corresponden al Wells Fargo, US\$ 82,5 al Itaú, y (ii) deuda en pesos que en dólares equivale a US\$ 0,2 millones en el marco del Programa de Financiación para la Inversión Productiva (Comunicaciones “A” 5319, “A” 5380 y “A” 5449 del BCRA), US\$ 49,0 millones a ON 2013 Clase II, US\$ 67,0 millones a ON 2014 Clase IV, US\$ 60,8 millones a ON 2015 Clase V y US\$ 32,2 millones a ON 2015 Clase VI.⁷⁰

En el periodo de 6 meses finalizado el 30 de junio de 2015, la Sucursal tomó nueva deuda de largo plazo por Ps. 845 millones.⁷¹

Líneas de crédito multilaterales⁷²

El 25 de septiembre de 2014, la Sucursal obtuvo un préstamo por miles de US\$ 98 de Wells Fargo Bank, N.A. con garantía del Export-Import Bank of the United States, a una tasa de interés flotante basada en LIBOR a 6 meses con vencimiento final en octubre de 2019, para ser aplicado al pago parcial de 5 equipos de perforación y 2 turbinas de generación de energía eléctrica adquiridos por la Sucursal y destinados a las áreas Cerro Dragón, en la Cuenca Golfo San Jorge, y Lindero Atravesado, en la Cuenca Neuquina. El préstamo fue desembolsado en su totalidad en octubre y diciembre de 2014 y cuenta con Pan American como garante.

La Sucursal es deudora y Pan American garante en una línea de crédito celebrada en septiembre de 2009 con la CFI por un monto total de US\$ 153 millones (“Préstamo de la CFI 2009”). Los préstamos otorgados en el marco de esta línea de crédito fueron desembolsados a la Sucursal en 2009 y sus fondos fueron utilizados para financiar el desarrollo de las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike. El Préstamo de la CFI 2009 consiste en tres tramos: un préstamo A amortizable por la suma de US\$ 10 millones, con vencimiento final a 6 años, un préstamo B amortizable por un monto de US\$ 103 millones, con vencimiento final a 4 años (al 30 de junio de 2015 ya se encontraba cancelado) y un préstamo C por un monto de US\$ 40 millones, con un único pago al vencimiento final a 8 años. El préstamo C devenga intereses a una tasa fija. Los préstamos A y B devengan intereses a una tasa variable basada en LIBOR (seis meses) más margen. Al 30 de junio de 2015, el saldo de capital pendiente de amortización de los Préstamos de la CFI 2009 ascendía a US\$ 41,1 millones.

⁶⁸ Id. anterior

⁶⁹ Id. anterior

⁷⁰ Id. anterior

⁷¹ La información surge del Estado de flujo de efectivo intermedio condensado, en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015.

⁷² La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

La Sucursal también es deudora y Pan American garante en una línea de crédito celebrada en julio de 2007 con la CFI por la suma total de US\$ 550 millones (“Préstamo de la CFI 2007”). Los fondos de los préstamos otorgados en esta línea de crédito fueron utilizados para financiar parte del programa de inversión de la Sucursal en el área Cerro Dragón. El Préstamo de la CFI 2007 consiste en tres tramos: (i) el préstamo A por un monto de US\$ 150 millones, amortizable semestralmente con vencimiento final en abril de 2018, (ii) el préstamo B tramo 1 por un monto de US\$ 158,5 millones, amortizable semestralmente con vencimiento final en abril de 2014 (ya cancelado), y (iii) el préstamo B tramo 2 por un monto de US\$ 241,5 millones, amortizable semestralmente con vencimiento final en abril de 2015 (ya cancelado). Los préstamos A y B devengan intereses a una tasa variable basada en LIBOR (seis meses) más margen. El 14 de agosto de 2009, la Sucursal celebró diversos acuerdos de swap con seis entidades financieras respecto de esta obligación de pagar LIBOR a 6 meses respecto del Préstamo de la CFI 2007, por montos nominales pendientes de US\$ 134,2 millones, US\$ 129,7 millones y US\$ 204,3 millones, resultando en tasas fijas anuales del 5,46%, 4,13% y 4,49%, respectivamente. La fecha de vigencia de estos *swaps* de tasas de interés fue el 15 de octubre de 2009. Al 30 de junio de 2015, el capital pendiente de amortización de esta línea de crédito era de US\$ 47,3 millones.

La Sucursal es deudora y Pan American garante en una línea de crédito otorgada en julio de 2005 con la CFI por un monto total de US\$ 250 millones (“Préstamo de la CFI 2005” y, junto con el Préstamo de la CFI 2009 y el Préstamo de la CFI 2007, los “Préstamos de la CFI”). Los préstamos otorgados en el marco del Préstamo de la CFI 2005 fueron desembolsados a la Sucursal en 2005 y sus fondos fueron utilizados para la explotación de las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike. El Préstamo de la CFI 2005 consiste en tres tramos: un préstamo A amortizable por un monto de US\$ 100 millones con un vencimiento final a 10 años, un préstamo B amortizable por un monto de US\$ 135 millones con un vencimiento final a 7 años y un préstamo C por un monto de US\$ 15 millones con vencimiento en un pago a 11 años. El préstamo C devenga intereses a una tasa fija igual al 5,66% anual más intereses adicionales en base al rendimiento de Pan American. Los intereses a ser pagados en los préstamos A y B fueron fijados por medio de swaps de tasas de interés celebrados con la CFI, lo que resulta en una tasa fija del 7,56% anual y 6,97% anual, respectivamente. El 15 de julio de 2012 fue cancelado totalmente el Tramo “B”. Al 30 de junio de 2015, el saldo de capital pendiente de amortización bajo el Préstamo de la CFI 2005 era de US\$ 20,6 millones.

Cada Préstamo de la CFI contiene obligaciones que exigen que la Sucursal mantenga ciertos índices financieros, entre ellos (i) un índice de cobertura del servicio de deuda consolidado de por lo menos 1,5 / 1, y (ii) un índice pasivo total / capitalización total no superior a 0,5 / 1. Asimismo, los Préstamos de la CFI imponen ciertas restricciones sobre la capacidad de la Sucursal de otorgar gravámenes sobre sus bienes, celebrar fusiones, consolidaciones o transformaciones societarias y pagar dividendos o efectuar distribuciones a sus accionistas si no se cumplen los compromisos financieros.

La Sucursal es también deudora y Pan American garante en una línea de crédito celebrada en diciembre de 2009 con la CAF, por un monto total de US\$ 30 millones (“Préstamo CAF 2009”). Los fondos de este crédito fueron utilizados para financiar parte del programa de inversión de la Sucursal en las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike. El préstamo de la CAF tiene un capital de US\$ 30 millones, que se amortiza periódicamente y tiene vencimiento final en agosto de 2015. El préstamo de la CAF contiene compromisos que requieren que la Sucursal mantenga ciertos índices financieros, entre ellos (i) un índice de cobertura del servicio de deuda consolidado de por lo menos 1,5 / 1, y (ii) un índice pasivo total / capitalización total no superior a 0,5 / 1.

Asimismo, este acuerdo contiene ciertos compromisos que imponen ciertas restricciones sobre la capacidad de la Sucursal de otorgar gravámenes sobre sus bienes, celebrar fusiones, consolidaciones o transformaciones societarias y pagar dividendos o efectuar distribuciones a sus accionistas si no se cumplen los compromisos financieros y en caso de precancelación del Préstamo de la CFI 2009, en este caso, a opción de la CAF, así como ciertos supuestos de precancelación obligatoria, por ejemplo, en caso de cambio de control. También existen ciertos compromisos que exigen a la Sucursal brindar igual tratamiento a la CAF respecto del Préstamo de la CFI 2009. Al 30 de junio de 2015, el monto de capital pendiente de amortización en esta línea de crédito ascendía a US\$ 3,3 millones.

El 24 de enero de 2014 la Sucursal celebró con la CAF un contrato de préstamo por un monto de US\$ 237,5 millones (“Préstamo CAF 2014”) y sus fondos fueron utilizados para la explotación del área Cerro Dragón, con tasa de interés flotante basada en LIBOR a 3 meses. Este préstamo está garantizado por Pan American y su vencimiento final es en enero de 2020. El 13 de febrero de 2014, el 20 de marzo de 2014, el 15 de abril de 2014 y el 6 de mayo de 2014 se efectuaron los cuatro primeros desembolsos por US\$ 50 millones cada uno. El 1 de julio de 2014 se efectuó el último desembolso por US\$ 37,5 millones que se amortiza semestralmente. El préstamo tiene dos tramos por US\$ 187,5 millones y US\$ 50,0 millones con un vencimiento final en enero de 2018 y enero 2020 respectivamente. El préstamo de la CAF contiene compromisos que requieren que la Sucursal mantenga ciertos índices financieros, entre ellos (i) un índice de cobertura del servicio de deuda consolidado de por lo menos 1,5 / 1, y (ii) un índice pasivo total / capitalización total no superior a 0,5 / 1.

*Créditos internacionales*⁷³

⁷³ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información detallada en la Nota 9 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014.

El 9 de abril de 2014, la Sucursal celebró con el banco ITAU UNIBANCO S.A. New York Branch un contrato de préstamo por un monto de miles de US\$ 110 millones con tasa de interés flotante basada en LIBOR a 3 meses. Este préstamo está garantizado por Pan American Energy LLC y su vencimiento final es en abril de 2017. El 11 de abril de 2014 y el 12 de mayo de 2014 se efectuaron los desembolsos correspondientes por US\$ 40 millones y US\$ 70 millones, respectivamente y tiene un vencimiento final el 27 de abril de 2017. El préstamo con Itau 2014 contiene compromisos que requieren que la Sucursal mantenga ciertos índices financieros, entre ellos (i) un índice de cobertura del servicio de deuda consolidado de por lo menos 1,5 / 1, y (ii) un índice pasivo total / capitalización total no superior a 0,5 / 1.

Emisión de bonos⁷⁴

El 7 de mayo de 2010, la Sucursal emitió obligaciones negociables (Serie 1) por un valor nominal de US\$ 500 millones en el marco del Programa Global de Obligaciones Negociables de Mediano Plazo por un valor nominal de US\$ 1.200 millones autorizado por la CNV el 6 de febrero de 2009 (el “Programa 2009”), garantizado por Pan American. Estas Obligaciones Negociables (Serie 1) vencen el 7 de mayo de 2021 y devengan intereses a una tasa fija del 7,875% anual. Estas obligaciones negociables (Serie 1) contienen restricciones sobre la capacidad de la Sucursal y Pan American de otorgar gravámenes sobre sus bienes, celebrar fusiones por absorción o consolidación e incurrir en mayor deuda, sujeto al cumplimiento de ciertos índices financieros. Al 30 de junio de 2015, la Sucursal tenía un total de US\$ 500,0 millones en obligaciones negociables (Serie 1) en circulación.

El 10 de octubre de 2013, la CNV, autorizó un nuevo programa de emisión de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto nominal máximo de hasta US\$ 1.100 millones o su equivalente en otras monedas, que permitirá a la Sucursal colocar diversas series durante un período de cinco años a partir de la fecha de aprobación del programa (“el Programa del año 2013”).

Con fecha 1 de noviembre de 2013 la CNV aprobó la emisión, dentro del Programa del año 2013, de las nuevas ON Clase I y Clase II, por un monto de hasta \$ 600 millones con vencimiento a 18 y 36 meses respectivamente, con un interés variable equivalente a la suma de la tasa Badlar Privada más un margen de corte definido en el proceso de colocación. La Sucursal colocó estas ON el 14 de noviembre de 2013: ON Clase I con vencimiento a los 18 meses por \$ 155,1 millones (tasa Badlar Privada más 2,98%) y ON Clase II con vencimiento a los 36 meses por \$ 444,9 millones (tasa Badlar Privada más 4%). Al 30 de junio de 2015 el monto de capital pendiente de estos bonos denominados en pesos equivalen a US\$ 49,0 millones.

El 24 de octubre de 2014 la CNV aprobó la emisión, dentro del Programa, de las nuevas ON Clase III y Clase IV, por un monto de hasta \$ 1.000 millones con vencimiento a 18 y 36 meses respectivamente, con un interés variable equivalente a la suma de la tasa Badlar Privada más un margen de corte definido en el proceso de colocación. La Sucursal colocó estas ON el 7 de noviembre de 2014: ON Clase III con vencimiento a los 18 meses por \$ 281 millones (tasa Badlar Privada más 2,30%) y ON Clase IV con vencimiento a los 36 meses por \$ 609 millones (tasa Badlar Privada más 3,50%). Los fondos provenientes de la emisión han sido destinados a refinanciación de pasivos e inversiones. Al 30 de junio de 2015 el monto de capital pendiente de estos bonos denominados en pesos equivalen a US\$ 98 millones.

El 6 de marzo de 2015 la CNV aprobó la emisión, dentro del Programa del año 2013, de las nuevas ON Clase V y VI, por un monto de hasta \$ 1.000 millones con vencimiento a 18 y 36 meses respectivamente La Sucursal colocó estas ON el 18 de marzo de 2015: ON Clase V con vencimiento a los 18 meses por \$ 552 millones al 25,75% para los primeros nueve meses e interés variable (tasa Badlar más 3,75%) para el resto del plazo y ON Clase VI con vencimiento a los 36 meses por \$ 293 millones al 26,25% para los primeros doce meses e interés variable (tasa Badlar más 4,65%) para el resto del plazo. Los fondos provenientes de la emisión han sido destinados a refinanciación de pasivos e inversiones. Al 30 de junio de 2015 el monto de capital pendiente de estos bonos denominados en pesos equivalen a US\$ 93 millones.

Flujo de efectivo

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014:

	Período de 6 meses finalizados el 30 de junio	
	2015	2014
	(en millones de Ps.)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	4.303	5.499
Actividades de inversión.....	(7.761)	(5.280)
Actividades de financiación.....	3.368	335
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	14	167

⁷⁴ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

Flujo de efectivo generado en las actividades operativas

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014 fue de Ps. 4.303 millones y Ps. 5.499 millones, respectivamente. La disminución de Ps. 1.196 millones entre ambos es consecuencia de la disminución en el flujo de fondos derivado de la disminución de Ps. 1.226 millones en la ganancia neta en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 respecto del mismo período del año anterior, el cual fue complementado por la variación en el capital de trabajo de la Sucursal entre ambos períodos. Las causas del cambio en la ganancia neta fueron expuestas en “*Consideraciones y análisis de la gerencia sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora*”, al explicar las variaciones en las distintas líneas del estado del resultado, bajo la sección “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” este Prospecto.

Efectivo aplicado a las actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps. 7.761 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 y Ps. 5.280 millones durante el mismo periodo del año anterior. Durante cada uno de tales períodos, las actividades de inversión de la Emisora se relacionaron principalmente con las altas de bienes de uso en producción y explotación que ascendieron en dichos períodos a Ps. 7.745 millones y Ps. 5.285 millones, respectivamente. La variación entre ambos períodos se debió principalmente al incremento de las inversiones en las áreas Cerro Dragón de Ps. 1.504 millones y Lindero Atravesado por Ps. 729 millones.

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en un origen neto de efectivo de Ps. 3.368 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 y de Ps. 335 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014. La variación se debe a que durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 la toma neta de cancelaciones de deuda (incluyendo intereses) fue de Ps. 3.368 millones (sin movimiento de fondos con la Casa Matriz); mientras que en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 la toma neta de cancelaciones de préstamos fue de Ps. 397 millones (incluyendo intereses) y el movimiento neto a la Casa Matriz fue de Ps. 62 millones.

Análisis del riesgo de mercado⁷⁵

La Sucursal está expuesta a la posibilidad de que la valuación de los activos y/o pasivos financieros y/o de algunos de los flujos de fondos asociados a los mismos sufran efectos adversos ante variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y/o precios de “*commodities*”.

A continuación se exponen dichos riesgos, un detalle de la magnitud a la cual la Sucursal se encuentra expuesta, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables relevantes de mercado.

(i) Riesgo asociado a tasas de interés

La administración de riesgos por exposición a la variabilidad de las tasas de interés tiene por objeto reducir el costo financiero y la incertidumbre de los flujos de fondos derivados de la deuda financiera, limitando el impacto del aumento de las tasas de interés del mercado. La Gerencia busca mantener niveles de endeudamiento y ratios financieros razonables y una proporción de deuda de corto y largo plazo y de tasas fijas y variables flexibles tanto en dólares como en pesos adecuados a las circunstancias. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la Sucursal tenía acuerdos de cobertura de tasas de interés para efectivamente convertir tasas de interés flotantes a tasas de interés fijas (ver Nota 9.1) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014.

Al 31 de diciembre de 2014: a) El 52% del total de la deuda financiera de largo plazo devenga tasa de interés variable y el 48% restante devenga tasa de interés fija. El 85% de dicha deuda financiera de largo plazo está nominada en dólares y el 15% restante en pesos. b) El 55% del total de la deuda financiera de corto plazo devenga tasa de interés variable y el 45% restante devenga tasa de interés fija. El 84% de esa deuda financiera de corto plazo se encuentra nominada en pesos y el 16% restante se encuentra nominado en dólares.

Al 30 de junio de 2015: a) El 55% del total de la deuda financiera de largo plazo devenga tasa de interés fija y el 45% restante devenga tasa de interés variable. El 80% de dicha deuda financiera de largo plazo está denominada en dólares y el 20% restante en pesos. b) El 85% del total de la deuda financiera de corto plazo devenga tasa de interés fija y el 15% restante devenga tasa de interés variable. El 79% de esa deuda financiera de corto plazo se encuentra nominada en pesos y el 21%

⁷⁵ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información detallada en la Nota 5.I a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (Págs. 35/37).

restante se encuentra denominada en dólares.

A los efectos de lo mencionado en los párrafos anteriores la deuda de largo plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es superior a un año; mientras que la deuda de corto plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es menor a un año.

La deuda a tasa de interés variable para operaciones en dólares y en pesos, respectivamente, depende básicamente de las oscilaciones de las tasas LIBOR (tasa de interés interbancaria de Londres para operaciones en dólares), y Badlar Privada (tasa de interés promedio pagada por bancos privados argentinos para depósitos en pesos de más de un millón de pesos).

El efecto anual en resultados después de impuesto a las ganancias de una variación de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre la porción no corriente de la deuda financiera de largo plazo al 31 de diciembre de 2014 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

<u>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</u>	<u>Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)</u>
+100	(32.859)
-100	32.859

El efecto anual en resultados después de impuesto a las ganancias que provocaría un incremento de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre la deuda financiera corriente al 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

<u>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</u>	<u>Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)</u>
+100	(25.345)
-100	25.345

Los vencimientos de deuda de la Sucursal y las tasas de interés de la misma se exponen en el Anexo I de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014.

(ii) Riesgo asociado a tipos de cambio

La Sucursal está expuesta principalmente a fluctuaciones de tipos de cambio entre el peso y el dólar. Para disminuir el impacto de estas fluctuaciones, la Sucursal administra sus activos y pasivos monetarios alineándolos a la misma moneda en que genera sus ingresos, los cuales están en gran parte ligados al dólar.

Salvo por lo expuesto en la Nota 9.3 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, al 30 de junio de 2015 y 2014 la Sucursal no tenía acuerdos de intercambio de monedas, de futuros de tipo de cambio, ni de instrumentos financieros derivados de tipo de cambio.

Los importes en libros de los activos y pasivos financieros expresados en una moneda distinta de la moneda funcional al final de los ejercicios sobre los que se informa son los siguientes:

	(en millones de pesos)	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Pasivos		
Pesos	8.884	5.829
Activos		
Pesos	2.090	1.740

La Sucursal también está expuesta a la variación del tipo de cambio entre el dólar y el peso en el proceso de conversión de sus estados financieros de la moneda funcional a la moneda de presentación.

Sensibilidad: Considerando el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014, una variación del 10% en el tipo de cambio entre el dólar y el peso provocaría los siguientes efectos:

	<u>Resultado después de impuesto a las ganancias (en millones de pesos) ganancia (pérdida)</u>	<u>Variación del patrimonio (en millones de pesos) aumento (disminución)</u>
Revaluación del dólar respecto del peso (10%)	(163)	4.126
Devaluación del dólar respecto del peso (10%)	163	(4.126)

(iii) Riesgo asociado a precios de “*commodities*”

La Sucursal se ve afectada por las fluctuaciones de los precios de los productos que vende, los cuales se determinan por la oferta y la demanda de los mismos, como así también por las regulaciones gubernamentales referidas a precios, impuestos, gravámenes, y otros factores. Los precios netos de los productos vendidos por la Sucursal, tanto en el mercado local como de exportación, están en consecuencia sólo parcialmente influenciados por las fluctuaciones de los precios del mercado internacional de los mismos; ya que los precios locales y los precios de exportación netos de retenciones responden principalmente al mercado y a las regulaciones domésticas.

Durante los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Sucursal no operó con contratos de futuros ni derivados financieros de precios de “*commodities*”.

Acuerdos fuera de balance

La Sucursal no tiene pasivos fuera de balance ni participaciones o relación con vehículos de objeto especial.

Principales políticas y estimaciones financieras de la Sucursal⁷⁶

A continuación se exponen las principales políticas financieras de la Sucursal que son aquellas que requieren que la Gerencia ejerza su criterio dado el mayor grado de complejidad en su aplicación. Las estimaciones financieras que realiza la Sucursal en este contexto le exigen calcular variables y asumir supuestos sobre cuestiones inciertas. La confección de los estados contables de conformidad con las NIIF requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan ciertos montos del activo, pasivo, ingresos y gastos informados. Los resultados reales podrían en algunos casos diferir de estas estimaciones.

Estimaciones de reservas de gas y petróleo

La Sucursal contabiliza sus actividades de exploración y producción de gas y petróleo según el método del “esfuerzo exitoso”. Las inversiones relacionadas con tales actividades se deprecian en base al método de depreciación por “unidades de producción” sobre la base de reservas probadas o probadas y desarrolladas, según corresponda, bloque por bloque. Las reservas se basan en estudios técnicos preparados internamente, revisados y certificados por consultores externos de gas y petróleo y posteriormente aprobados por la dirección de la Sucursal, en base a metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especialistas en reservas de hidrocarburos consistentes con los lineamientos seguidos por la SEC. Las reservas de gas y petróleo se dividen en reservas probadas y no probadas. Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo que, según datos geológicos y de ingeniería, tienen una certeza razonable de ser recuperadas en años futuros de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes. Las evaluaciones de reservas de gas y petróleo son importantes para una efectiva administración de activos. Constituyen parte integrante de las decisiones de inversión de la Sucursal respecto de activos gasíferos y petrolíferos así como también en el proceso de planificación de la forma en que se debe proceder con la explotación o si deben emprenderse métodos de recuperación asistida. Las cantidades de reservas probadas de gas y petróleo también son utilizadas como base para calcular los coeficientes aplicables según el método de las unidades de producción para la depreciación de los bienes de uso y para evaluar el deterioro en caso de que indicadores sugieran que debe llevarse a cabo un test de deterioro en relación con cierto activo. La estimación de reservas es un proceso continuo basado en análisis técnicos rigurosos de información sobre pozos, tales como indicadores de flujo y bajas de presión del reservorio y, en consecuencia, está sujeta a incertidumbres tales como,

⁷⁶ Se encuentran detalladas en forma similar en las notas 2 y 3 a Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014 (págs. 12 a 25). En el presente Prospecto se incluye información adicional.

entre otros, los índices de recupero de la producción, la oportunidad en la que se realizan las inversiones para el desarrollo de los reservorios y el grado de madurez de los yacimientos.

Deterioro de activos a largo plazo

Los activos financieros que no son contabilizados a su valor razonable son evaluados a cada fecha de cierre para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro, es decir, si ha existido una pérdida de valor desde su medición anterior.

Préstamos y cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento

La Sucursal considera la evidencia de deterioro tomando en cuenta la significatividad de los mismos. La eventual pérdida se reconoce en resultados y se refleja en la previsión correspondiente.

Deterioro de activos no financieros

Se determina si existe pérdida por deterioro de valor comparando el valor neto contabilizado del activo bajo análisis con el valor recuperable estimado del mismo al cierre o cuando se detectan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. Para este cálculo los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (“UGEs”), cuyos flujos de fondos deben ser independientes de los de otros activos o UGEs.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor de realización neto de los costos de venta y el valor de uso que se determina estimando los flujos futuros de fondos descontados mediante la aplicación de una tasa representativa del costo del capital empleado.

Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, este último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la consiguiente pérdida en el estado del resultado.

Ante nuevos eventos o cambios en las circunstancias que evidencien que una pérdida por deterioro registrada pudiera ya no ser necesaria total o parcialmente, se calcula nuevamente el valor recuperable del activo o de la UGE de que se trate y de corresponder se reversa, en la medida pertinente, la pérdida por deterioro registrada. En el caso de reversión, el importe contabilizado del activo o de la UGE se incrementa hasta el importe recuperable estimado siempre que el mismo no fuera mayor al que se hubiera arribado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro.

El valor recuperable de los activos es en general el valor de uso estimado a partir de los flujos de fondos futuros derivados del uso de dichos activos, descontados a la tasa que refleja el costo del capital empleado. Para su cálculo la Sucursal usa proyecciones de los flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de sus ingresos, gastos e inversiones considerando los hechos relevantes pasados y las expectativas de evolución del negocio y el mercado. La evolución de los precios de venta de los hidrocarburos, de los costos, las inversiones y del tipo de cambio son algunos de los factores más significativos que intervienen en el cálculo. La Sucursal verifica que los flujos de caja no excedan temporalmente el límite de la vida productiva de sus yacimientos y/o la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados se basan, entre otros factores, en niveles de producción y de inversiones futuras necesarios alineados con las reservas de hidrocarburos, sus costos de producción y tasas de agotamiento.

En los últimos ejercicios la Sucursal, excepto por lo indicado en la Nota 18 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, no ha registrado pérdidas por deterioro de sus activos ni ganancias por reversión.

Depreciación, agotamiento y amortización

El agotamiento del costo de adquisición de yacimientos y la depreciación de costos de perforación y desarrollo relacionados son reconocidos utilizando el método de unidades de producción. La amortización del resto de bienes de uso se computa sobre una base de línea recta a lo largo de la vida económica estimada de cada bien. Los costos incurridos en áreas sin reservas probadas estimados como no productivos se imputan a resultados. Los activos a largo plazo con valores financieros que no se prevén sean recuperados a través de flujos de fondos futuros, se disminuyen contablemente a su valor razonable. El valor razonable se determina en general a través de los flujos de fondos netos futuros estimados.

Abandono de pozos e instalaciones en los yacimientos

La Sucursal registra el valor razonable de la obligación de retiro de activos en el período en el que se incorpora el bien que ha de generar tal obligación aumentando el valor contable de dicho bien. Luego de la medición inicial de la obligación de retiro del activo, la obligación es ajustada al cierre de cada período para reflejar el transcurso del tiempo y la variación del costo de abandono futuro estimado. El activo es depreciado a lo largo de la vida útil remanente del bien relacionado y la obligación genera anualmente un cargo a resultados como consecuencia de la aplicación de tasas de descuento al momento de

determinar el valor razonable de la obligación (cada año la obligación aumenta de valor al descontarse durante un menor período de tiempo).

Procedimientos legales

La Sucursal se encuentra en general sujeta a reclamos de terceros y otros reclamos originados en el curso habitual de los negocios, así como a procedimientos regulatorios y de arbitraje. La dirección y los asesores legales evalúan estas situaciones en base a su naturaleza, probabilidad de que se materialicen y los montos involucrados, a fin de decidir la modificación de los montos devengados y/o informados. Este análisis incluye procedimientos judiciales en curso contra la Sucursal y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la dirección, la Sucursal constituye provisiones para cumplir con estos costos cuando es probable que se haya incurrido en una responsabilidad y puede realizarse una estimación razonable de la obligación. Las estimaciones se basan en la evaluación de los asesores legales de los casos y el criterio de la Dirección.

Pozos exploratorios secos

La Sucursal cancela contablemente los costos de exploración incurridos en relación con un pozo exploratorio luego de completado el testeo del pozo y determinada la no recuperabilidad comercial de reservas del pozo.

Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.

Durante el último año la Sucursal ha incorporado moderna tecnología en todas sus operaciones. En la provincia de Salta se perforó un complejo pozo multilateral, con dos ramas horizontales de 5000 metros cada una, que resultó en una importante producción incremental de gas. En las provincias de Chubut y Santa Cruz se mantiene la operación con 16 equipos de perforación, cuatro de los cuales fueron adquiridos por la Sucursal con el objetivo de incorporar tecnología semiautomática a dicha operación. En la provincia de Neuquén continúa la exploración y desarrollo de reservorios no convencionales, perforando con cinco equipos. La aplicación de moderno equipamiento de perforación y eficientes técnicas de complementación han permitido reducir los costos de pozo, fortaleciendo el desarrollo de los reservorios no convencionales de *tight gas*. Además en el marco del manejo responsable de los recursos de las áreas en donde opera la Sucursal, se incorporaron dos nuevas turbinas de generación eléctrica que permiten la utilización de gas con mayor contenido de dióxido de carbono que no puede ser utilizado para el consumo industrial ni domiciliario. Por otra parte, la Sucursal concluyó con éxito la adquisición de 600 km² de nueva información sísmica para el área de Lindero Atravesado, con tecnología enfocada en los reservorios profundos, con el objetivo de asegurar y mantener el agresivo programa de exploración y desarrollo de gas que ejecuta en la cuenca neuquina.

Política ambiental

La Emisora respeta y se adapta a las políticas y regulaciones vigentes de cada uno de los lugares donde opera. La Emisora contribuye al desarrollo económico, social y cultural y preserva el medio ambiente en las áreas en las que opera. La Emisora ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectivos para optimizar su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. Su compromiso con el desarrollo sustentable de las comunidades donde opera se traduce en numerosas acciones y programas de desarrollo social focalizados en áreas claves como educación, salud, trabajo y medio ambiente.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de hidrocarburos se reconocen cuando los riesgos significativos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos al comprador según los términos de los acuerdos o contratos respectivos lo cual sucede cuando el cliente toma la posesión del producto asumiendo sus riesgos y beneficios. Las ventas así determinadas se exponen netas de derechos de exportación y certificados de crédito fiscal aplicados a su pago relacionados con el programa establecido por el Decreto N° 2014/2008 con el objeto de incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo (ver Nota 15 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014).

La Sucursal utiliza el método de la producción para el reconocimiento de los ingresos por ventas de petróleo. En los casos en que la Sucursal tiene una participación compartida con otros productores, los ingresos se registran sobre la base de la participación que se posee en cada consorcio.

Para reconocer los ingresos por ventas de gas, la Sucursal utiliza el método de las ventas, por el cual se registran los mismos sobre la base del volumen real entregado a los compradores, independientemente de que sean de producción propia o compartida con otros productores. En caso de diferencias entre la asignación real y la del contrato respectivo, se reconoce una deuda o un crédito, según sea la producción asignada a la Sucursal mayor o menor respecto de la correspondiente a su participación en el consorcio.

Para reconocer subvenciones gubernamentales la Sucursal aplica la NIC 20, “Contabilización de las subvenciones del Gobierno”. Para dicho reconocimiento, NIC 20 requiere que i) se hayan cumplido las condiciones para acceder al beneficio y ii) que la percepción del mismo se encuentre razonablemente asegurada. Consecuentemente la Sucursal registra estos beneficios una vez que considera que tales condiciones han sido cumplidas.

Moneda funcional

La Gerencia de la Sucursal concluyó, en base a los lineamientos de la Norma Internacional de Contabilidad 21, que su moneda funcional es el dólar.

En consecuencia, la información financiera fue preparada en dicha moneda y posteriormente convertida a pesos, que es la moneda de presentación definida por el Texto Ordenado en 2013 de las Normas de la CNV.

A tales efectos, la información preparada en dólares fue convertida a pesos aplicando el siguiente procedimiento:

- los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio de cierre (\$ 9,0865/US\$ al 30 de junio de 2015; \$ 8,5520/US\$ al 31 de diciembre de 2014; \$ 8,1327/US\$ al 30 de junio de 2014 y \$ 6,5180/US\$ al 31 de diciembre de 2013);
- los ingresos y gastos se convierten al tipo de cambio de la fecha de cada transacción; y
- las diferencias de conversión de la moneda funcional a la de presentación, que se ponen en evidencia en función de lo anterior, se incluyen desde la fecha de transición a las NIIF (1 de enero de 2011) en “Otro resultado integral”, en el patrimonio.

DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENCIA Y EMPLEADOS

Representantes Legales de la Sucursal

Los Representantes Legales de la Sucursal son el Sr. Néstor H. Falivene y el Sr. Rodolfo A. Díaz. El Sr. Falivene también se desempeña como Vicepresidente de Asuntos Legales, habiendo ocupado en el pasado otros cargos gerenciales en la Sucursal y en Bidas, con más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Belgrano. El Sr. Díaz también se desempeña como Vicepresidente de Cumplimiento Normativo y Asuntos Legales Corporativos. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Ha sido Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. En la Universidad de Harvard fue Research Fellow de la Kennedy School of Government, así como Fellow y Associate del Weatherhead Center for International Affairs de la misma universidad. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

Funcionarios Ejecutivos de la Sucursal

La siguiente tabla muestra información relacionada con los actuales gerentes de primera línea, de la Sucursal:

Nombre	Edad	Posición	Posición actual desde
Richard J. Spies	61	Director Ejecutivo (CEO)	22-01-14
Alberto D. Massacese	52	Director de Operaciones (COO)	01-05-14
John M. Easton	57	Director de Asuntos Financieros (CFO)	01-11-12
Rodolfo E. Berisso	59	Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas	01-11-12
Rodolfo A. Díaz	72	Vicepresidente de Cumplimiento Normativo y Asuntos Legales Corporativos	30-10-11
Néstor H. Falivene	58	Vicepresidente de Asuntos Legales	30-10-11
Hernán Trossero	49	Vicepresidente de Relaciones Institucionales	01-05-14
Romina Cavanna	45	Vicepresidente de Recursos Humanos	01-04-15
Rodrigo M. Ramacciotti	45	Vicepresidente de Relaciones Laborales	27-07-10
Rafael Machín	50	Vicepresidente de Planeamiento	01-05-13
Marcos Bulgheroni	42	Vicepresidente de Desarrollo de Negocios	01-05-13
Federico Caldora	55	Vicepresidente de Seguridad, Ambiente y Excelencia Operativa	01-11-13
Juan Martín Bulgheroni	41	Vicepresidente de Programación y Control de Gestión	01-05-13
Fernando Villarreal	62	Vicepresidente de Operaciones <i>Offshore</i> y Operaciones de Gas	01-01-08
Rafael Villareal	53	Vicepresidente de Operaciones de Petróleo Golfo San Jorge	01-05-14
Marcelo A. Gioffre	51	Vicepresidente de Supply Chain	15-01-15
Alejandro López Angriman	52	Vicepresidente de Desarrollo de Reservas	05-02-11
Ricardo E. Digregorio	58	Vicepresidente de Exploración	16-04-13
Gerardo A. Doria	43	Vicepresidente de Perforación	01-02-15
Pablo G. Gori	56	Vicepresidente de Instalaciones	01-08-12

Los puestos de Directores y Vicepresidentes son definidos respecto de las tareas desempeñadas por los funcionarios indicados en la Sucursal, y no son equivalentes a aquellos que pueden encontrarse en las definiciones de la normativa societaria argentina.

Para una breve descripción biográfica de cada uno de los miembros de nuestra Gerencia de Primera Línea, por favor, véase “*Datos sobre directores y administradores, gerentes, asesores y miembros del órgano de fiscalización - Funcionarios Ejecutivos de la Sucursal*”:

Personal

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 la Sucursal tenía 2.157, 1.853 y 1.697 empleados de los cuales 120, 93, y 70 se encontraban afiliados a sindicatos, respectivamente. Los contratistas de la Emisora también tienen empleados afiliados a sindicatos. A Junio de 2015 la dotación de personal asciende a 2.267 empleados, de los cuales 95 se encontraban afiliados,

Todos los empleados reciben cobertura de seguro de vida obligatorio de acuerdo a la legislación vigente en la Argentina. Asimismo la Sucursal ofrece a los empleados una cobertura médico asistencial que se rige por las disposiciones de la ley nacional de Obras Sociales N° 23.660.

Fondos de jubilaciones y pensiones

Hasta noviembre de 2008, la ley argentina exigía que los aportes jubilatorios y otros beneficios de retiro basados en los sueldos se realizaran directamente a administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas (“AFJP”) responsables del pago de las jubilaciones y pensiones y otros seguros de retiro a los beneficiarios. No obstante, en noviembre de 2008 el Congreso Nacional aprobó una ley eliminando el sistema previsional privado y obligando que los fondos administrados por las AFJPs sean transferidos a un nuevo administrador estatal, la Administración Nacional de la Seguridad Social.

En agosto de 2004, la Sucursal implementó un plan de jubilaciones y pensiones sin provisión de fondos denominado “Plan Puente”. El 1° de julio de 2009, la Sucursal discontinuó el plan. Desde entonces y hasta su liquidación, el mismo no acumulará más años de servicios por lo que solo se incrementará por los aumentos generales de salarios en pesos otorgados por la Sucursal a su personal. La mayor parte de los empleados ya han optado por cambiar los beneficios del “Plan Puente” por un plan de ahorro personal, el cual conlleva la asunción, por parte de la Sucursal, de una contribución definida que se acredita periódicamente a los empleados. Los montos ahorrados por los empleados, incluyendo la porción que acredita la Sucursal en su favor, son transferidos a un fideicomiso.

Remuneración⁷⁷

Durante 2014 y 2013 la remuneración total anual del personal clave de la administración de la Sucursal fue de Ps. 116,0 millones y Ps. 74,8 millones, respectivamente.

Contratistas

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los contratistas de la Sucursal contaban con un total de personal de aproximadamente 10.644 y 9.220 empleados, respectivamente, trabajando en actividades vinculadas a la Emisora. A junio de 2015 el número de personal de contratistas ascendía a aproximadamente 10.712. La Sucursal realiza una evaluación de la capacidad y experiencia técnica de todos sus contratistas, de sus recursos financieros y de su desempeño en SSA; asimismo, llama a licitación para sus proyectos entre contratistas calificados, evaluando sus credenciales e idoneidad antes de considerar su propuesta financiera. Desde mediados de 2004, la Emisora ha desarrollado una iniciativa con algunos de sus principales contratistas a fin de mejorar la eficiencia operativa así como el desempeño general en SSA. Esta iniciativa comprende la incorporación de ciertas disposiciones a los términos y condiciones de práctica entre la Emisora y sus contratistas. Las disposiciones adicionales comprenden indicadores de rendimiento clave destinados a evaluar el rendimiento de los contratistas, los cuales permiten a la Emisora administrar con mayor eficiencia el rendimiento de los contratistas.

Comité de Dirección

El Comité de Dirección de Pan American, a la fecha del presente Prospecto, está compuesto por:

<u>Nombre</u>	<u>Edad</u>	<u>Cargo</u>	<u>Cargo Actual Desempeñado desde</u>
Marcos Bulgheroni	42	Miembro del Comité de Dirección	06-04-2014
Liu Yongje	43	Miembro del Comité de Dirección	21-01-2015
Alberto Galvis Melo	50	Miembro del Comité de Dirección	25-11-2011
Richard J. Spies	61	Miembro del Comité de Dirección	07-12-2011
John M. Easton	57	Miembro del Comité de Dirección	01-04-2014

Todos los cargos perduran hasta su renuncia o remoción.

El Sr. Marcos Bulgheroni es Miembro del Comité de Dirección de Pan American desde abril de 2014. Se graduó en Economía en la Universidad de Yale y tiene un MBA en Columbia Business School. El Sr. Bulgheroni también se desempeña como Vicepresidente de Desarrollo de Negocios de Pan American desde mayo de 2013. Previamente cumplió funciones ejecutivas en otras empresas del sector energético.

⁷⁷ La información de la presente sección se encuentra incluida en la Nota 10, (pág. 47) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014.

El Sr. Richard J. Spies es miembro del Comité de Dirección de Pan American desde diciembre de 2011. Se graduó en la Universidad del Estado de Louisiana en Ingeniería Química. El Sr. Spies ocupó el puesto de Miembro del Comité de Dirección y Director Ejecutivo (CEO) de Pan American desde 1997 hasta el año 2005. Desde enero de 2014 volvió a desempeñarse como Director Ejecutivo (CEO) de Pan American

El Sr. Liu Yongui es miembro del Comité de Dirección de Pan American desde enero de 2015 y miembro del Directorio de Bidas. Se graduó del *Southwestern Petroleum Institute* como Licenciado en Ciencias (Ingeniería en Producción y Perforación Offshore) y ha trabajado en la industria energética por 19 años, desempeñándose en diversos cargos. Actualmente es Delegado del Director de Operaciones (COO) de Pan American.

El Sr. Alberto Galvis Melo es miembro del Comité de Dirección de Pan American desde noviembre de 2011. Es abogado egresado de la Universidad de Los Andes, Bogotá, Colombia, y ha trabajado para BP en los últimos 21 años desempeñándose en distintos países. Actualmente es presidente regional de BP Southern Cone.

El Sr. John Murray Easton es miembro del Comité de Dirección de Pan American desde abril de 2014. Es egresado de Ciencias Económicas de la Heriot Watt University, Edimburgo. Cuenta con 30 años de experiencia internacional en el negocio de la energía. Ha trabajado en BP desde 1980 en diversas posiciones ejecutivas y distintas subsidiarias de BP en el mundo. John Murray Easton es Director de Asuntos Financieros, cargo que desempeña desde noviembre de 2012.

A su vez, el Sr. Alejandro P. Bulgheroni se desempeña como Presidente Honorario del Comité de Dirección de Pan American desde abril de 2012. El Sr. Bulgheroni ha sido Presidente y miembro del Comité de Dirección de Pan American desde 1997 hasta abril de 2012. Es miembro del Directorio de Bidas desde 1993. El Sr. Bulgheroni se graduó en ingeniería industrial en la Universidad de Buenos Aires. El Sr. Alejandro P. Bulgheroni es hermano del Sr. Carlos A. Bulgheroni.

Hechos Recientes

El 30 de julio de 2015 la Sucursal celebró con Corporación Financiera Internacional un contrato de préstamo por un monto de US\$ 520 millones de dólares. Este préstamo, el cual está garantizado por Pan American, está compuesto por 2 tramos de US\$ 120 millones y US\$ 400 millones con vencimientos finales en junio de 2020 y junio de 2022, respectivamente, con una tasa de interés flotante basada en LIBOR a 6 meses. El 10 agosto de 2015 se desembolsaron US\$ 150 millones.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Principales socios

Pan American es un 60% de propiedad indirecta de BP y un 40% de propiedad de Bidas.

La relación entre Pan American y sus socios se establece en el Contrato Societario. El Contrato Societario establece acuerdos que rigen a Pan American. Dispone, entre otras cosas la creación de un comité de dirección (“Comité de Dirección”) de cinco miembros, correspondiendo la designación de tres integrantes a BP y de dos de ellos a Bidas y los asuntos que requieren aprobación de porcentajes especificados de las cuotas de participación de sus socios y las cuestiones que requieren aprobación de porcentajes especificados del Comité de Dirección.

BP es una de las empresas integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con activos que superan los US\$ 284 mil millones y una capitalización de mercado de alrededor de US\$ 151 mil millones al 31 de diciembre de 2014. Al 31 de diciembre de 2014, tenía reservas probadas netas de 17,5 mil millones de bpe, 56,0% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2014, su volumen de producción diaria mundial alcanzó un promedio de 1,1 mmbbls de petróleo crudo, y 6,0 bcf de gas natural. BP tiene operaciones en más de 70 países en todo el mundo (www.bp.com).

Bidas es una empresa internacional de petróleo y gas que se dedica a cinco áreas principales de operaciones: (i) la exploración y producción de hidrocarburos; (ii) la refinación y procesamiento de petróleo y gas; (iii) el transporte de petróleo, gas y subproductos del petróleo; (iv) la comercialización y distribución de petróleo, gas y subproductos de petróleo; y (vi) la generación de energía eléctrica. Bidas inició sus actividades en la industria del gas y petróleo en Argentina en 1959, y posteriormente pasó a ocupar el segundo lugar como productora de gas natural del país, antes de la formación de Pan American. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, los estados contables consolidados de Bidas reflejaron ventas por US\$ 5,3 mil millones, con una utilidad neta de US\$ 425.6 millones. Al 31 de diciembre de 2014, el total de activos consolidados de Bidas ascendía a US\$ 6,6 mil millones y su patrimonio neto consolidado era de US\$ 4,0 mil millones.

Bidas es de propiedad de Bidas Energy Holdings Ltd. y de CNOOC International Ltd., en partes iguales. Bidas Energy Holdings Ltd. es una sociedad holding de las Islas Vírgenes Británicas, y su directorio está presidido por Carlos A. Bulgheroni, siendo su vicepresidente Alejandro P. Bulgheroni. CNOOC International Ltd. es una subsidiaria indirecta de CNOOC Limited, una compañía incorporada en Hong Kong que cotiza en las Bolsas de Nueva York, Hong Kong y Toronto (www.cnooc ltd.com).

Toda la información contable contenida en este capítulo fue extraída de los estados contables al 31 de diciembre de 2014 de BP y Bidas, que no se incluyen en el presente ni se incorporan por referencia.

Información general de Pan American

Pan American es una sociedad constituida en el Estado de Delaware, Estados Unidos de América, el 29 de septiembre de 1997, con el propósito de llevar a cabo la alianza estratégica celebrada entre Amoco Corp. y Bidas, en relación con actividades específicas de petróleo y gas en el Cono Sur de América del Sur (Argentina, Bolivia, Sur de Brasil, Chile, Paraguay, Perú y Uruguay). Amoco Corp. se fusionó con BP en 1999. Actualmente, Pan American tiene operaciones en Argentina, Bolivia y Uruguay.

Pan American realiza sus operaciones a través de la Sucursal en la Argentina y sus subsidiarias y las compañías vinculadas de Argentina, Bolivia y Uruguay. Entre ellas, Pan American Sur S.A.; Pan American Fueguina S.A.; PAE E&P Bolivia Ltd.; PAE Oil & Gas Bolivia Ltda. y Pan American Energy Holdings Ltd. Las referencias a “compañías vinculadas” designan a aquellas sociedades en las que Pan American posee una participación patrimonial directa o indirecta de menos del 50%. Véase “Otras Actividades”. Por intermedio de su Sucursal, sus subsidiarias y compañías vinculadas, Pan American se dedica a (i) la exploración y desarrollo de reservas de petróleo y gas, y la producción de petróleo y gas; (ii) la comercialización y transporte de petróleo, gas y subproductos de petróleo; (iii) la recolección, tratamiento, procesamiento y distribución de gas; y (iv) la generación de energía eléctrica. En 2014, Pan American fue el principal exportador de petróleo de Argentina y el segundo productor de petróleo y gas del país, en cada caso, en términos del volumen de petróleo y gas de su propiedad y producción en Argentina, según datos publicados por el IAPG.

Una parte considerable de las operaciones y reservas de Pan American están ubicadas en Argentina. En consecuencia, las fluctuaciones registradas por la economía argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y continuarán teniendo un peso significativo en Pan American. Véase “Información Clave Sobre la Emisora – Factores de Riesgo – Factores de Riesgo Relacionados con la Argentina”.

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de Pan American para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013⁷⁸.

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Total de reservas certificadas (mmbpe) ⁽¹⁾	2.452,5	2.421,3
Total de reservas probadas (mmbpe) ⁽¹⁾	1.550,3	1.530,8
Producción diaria promedio (mmbpe) ⁽²⁾	229,7	220,2

(1) En cumplimiento del Artículo 357 de la Constitución Política de Bolivia, vigente desde el 7 de febrero de 2009, las reservas del área Caipipendi incluidas en el cuadro anterior no han sido inscritas en ninguna bolsa de valores como un bien de Pan American ni utilizadas como garantía de operaciones financieras. Tal inscripción y constitución de garantías es una atribución exclusiva del gobierno boliviano.

(2) El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en reservorios, consumido en las operaciones o procesado en las plantas de procesamiento de gas

Pan American es una de las pocas sociedades que operan en la Argentina con una calificación corporativa internacional de Moody's Investors Services, Inc. ("Moody's"), y Fitch Ratings Ltd. ("Fitch") que supera la calificación soberana de Argentina, consecuencia de una base importante de reservas a largo plazo, antecedentes en el mantenimiento de bajo nivel de endeudamiento financiero, con una historia de creciente producción a un costo competitivo de extracción y desarrollo y la capacidad para enfrentar pagos en dólares de su deuda. A la fecha del presente Prospecto, Pan American tenía una calificación de crédito internacional en moneda extranjera de B2 de parte de Moody's, y B- de parte de Fitch. Asimismo, durante la crisis financiera argentina 2001-2002, Pan American continuó cumpliendo con todos los pagos de su deuda a su vencimiento y, a diferencia de muchas otras empresas argentinas, no incumplió ni reestructuró su deuda.

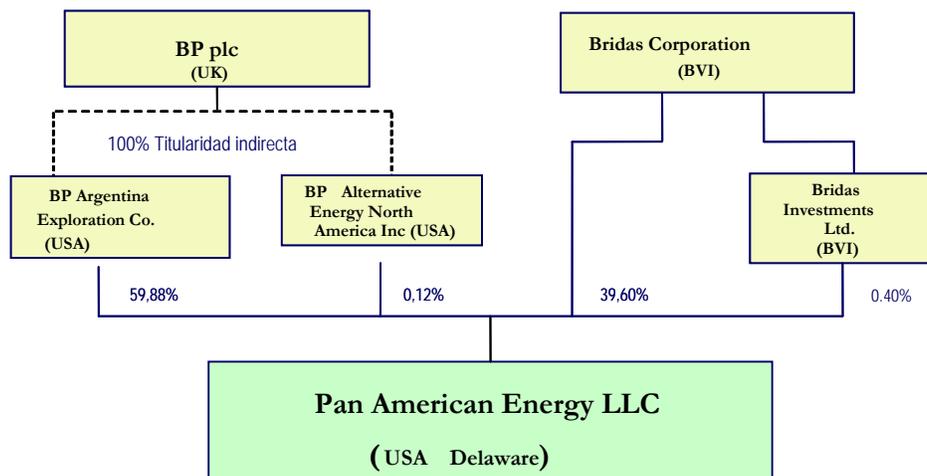
Antecedentes de Pan American

Pan American fue constituida como una sucesora de las actividades de la sucursal argentina de Amoco Argentina Oil Company ("AAOC"), luego del anuncio de una alianza estratégica entre Bidas y Amoco Corp. el 7 de septiembre de 1997. Como resultado de la alianza, Bidas aportó a Pan American parte de sus activos y pasivos en el Cono Sur, creando la segunda productora de gas y petróleo más importante de Argentina. Como parte de la operación, Bidas también adquirió una participación minoritaria en las operaciones de Amoco Corp. en Bolivia (las cuales eran llevadas a cabo a través de Empresa Petrolera Chaco S.A., una de las dos empresas en las que se dividieron las operaciones *upstream* de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB") como parte de la privatización del sector en Bolivia). Al inicio de sus operaciones, Pan American tenía reservas certificadas por aproximadamente 1,1 mil millones de bpe y una producción de aproximadamente 115.000 bpepd.

En 1999, Amoco Corp. se fusionó con BP. Véase "Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas", para un mayor detalle de BP y Bidas.

Estructura de propiedad

Pan American posee 10.000 acciones. BP es titular, indirectamente, de una participación del 60% en Pan American, y Bidas es titular, directa e indirectamente, de la participación del 40% restante en Pan American.



⁷⁸ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de Pan American.

Estructura societaria

Los activos y pasivos de Pan American se hallan distribuidos entre la Sucursal y otras cuatro subsidiarias principales:

- la Sucursal, que posee todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos en la zona continental de Argentina;
- Pan American Fuego S.A., que posee el derecho a recibir producción de gas de ciertos activos continentales en Tierra del Fuego;
- Pan American Sur S.A., que posee los activos de exploración y producción de hidrocarburos *offshore* en Tierra del Fuego;
- Pan American E&P Bolivia Ltd., que posee una participación en el área Caipipendi en Bolivia, que produce gas principalmente; y
- Pan American Energy Holdings Ltd., que tiene participaciones minoritarias en emprendimientos distintos de la exploración y producción de hidrocarburos, y generación de electricidad.

Otras actividades⁷⁹

Almacenamiento y carga de petróleo

Pan American, junto con otros productores de petróleo argentinos, tiene participaciones en ciertas sociedades vinculadas estratégicas que son propietarias de terminales para el almacenamiento y carga de petróleo. Las participaciones en estas sociedades están destinadas a asegurar y optimizar el transporte, entrega y comercialización de la producción de petróleo de Pan American. Las posiciones en las empresas de transporte, almacenamiento y carga de petróleo comprenden las siguientes sociedades:

Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”)

Pan American tiene una participación indirecta del 11,9% en el capital social de Oldelval, una sociedad argentina, que es propietaria de un sistema de oleoductos de 884 Km de longitud, desde la Cuenca Neuquina hasta el sistema de oleoductos de Puerto Rosales (Provincia de Buenos Aires). El sistema de Oldelval es el único sistema de oleoductos que conecta la Cuenca Neuquina – donde se están desarrollando los proyectos de “*shale oil*” en la Argentina – con las terminales de la costa atlántica ubicadas en la ciudad puerto de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.

Durante 2014 y 2013, respectivamente, el volumen transportado a través del oleoducto alcanzó los 149 y 151 mbppd. La capacidad máxima de transporte de petróleo del sistema de Oldelval es de 264 miles de barriles por día y cuenta actualmente con una capacidad de almacenaje de petróleo de 629 miles de barriles.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, y a esa fecha, Oldelval tuvo ventas totales por Ps. 430,5 millones, ganancias netas de Ps. 90,4 millones, un activo total de Ps. 382,3 millones y un patrimonio neto total de Ps. 295,6 millones. Cabe notar que los resultados de la compañía han mejorado debido al incremento de tarifas, del orden del 47%, otorgado por la Secretaría de Energía en diciembre de 2013 a través de la Resolución SE N° 926/2013.

Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (“Termap”)

Pan American tiene una participación indirecta del 31,71% en Termap, una empresa argentina que es propietaria de las terminales de almacenamiento y carga de petróleo ubicadas en Caleta Córdova, provincia del Chubut, y Caleta Olivia, provincia de Santa Cruz.

Las operaciones en Caleta Córdova se utilizan en parte para almacenar y efectuar la carga en buques cisterna petroleros para su entrega en el mercado, de la producción de petróleo de Pan American desde su área Cerro Dragón. Durante 2014, Termap efectuó, desde sus dos terminales, la carga de 216 buques cisterna petroleros con un volumen total de 96 mmbbls de petróleo crudo producido en la cuenca del Golfo San Jorge.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, Termap tuvo ventas totales por Ps. 486,9 millones, ganancia neta de Ps. 39,8 millones, y al cierre del mismo un activo total de Ps. 388,5 millones y su patrimonio neto total en Ps. 213 millones.

⁷⁹ Id.

Transporte de gas

En un sostenido esfuerzo de crecimiento en toda la cadena de producción y distribución de gas natural, Pan American tiene participaciones indirectas estratégicas en una serie de empresas transportistas de gas natural:

Gasoducto Cruz del Sur S.A. (“GCdS”)

GCdS, en la que Pan American tiene una participación del 30%, tiene la concesión para el transporte de gas natural desde Punta Lara, Argentina, hasta la ciudad de Montevideo, Uruguay. GCdS ha estado operando el gasoducto de 130 millas de extensión desde noviembre de 2002. Los socios son: BG Gas Netherlands Holding B.V. (40%), ANCAP (20%), y Wintershall (10%). Al 31 de diciembre de 2014, el gasoducto transportaba 4,8 mmcf por día, de los cuales el 12% se destinó a las industrias y el 88% restante fue destinado a las distribuidoras. Actualmente, GCdS está colaborando con el gobierno uruguayo en el proyecto de instalar una planta regasificadora de Gas Natural Licuado (GNL) en la zona de Montevideo. A través de este Proyecto, que se pondría en marcha en un plazo estimado de 2 años, GCdS transportaría el gas regasificado en Montevideo en sentido inverso, existiendo la posibilidad de exportar desde Uruguay a la Argentina parte de ese gas regasificado. De esta manera, GCdS sería un gasoducto “*bidireccional*” pudiendo transportar gas desde y hacia la Argentina.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, GCdS tuvo ventas totales por US\$ 10,9 millones, pérdidas netas de US\$ 2,4, un activo total de US\$ 108,1 millones y un patrimonio neto total de US\$ 102,9 millones. Durante el año 2014 Pan American recibió, en efectivo, US\$ 1.0 millones en concepto de “reducción de capital” (a la fecha, Pan American cobró US\$ 12 millones bajo este concepto y distribuciones de dividendo). Cabe señalar que la Asamblea de Accionistas celebrada el 30 de junio de 2015 aprobó una reducción de capital de Pesos Uruguayos 189 millones, de los cuales Pan American recibirá, en efectivo, aproximadamente US\$ 2.1 millones.

Gas Link S.A. (“Gas Link”)

Gas Link S.A. es 51% de propiedad de Dinarel S.A., una sociedad en la que Pan American tiene una participación del 40%, y el restante 49% de Gas Link es de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”). Gas Link posee un gasoducto que se extiende desde Buchanan a Punta Lara, ambas localidades ubicadas en la Provincia de Buenos Aires, Argentina, y que interconecta el sistema de transporte de gas de TGS con el gasoducto GCdS. La capacidad inicial del gasoducto es de 1 MMm³ (35 mmcf) por día, con la posibilidad de ampliarse hasta una capacidad diaria de hasta 5 MMm³ (177 mmcf) por día, en base a la demanda de gas. A partir del 20 de abril de 2012 la Central Térmica Ensenada de Barragán de ENARSA comenzó a utilizar el gasoducto de Gas Link, a través de una Oferta de transporte de gas interrumpible con Gas Link, que la habilita para transportar hasta 3.4 MMm³ por día de gas. En el ejercicio 2014, esta Central transportó a través de Gas Link un volumen promedio de 1,1 MMm³ (39 mmcf) por día. Cabe notar que el ENARGAS aún no ha determinado la tarifa de transporte que Gas Link S.A. deberá facturarle a ENARSA por este servicio de transporte en el mercado interno. Por este motivo, Gas Link ha presentado un reclamo administrativo ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios solicitando se fije una tarifa de transporte para abastecer el mercado local.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, Gas Link tuvo ventas totales por Ps. 22,6 millones, una pérdida neta de Ps. 4,1 millones, un activo total de Ps. 123,7 millones y un patrimonio neto total de Ps. 42,4 millones.

Generación de energía

En línea con su estrategia de crear nuevos mercados para sus reservas de gas, Pan American indirectamente participa en la actividad de generación de energía, donde es posible abastecer plantas térmicas con la producción de gas natural de Pan American.

Central Dock Sud S.A. (“CDS”)

Actualmente, Pan American tiene una participación neta indirecta del 19,51% del capital social de CDS, y el 80,49% restante pertenece indirectamente a YPF (40,25%), Enersis S.A. (40,25%) y otros (0,003%). CDS cuenta con una planta de ciclo combinado construida en el emplazamiento, con una capacidad neta de 774,5 MW y dos turbinas abiertas de 36 MW. La planta fue construida por ABB Power Generation Ltd. y Babcock & Wilcox Española S.A., en virtud de un contrato llave en mano, por la suma aproximada de US\$ 430 millones, y opera en virtud de un contrato de mantenimiento a precio fijo.

La electricidad generada por CDS durante 2014 y 2013 fue de 4764 GWh y 4903 GWh respectivamente. La generación del 2014 de CDS se hizo en base a los siguientes combustibles: gas natural (85%) y gasoil (15%). CDS cubrió el 5,73% de la oferta térmica del país. Cabe notar que en los últimos años la SE, otorgó dos incrementos de tarifas al sector de generación eléctrica. El primer incremento tuvo efecto a partir del mes de febrero de 2013 a través de la Resolución SE N° 95/13, y el segundo incremento (del orden del 75% para CDS) otorgado a través de la Resolución SE N° 529/14 con vigencia a partir de febrero 2014. Ambos mejoraron significativamente los resultados operativos de CDS. Se estima que en el transcurso del segundo semestre del año en curso, la Secretaría de Energía otorgará a los generadores un nuevo incremento de tarifas con efecto retroactivo a febrero 2015.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, los números del balance muestran que CDS tuvo ventas totales por Ps. 876,6 millones, una ganancia neta de Ps. 49,9 millones, el activo total de Ps. 1.601 millones y un patrimonio neto total de Ps. 1.146 millones. Cabe resaltar que en Diciembre de 2014 los accionistas de CDS, a fin de sanear la situación patrimonial de la sociedad, capitalizaron sus créditos y realizaron aportes por un monto total de Ps. 875 millones y condonaron intereses y comisiones derivados de los créditos financieros que éstos mantenían con la Sociedad por un monto total de Ps. 602 millones.

Transacciones y saldos de la Sucursal con partes relacionadas

Se detallan a continuación las operaciones y los saldos con sociedades relacionadas (en millones de pesos)⁸⁰:

OPERACIONES

El movimiento neto de las operaciones y el saldo con la Casa Matriz se exponen en el estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado.

Se detallan a continuación las operaciones y los saldos con sociedades relacionadas:

OPERACIONES

	Por el período de seis meses finalizado el 30/06/2015			
	<u>Ventas</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Compras y servicios recibidos</u>	<u>Intereses perdidos, neto</u>
- Controladas por la Casa Matriz	-	38	300	94 (1)
- Otras	<u>7.142</u>	-	<u>54</u>	-
Total	<u>7.142</u>	<u>38</u>	<u>354</u>	<u>94</u>

(1) Está compuesto por intereses perdidos por 107 neto de intereses ganados por 13.

	Por el período de seis meses finalizado el 30/06/2014			
	<u>Ventas</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Compras y servicios recibidos</u>	<u>Intereses perdidos, neto</u>
- Controladas por la Casa Matriz	-	27	197	144 (2)
- Otros	<u>6.785</u>	<u>1</u>	<u>53</u>	-
Total	<u>6.785</u>	<u>28</u>	<u>250</u>	<u>144</u>

(2) Está compuesto por intereses perdidos por 158 neto de intereses ganados por 14.

⁸⁰ Esta información ha sido tomada de la Nota 7 a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de junio de 2015 (págs. 23 y 24) y en la Nota 10 a los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2014 (pag. 45).

SALDOS

	Al 30 de junio de 2015			
	<u>Créditos por ventas Corriente</u>	<u>Otros créditos Corriente</u>	<u>Cuentas por pagar Corriente</u>	<u>Préstamos Corrientes</u>
- Controladas por la Casa Matriz				
En pesos	-	116	83	672
En dólares	<u>-</u>	<u>70</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>-</u></u>	<u><u>186</u></u>	<u><u>83</u></u>	<u><u>672</u></u>
Otras:				
En pesos	1	-	4	-
En dólares	<u>779</u>	<u>2</u>	<u>9</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>780</u></u>	<u><u>2</u></u>	<u><u>13</u></u>	<u><u>-</u></u>
En pesos	1	116	87	672
En dólares	<u>779</u>	<u>72</u>	<u>9</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>780</u></u>	<u><u>188</u></u>	<u><u>96</u></u>	<u><u>672</u></u>

	Al 31 de diciembre de 2014			
	<u>Créditos por ventas Corriente</u>	<u>Otros créditos Corriente</u>	<u>Cuentas por pagar Corriente</u>	<u>Préstamos Corrientes</u>
- Controladas por la Casa Matriz				
En pesos	-	125	101	1.085
En dólares	<u>-</u>	<u>66</u>	<u>6</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>-</u></u>	<u><u>191</u></u>	<u><u>107</u></u>	<u><u>1.085</u></u>
Otras:				
En pesos	2	-	8	-
En dólares	<u>1.362</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>1.364</u></u>	<u><u>5</u></u>	<u><u>14</u></u>	<u><u>-</u></u>
En pesos	2	125	109	1.085
En dólares	<u>1.362</u>	<u>71</u>	<u>12</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>1.364</u></u>	<u><u>196</u></u>	<u><u>121</u></u>	<u><u>1.085</u></u>

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados financieros y otra información contable

Los Estados Financieros que integran el presente Prospecto son los estados contables anuales al 31 de diciembre de 2014, 31 de diciembre de 2013, y 31 de diciembre de 2012 presentados en forma comparativa, como así también por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014. Los estados financieros anuales referidos se encuentran publicados en la AIF bajo los IDs 4-290248-D, 4-215377-D, 4-188207-D, respectivamente, mientras que los estados financieros intermedios al 30 de junio de 2015, y 30 de junio de 2014, se encuentran subidos bajo los IDs 4-323862-D y 4-240043-D, respectivamente.

Cambios Significativos

Se hace saber que, salvo por lo mencionado en los mismos, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los últimos Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Descripción de las Obligaciones Negociables

La siguiente es una descripción de los términos y condiciones generales que podrán tener las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa. Los términos y condiciones específicos aplicables a cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables en particular a ser emitidas bajo el Programa constarán en el Suplemento de Precio correspondiente. Dicho Suplemento de Precio complementará, modificará y reemplazará (en lo pertinente) los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en este Prospecto. Todo interesado en alguna Clase y/o Serie de las Obligaciones Negociables deberá leer atentamente las disposiciones de este Prospecto y del correspondiente Suplemento de Precio antes de realizar su inversión.

Generalidades

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más Clases o Series. Las Obligaciones Negociables de una determinada Serie podrán agruparse en distintos tramos. Las Obligaciones Negociables de todas las Series en un mismo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de hasta US\$ 1.100.000.000 (o su equivalente en pesos u otras monedas). Sujeto a la previa aprobación de la CNV, y sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables, la Emisora podrá modificar en cualquier momento el Programa para aumentar el capital total de Obligaciones Negociables que pueden ser emitidas en el marco del mismo.

Las Obligaciones Negociables se emitirán conforme a la Ley de Obligaciones Negociables y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos. Las Obligaciones Negociables revestirán el carácter de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones. Salvo que en el respectivo Suplemento de Precio se especifique de distinto modo, las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones 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 por las obligaciones que gocen de preferencia por la legislación aplicable). De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá 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 otro endeudamiento no garantizado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley) de la Emisora. Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas que estarán en todo momento sujetas al pago del endeudamiento garantizado de la Emisora y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte del endeudamiento no garantizado y no subordinado de la Emisora (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley).

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 en caso de ciertos cambios referidos a impuestos argentinos.

Periódicamente, la Emisora podrá crear y emitir, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación de aquella Serie, Obligaciones Negociables adicionales a aquella Serie con los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de esa misma Serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses). 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.

En oportunidad de la emisión de cada Serie de Obligaciones Negociables, y según sea informado en el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá celebrar un convenio 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 artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en caso de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo una Obligación Negociable, el tenedor de dicha Obligación Negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener su cobro. El artículo 4 de la Ley de Mercado de Capitales establece que se podrán expedir comprobantes de las Obligaciones Negociables representadas en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en las mismas a los efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, incluso mediante acción ejecutiva, para lo cual será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito.

Los términos específicos de cada Serie de Obligaciones Negociables, incluidos, entre otros, la fecha de emisión, precio de emisión, capital, moneda de denominación y pago, forma de pago, vencimiento, tasa de interés, descuento o prima, si hubiera, legislación aplicable y, de corresponder, las disposiciones sobre rescate, amortización, subordinación y privilegios,

serán establecidos para cada una de tales emisiones en las Obligaciones Negociables, según se describa en el respectivo Suplemento de Precio.

Moneda de emisión y de pago

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se lo especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Conforme se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominen, con el alcance permitido por la legislación aplicable.

Forma y denominación

Las Obligaciones Negociables se emitirán bajo la forma de títulos globales nominativos, títulos escriturales, títulos cartulares nominativos con o sin cupones de intereses, u otra forma que eventualmente autoricen las normas aplicables. De conformidad con 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 legislación esté vigente, la Emisora sólo emitirá Obligaciones Negociables nominativas no endosables.

De tal manera, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables representadas en certificados globales o parciales inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros, como ser DTC, Euroclear, Clearstream o Caja de Valores S.A., entre otros. Las liquidaciones, negociaciones y transferencias dentro de aquellas entidades se realizarán de acuerdo con las normas y procedimientos operativos habituales del sistema pertinente.

La forma en la cual se emita cada Serie de Obligaciones Negociables, así como también las denominaciones mínimas, entre otras, se especificará en el Suplemento de Precio correspondiente, sujeto a la legislación aplicable.

Precio de emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con una prima sobre su valor nominal, o estar sujetas a cualquier otra condición y modalidad, de acuerdo se establezca en el Suplemento de Precio aplicable a su serie.

La Emisora acordará el precio de emisión del modo y conforme el procedimiento que se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente a cada Serie de Obligaciones Negociables, el cual será dado a conocer mediante los medios que allí se indiquen y de acuerdo a la normativa aplicable.

Amortización

La forma de pago del capital bajo las Obligaciones Negociables se realizará de acuerdo a lo que se especifique en cada Suplemento de Precio y sujeto a las leyes y reglamentaciones aplicables.

Intereses

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses sobre la base de una tasa fija o variable, o bien serán emitidas sobre una base totalmente descontada, en cuyo caso no devengarán intereses, conforme se lo determine para cada serie en el correspondiente Suplemento de Precio. Cuando fuere a devengar intereses, cada Obligación Negociable podrá hacerlo a una tasa fija o a una tasa determinada por referencia a una tasa de interés u otra fórmula de tasas de interés, la cual podrá ser ajustada agregando o restando un margen, o cualquier combinación de ellas. Cuando se utilice una tasa de interés variable, también podrá existir una limitación numérica máxima o mínima a la tasa de interés.

Vencimientos

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a corto, mediano o largo plazo. Se emitirán con vencimientos como mínimo de siete días desde la fecha de emisión, o el plazo mínimo o máximo que pueda ser fijado por las reglamentaciones aplicables, según se especifique en el correspondiente Suplemento de Precio.

Pagos

Salvo que se especifique lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable, los pagos relativos a las Obligaciones Negociables serán efectuados en la respectiva fecha de pago mediante transferencia de los importes correspondientes al Agente

de Pago o a quien la Emisora designe para cumplir con tal función, para su acreditación en las respectivas cuentas de los tenedores con derecho al cobro.

Los montos que deban ser abonados bajo una Obligación Negociable serán pagados en las fechas especificadas en el Suplemento de Precio aplicable. Salvo que sea especificado de distinto modo en el Suplemento de Precio, si una fecha de pago de cualquier monto bajo las Obligaciones Negociables no fuera un día hábil, dicho pago será efectuado en el día hábil inmediatamente posterior y no se devengarán intereses durante el período comprendido entre dicha fecha de pago original y la fecha efectiva de pago.

El Suplemento de Precio particular en relación con una Serie de Obligaciones Negociables podrá determinar el pago de intereses moratorios a una tasa determinada a partir de la mora en el cumplimiento de las obligaciones.

Salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, los pagos de intereses sobre cualquier Obligación Negociable respecto de cualquier fecha de pago de intereses incluirán los intereses devengados hasta dicha fecha de pago de intereses, exclusive.

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.

A los fines de cualquier cálculo referido en el Programa, todos los porcentajes que resulten de dichos cálculos se podrán redondear, de ser necesario, de acuerdo con lo que disponga el Suplemento de Precio particular correspondiente a cada una de las series.

Rango

Salvo indicación en contrario en el Suplemento de Precio aplicable, las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con 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 la legislación aplicable, incluyendo, entre otras, las acreencias por impuestos y de índole laboral).

De así establecerlo el Suplemento de Precio pertinente, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables garantizadas, con garantía por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía real o personal respecto de los bienes allí especificados que tendrán prioridad de pago, con el alcance de aquella garantía, sobre toda otra deuda no garantizada, presente y futura de la Emisora (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por legislación).

Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas, que estarían en todo momento en inferior prioridad de pago al de la deuda garantizada y no subordinada de la Emisora así como las obligaciones que gocen de preferencia por legislación aplicable.

Listado y Negociación

Las Obligaciones Negociables podrán encontrarse listadas y/o ser negociadas en uno o varios mercados de valores autorizados por la CNV del país o del exterior. Sin embargo, la Emisora no puede asegurar que las solicitudes correspondientes sean aceptadas. Asimismo, podrán emitirse Obligaciones Negociables que no se encuentren listadas o no se negocien en ningún mercado de valores, caso en el cual no contarán con los correspondientes beneficios impositivos. Se determinará en el Suplemento de Precio aplicable a cada una de las Series si las Obligaciones Negociables se encontrarán listadas o se negociarán y, en todo caso, en qué mercado de valores lo harán, haciéndose saber que a los efectos de que las obligaciones negociables cuenten con los beneficios impositivos referidos, deberán hacerlo en al menos un mercado autorizado por la CNV.

Limitaciones a la transferencia

Conforme a las características particulares que tenga la Serie en cuestión, y según se prevea en tal sentido en el Suplemento de Precio, podrán existir ciertas limitaciones a la libre transmisibilidad de las Obligaciones Negociables.

Rescate y Compra

Rescate por Cuestiones Impositivas

Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas en su totalidad, no en forma parcial, a un precio igual al 100% del valor nominal más intereses devengados e impagos en caso de ocurrir ciertos acontecimientos fiscales en Argentina, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio.

Rescate a Opción de la Emisora

El Suplemento de Precio aplicable podrá disponer que las Obligaciones Negociables de una Clase o Serie sean rescatadas a opción de la Emisora, en forma total o parcial al precio o a los precios especificados en el Suplemento de Precio aplicable. En todos los casos de rescate, se garantizará el trato igualitario entre los inversores. El rescate parcial será realizado a *pro rata* entre los tenedores.

Recompra de Obligaciones Negociables

Tanto la Emisora como Pan American y sus sociedades controladas y sus sociedades controlantes o sujetas a control común con la Emisora (las “Sociedades Afiliadas”) podrán 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 podrán venderlas o enajenarlas en cualquier momento. Salvo que se disponga de otro modo en el Suplemento de Precio, para determinar si los tenedores representativos 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, las Obligaciones Negociables que mantenga la Emisora o cualquiera de sus Sociedades Afiliadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Cancelación

Las Obligaciones Negociables rescatadas íntegramente por la Emisora serán canceladas de inmediato y no podrán ser nuevamente remitidas o revendidas.

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 Clase o Serie que deban 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 la Emisora 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 (según se define más abajo), si hubiera, a la fecha de rescate.

Montos Adicionales

Todos los pagos de capital, prima o intereses que deban ser realizados por la Emisora con respecto a las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Serie, serán efectuados sin deducción o retención por o en concepto de cualquier impuesto, multas, sanciones, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas actuales o futuras de cualquier naturaleza determinados o gravados por Argentina o en su representación, o cualquier subdivisión política del país o cualquier autoridad con facultades para establecerlos (“Impuestos Argentinos”), salvo que la Emisora estuviera obligada por ley a deducir o retener dichos Impuestos Argentinos.

En tal caso, la Emisora pagará los montos adicionales (los “Montos Adicionales”) respecto de Impuestos Argentinos que puedan ser necesarios para que los montos recibidos por los tenedores de dichas Obligaciones Negociables, luego de dicha deducción o retención, sean iguales a los montos respectivos que habrían recibido al respecto de no haberse practicado dicha retención o deducción, con la excepción de que no se pagarán Montos Adicionales:

(1) a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, que sea responsable de Impuestos Argentinos respecto de dicha obligación negociable con motivo de tener una vinculación actual o anterior con la Argentina que no sea exclusivamente la tenencia o titularidad de dicha obligación negociable o la ejecución de derechos exclusivamente respecto de dicha obligación negociable o la percepción de ingresos o pagos al respecto;

(2) a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, respecto de Impuestos Argentinos que no habrían sido gravados de no ser por el incumplimiento del tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable de cumplir con cualquier requisito de certificación, identificación, información, documentación u otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días calendario a un requerimiento de cumplimiento por escrito de la Emisora al tenedor), si dicho cumplimiento fuera exigido por ley, regulación, práctica administrativa aplicable o un tratado aplicable como condición previa a la exención de los Impuestos Argentinos, o reducción en la alícuota de deducción o retención de Impuestos Argentinos;

(3) a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, respecto de cualquier impuesto sobre el patrimonio sucesorio, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto o gravamen similar o carga pública;

(4) a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, respecto de Impuestos Argentinos que resulten pagaderos de otra forma que no sea mediante retención del pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las Obligaciones Negociables;

(5) a un tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable, o en su representación, respecto de Impuestos Argentinos que no habrían sido gravados de no ser por el hecho de que dicho tenedor presentó una obligación negociable para su pago (cuando se requiera la presentación) más de 30 días después de la fecha de vencimiento del pago;

(6) cualquier combinación de los puntos (1) a (5) anteriores;

tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago de capital o cualquier prima o intereses sobre Obligaciones Negociables a cualquier tenedor o titular beneficiario de una obligación negociable que sea un fiduciario, sociedad de personas, sociedad de responsabilidad limitada u otra que no sea el titular beneficiario de dicho pago, en tanto las leyes de la Argentina exigieran que dicho pago sea incluido en las ganancias imponibles de un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o socio de dicha sociedad de personas, sociedad de responsabilidad limitada o titular beneficiario que no habría tenido derecho a dichos Montos Adicionales de haber sido el tenedor directo de dichas Obligaciones Negociables.

Se considerará que todas las referencias en este Prospecto a capital, prima o intereses pagaderos en virtud del presente incluyen referencias a Montos Adicionales pagaderos respecto de dicho capital, prima o intereses.

La Emisora pagará inmediatamente a su vencimiento todo impuesto de sellos, tasa judicial, impuestos sobre la documentación o cualquier impuesto indirecto o sobre los bienes, cargas o gravámenes similares, actuales o futuros, que surjan en cualquier jurisdicción de la firma, otorgamiento o registro de cada obligación negociable o cualquier otro documento, excluyendo los impuestos, cargas o gravámenes similares impuestos por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, con la excepción de aquéllos resultantes o que deban pagarse en relación con la exigibilidad de dicha obligación negociable después de producirse y mientras esté vigente cualquier supuesto de incumplimiento.

Colocación

Las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas mediante subasta o licitación pública, conforme lo establecido por el Art. 1º, Sección I, Capítulo IV, del Título VI de las Normas de la CNV, y el precio de emisión, la tasa de interés y el monto de emisión serán determinados a través de los procedimientos de colocación que se determinen en el Suplemento de Precio de cada Clase y/o Serie, de conformidad con lo dispuesto por la normativa aplicable.

Adjudicación

Las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán adjudicadas según los procedimientos de adjudicación que se determinen en el Suplemento de Precio de cada Clase y/o Serie, de conformidad con lo dispuesto por la normativa aplicable. De conformidad con las disposiciones de la Ley de Procedimiento Tributario de Argentina (Ley N° 11.683, modificada por la ley N° 25.795 publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina de fecha 17 de noviembre de 2003), cualquier entidad local que reciba fondos de cualquier naturaleza (es decir, préstamos, aportes de capital, etc.) de entidades extranjeras ubicadas en jurisdicciones de baja o nula tributación, se encuentra sujeta al pago del impuesto a las ganancias y al valor agregado, los cuales se calculan por referencia al 110% de los montos recibidos, sin consecuencias directas para el inversor en las Obligaciones Negociables. Ello, basado en la presunción de que tales montos constituyen ganancias para la parte local que los recibe. Rigen ciertas restricciones limitadas, siempre que la parte argentina pueda demostrar en forma irrefutable que los fondos recibidos son resultado de actividades desarrolladas en la jurisdicción de baja o nula tributación por la parte extranjera de quien se reciben los fondos.

En este sentido, la Emisora podrá limitar el financiamiento proveniente de jurisdicciones de baja o nula tributación, ya sea de inversiones radicados o domiciliados en las mismas o de fondos provenientes de entidades ubicadas en ellas, ya que podría someterla a las consecuencias descriptas en el párrafo anterior. El 27 de mayo de 2013 el PEN sancionó el decreto N° 589/2013 por el que se ha instaurado un nuevo listado de países cooperadores a los fines de la transparencia fiscal en reemplazo del indicado más arriba, delegando en la AFIP el análisis, confección y publicación de tal listado. El listado de países cooperadores ha sido incorporado al sitio Web de la AFIP por medio de la Resolución General 3576/13.

Fiduciarios y otros Agentes

La Emisora podrá designar fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes en relación con cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables. El Suplemento de Precio respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos agentes, y los términos de los convenios que hubiere suscripto la Emisora con los mismos.

Sistema de Compensación

La Emisora podrá solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en Caja de Valores S.A. y podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en Euroclear, Clearstream, DTC u otro sistema de compensación que allí se establezca.

Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Cálculo y Agente de Pago

Según se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, la Emisora podrá designar para cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables una o más personas para que actúen como Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Cálculo y/o Agente de Pago.

Gastos y Costos

Los gastos y costos relacionados con la creación del Programa y la emisión de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables estarán a cargo de la Emisora, salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable.

Compromisos

La Emisora podrá asumir compromisos en relación a cada Clase y/o Serie de las Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento de Precio aplicable a dicha Clase y/o Serie.

Supuestos de Incumplimiento

Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos de Precio aplicables.

Asambleas, modificación y dispensa

La Emisora podrá, sin el voto o consentimiento de tenedores de Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie con el objeto de:

- agregar a los compromisos de la Emisora 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 confiera a la Emisora;
- garantizar las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;
- desobligarse y acreditar la asunción por parte de la persona sucesora de sus compromisos y obligaciones en las Obligaciones Negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación correspondiente;
- establecer la forma o los términos y condiciones de cualquier nueva Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables con el alcance permitido por el presente Prospecto;
- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, incompatible o defectuosa incluida en el Prospecto, Suplemento de Precio 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 Clase y/o 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.

En cualquier momento podrán convocarse y celebrarse asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables para tratar y decidir sobre cualquier cuestión que competa a la asamblea de tenedores de las mismas. Tales asambleas se llevarán a cabo conforme con lo dispuesto por la Ley de Obligaciones Negociables, las normas aplicables de la CNV y las demás disposiciones legales vigentes resultando también de aplicación los arts. 354 y 355 de la Ley N° 19.550 en función de la aplicación del art. 14 de la Ley N° 23.576. La asamblea será presidida por el representante de los obligacionistas y, a falta de éste, por un representante de la autoridad de control o por quien designe el juez. La convocatoria, el quórum, las mayorías y los demás aspectos de dichas asambleas se regirán por tales disposiciones legales. La convocatoria a cualquier asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables o de tenedores de los títulos de una Serie (que incluirá la fecha, lugar y hora de la asamblea, el orden del día, y los requisitos para estar presente) se efectuará con no menos de diez días ni más de treinta días de anticipación a la fecha fijada para la asamblea en el Boletín Oficial de Argentina, en un diario argentino de amplia circulación, y también del modo previsto bajo la sección "Notificaciones" de este Prospecto, conforme al art. 237 de la Ley N° 19.550 y el art. 14 de la Ley N° 23.576". En caso de que una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables fuera admitida para su listado y/o negociación en alguna bolsa o mercado de valores, las asambleas de tenedores y las convocatorias pertinentes también cumplirán con las normas aplicables bajo aquella bolsa o mercado de valores.

Reintegro de fondos. Prescripción

Los fondos depositados o pagados 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, será reintegrada a la Emisora por el agente de pago. 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 la Emisora para cualquier pago que dicho tenedor tuviera derecho a cobrar.

Todos los reclamos que se hicieran a la Emisora 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 contados desde la fecha de vencimiento de la correspondiente obligación.

Acción Ejecutiva

Dado que según el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, éstas revisten el carácter de "obligaciones negociables" otorgan a sus titulares el derecho de iniciar acción ejecutiva, cualquier depositario, de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales, se encuentra habilitado para expedir certificados respecto de las Obligaciones Negociables representadas por títulos globales, a favor de cualquier titular beneficiario. Estos certificados habilitan a sus titulares beneficiarios a demandar judicialmente ante cualquier tribunal competente en la Argentina, incluyendo la vía ejecutiva, con el fin de obtener cualquier suma adeudada bajo las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

Todas las notificaciones en relación con las Obligaciones Negociables que la Emisora deba efectuar a los tenedores de las mismas, se efectuarán mediante publicaciones que requieran las normas aplicables de la CNV y las demás disposiciones legales vigentes, así como mediante las publicaciones que requieran las normas aplicables de la BCBA y/o de los otros mercados en los que coticen y/o se negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrá disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase de las Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento de Precio correspondiente.

Ley aplicable y competencia

En el Suplemento de Precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables se establecerá la legislación aplicable a dichas Obligaciones Negociables. En este sentido, si así se estableciera en el Suplemento de Precio aplicable de la serie respectiva, las Obligaciones Negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con una legislación distinta a la legislación argentina. Sin embargo, todas las cuestiones relativas a la debida autorización y emisión de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las

Obligaciones Negociables califiquen como tales conforme a la legislación argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y demás normas argentinas aplicables.

Toda controversia que se suscite entre la Emisora, los inversores en Obligaciones Negociables, cualquier persona que intervenga en cualquier carácter en cualquiera de las clases y/o series que se emitan bajo el Programa y cualquier tercero con relación a lo previsto en el presente Prospecto y/o cualquier Suplemento de Precio aplicable, su existencia, validez, calificación, interpretación, alcance, cumplimiento o resolución, se resolverá definitivamente por el Tribunal, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el Merval a la BCBA en materia de constitución de Tribunales Arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 17.501 de la CNV, de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho que todas las personas mencionadas anteriormente conocen y aceptan, salvo lo dispuesto, en caso de resultar aplicable, en el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales relativo al derecho de los inversores en Obligaciones Negociables de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes en caso de conflicto con la mencionada entidad o con los agentes que actúen en su ámbito, y todo ello sin perjuicio del derecho de dichos inversores de reclamar el cobro judicial de cualquier suma adeudada por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, acudiendo a los tribunales judiciales competentes, y/o de la forma que se establezca en el Suplemento de Precio aplicable. La sentencia que dicte el Tribunal será apelable y se encontrará sujeta a los recursos que se encuentren disponibles. La tasa de arbitraje y gastos que se deriven del procedimiento arbitral serán determinados y soportados por las partes conforme se determina en el Título VI – Aranceles y Honorarios del Reglamento del Tribunal. Asimismo, un Suplemento de Precio podrá establecer –alternativa o conjuntamente- la jurisdicción de tribunales o árbitros extranjeros con relación a una clase o serie particular de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa.

Calificación de riesgo

El Decreto N° 656/92, modificado por el Decreto N° 749/00 de valores mobiliarios, junto con las resoluciones adoptadas por la CNV, dentro de ellas la Resolución General N°605/2012 de la CNV, han establecido normas generales relativas a las calificaciones aplicables a emisores que procuran ofrecer títulos de deuda en la Argentina a través de una oferta pública.

La Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 establece que ya no es obligatorio que títulos valores como los títulos a ser emitidos bajo el Programa, sean calificados por dos agencias calificadoras de riesgo argentinas debidamente autorizadas; no obstante, establece que los emisores pueden solicitar a las agencias calificadoras que califiquen cualquier título, estén éstos o no sujetos a las reglamentaciones que rigen las ofertas públicas. Sin perjuicio de lo que antecede, la CNV puede solicitar que los títulos sean objeto de calificación, si lo considera necesario en base a las condiciones específicas de la emisión.

Si los emisores optan por obtener cualquier calificación o si la CNV considerara necesaria la obtención de la misma, las Normas de la CNV establecen que se deben obtener calificaciones para programas de títulos a corto y/o mediano plazo (i) antes de la emisión de cualquier título bajo dicho programa o (ii) antes de la emisión de cada clase bajo dicho programa, con respecto al monto nominal de dicha clase. Los emisores que opten por obtener la calificación de sus títulos pueden seleccionar una o dos agencias calificadoras, conforme se indique en el Suplemento de Precio correspondiente a cada clase emitida bajo el Programa. La CNV exige que los emisores que opten por obtener la calificación de los títulos deberán mantener calificada la emisión hasta el repago total de los títulos correspondientes, salvo que los tenedores acuerden lo contrario por resolución unánime.

Los emisores eligiendo no tener sus títulos calificados por, al menos, dos agencias calificadoras deben incluir, en todas las referencias a los títulos en memorandos, certificados, material publicitario y cualquier otro tipo de comunicado, la siguiente leyenda: (a) “Estos títulos no han sido calificados” o (b) “Estos títulos han sido calificados por sólo una agencia calificadora”, según el caso.

La Emisora, de conformidad con lo previsto en el Art. 45, Sección V, Capítulo V, del Título II de las Normas de la CNV, ha optado por no calificar al Programa y decidirá oportunamente si calificar o no cualquier Clase y/o Serie de títulos a ser emitidos bajo el Programa, circunstancia que será indicada en el correspondiente Suplemento de Precio.

Plan de Distribución

La Emisora podrá ofrecer Obligaciones Negociables mediante colocadores o a través de agentes autorizados para actuar como intermediarios financieros conforme la ley aplicable. El Suplemento de Precio aplicable establecerá los términos de la oferta de cualquier Obligación Negociable, incluyendo el precio de compra de dicha Obligación Negociable y el destino del producido de la consumación de dicha venta, cualquier descuento de suscripción o concesión otorgada o pagada a los colocadores, cualquier mercado de valores en los cuales puedan cotizar dichas Obligaciones Negociables y cualquier restricción sobre la venta y entrega de Obligaciones Negociables. Los métodos de colocación a ser utilizados por la Emisora serán determinados en oportunidad de la colocación de cada serie y/o clase conforme la normativa aplicable vigente en dicho momento, y se detallarán en el respectivo Suplemento de Precio.

La Emisora se reserva el derecho de retirar, cancelar o modificar cualquier oferta de Obligaciones Negociables contemplada en el presente o en cualquier Suplemento de Precio, previa publicación de un aviso en los mismos medios por los cuales se hubiera anunciado dicha oferta de Obligaciones Negociables y en un diario de mayor circulación general en Argentina. La Emisora podrá rechazar ofertas de compra de Obligaciones Negociables en forma parcial, utilizando el principio de proporcionalidad. En caso de que haya colocadores, cada colocador tendrá el derecho de rechazar parcialmente, utilizando el principio de proporcionalidad, cualquier oferta de compra de Obligaciones Negociables recibida por él en calidad de mandatario.

No se han celebrado hasta el momento contratos de colocación, no existiendo compromisos de suscripción con respecto a las Obligaciones Negociables. En caso de que así lo estableciera el Suplemento de Precio aplicable, la Emisora autorizará a agentes o colocadores para solicitar ofertas por determinadas instituciones específicas para adquirir Obligaciones Negociables al precio de la oferta pública establecido en dicho Suplemento de Precio. Dichos contratos estarán sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Suplemento de Precio y el mismo establecerá las comisiones pagaderas para el requerimiento de dichos contratos.

Cualquier colocador y/o agente que participe en la distribución de Obligaciones Negociables podrá ser considerado como suscriptor y cualquier descuento o comisión recibida por ellos sobre la venta o reventa de Obligaciones Negociables podrá ser considerado como descuentos y comisiones de suscripción de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables. Los agentes y/o colocadores podrán ser clientes, llevar a cabo negocios o prestar servicios la Emisora o a sus afiliadas en el normal transcurso del giro social.

Gastos de la emisión

La Emisora informará los gastos relacionadas con la emisión de cada Clase y/o Serie de las Obligaciones Negociables en el Suplemento de Precio de cada Clase o Serie que se emita. La Emisora estima que los gastos relacionados con la preparación del presente Prospecto y la aprobación del Programa, todos los cuales estarán a su cargo, serán de aproximadamente Ps. 230.000, conforme el siguiente detalle:

	Ps.
Honorarios de asesores legales y contador público certificante	155.000
Gastos de publicación	75.000

INFORMACIÓN ADICIONAL

La Emisora, es la sucursal argentina de Pan American, una sociedad extranjera, constituida y vigente en Estados Unidos de América, cuyos accionistas son:

Compañía	Participación y Porcentaje
BP ARGENTINA EXPLORATION COMPANY	5.988 acciones / 59,88%
BP ALTERNATIVE ENERGY NORTH AMERICA INC.	12 acciones / 0,12%
BRIDAS CORPORATION	3.960 acciones / 39,60%
BRIDAS INVESTMENTS LTD.	40 acciones / 0,40%
Total	10.000 acciones / 100%

La Emisora (i) se encuentra inscrita en la Argentina bajo los Arts. 118 y 123 de la Ley General de Sociedades, en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 17.10.97, bajo N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B de Estatuto Extranjeras; (ii) tiene su sede social en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, C.A.B.A., inscrita en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 2 de octubre de 1998, bajo el N° 2086 del Libro 54, tomo B de Estatuto Extranjeras, (iii) tiene un Capital Asignado de Ps. 221.779.007, una primera asignación de Ps. 200.000.000, inscripto en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 11 de julio de 2003, bajo el N° 1257, L° 57, T° B de Estatuto Extranjeras, y un aumento a Ps. 221.779.007, inscripto en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 12 de diciembre de 2005, bajo el N° 2106, L° 58, T°B de Estatutos Extranjeros; (iv) cuenta con dos Representantes Legales, que son el Dr. Néstor H. Falivene, inscripto en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 7 de diciembre de 2011, bajo el N° 1534 del Libro 59, tomo B de Estatutos Extranjeros, y el Dr. Rodolfo A. Díaz inscripto en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 17 de enero de 2011, bajo el N° 77 del Libro 59, tomo B de Estatutos Extranjeros, cuya renovación ha sido inscrita en la Inspección General de Justicia el 20 de marzo de 2015, bajo el N° 689 del Libro 60, tomo B de Estatutos Extranjeros.

Monto del capital asignado a la Sucursal

La Sucursal posee actualmente un capital asignado de Ps. 221.779.007, producto de dos asignaciones, la primera de ellas de Ps. 200.000.000, inscrita en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 11 de julio de 2003, bajo el N° 1257, L° 57, T° B de Estatuto Extranjeras, y un aumento posterior a Ps. 221.779.007, inscripto en la Inspección General de Justicia en la C.A.B.A. el 12 de diciembre de 2005, bajo el N° 2106, L° 58, T°B de Estatutos Extranjeros.

Evolución del capital social en los últimos tres años

No han existido modificaciones desde el año 2005 respecto a la conformación del capital ya descrita en el Prospecto.

Contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios

No existen contratos de esta naturaleza.

Tipos de Cambio

Con anterioridad a diciembre de 1989, el mercado cambiario argentino estuvo sujeto a controles cambiarios y, como resultado de presiones inflacionarias, la moneda argentina fue devaluada repetidas veces durante los 30 años anteriores. En diciembre de 1989, Argentina adoptó un tipo de cambio libremente flotante para todas las operaciones en moneda extranjera. El 27 de marzo de 1991 el Congreso Nacional promulgó la Ley de Convertibilidad, que entró en vigencia el 1° de abril de 1991. De acuerdo con la Ley de Convertibilidad, la moneda argentina pasó a ser libremente convertible a dólares estadounidenses y el BCRA (i) fue obligado a vender dólares estadounidenses a cualquier persona que así lo requiriera a un tipo de cambio de un peso por cada dólar estadounidense, y (ii) debía mantener una reserva en moneda extranjera y oro y determinados títulos públicos, todo valuado a precios de mercado, por un monto total por lo menos igual a la base monetaria (que consiste en la moneda en circulación y los depósitos en pesos del sector financiero en el BCRA).

El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Emergencia Pública, dando por terminados más de diez años de la paridad peso - dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y moneda extranjera del BCRA sean en todo momento por lo menos equivalentes al monto total de la base monetaria. La Ley de Emergencia Pública otorgó al PEN la facultad de fijar el tipo de cambio entre el peso y las monedas extranjeras y emitir las regulaciones relacionadas con el mercado de cambio argentino. El 9 de enero de 2002, el PEN estableció un sistema de cambio dual provisorio. Se fijó un tipo de cambio para las exportaciones e importaciones esenciales en Ps. 1,40 por US\$ 1, con otro tipo que cubría todas las demás operaciones, a ser determinado libremente por el mercado.

El 11 de enero de 2002, el BCRA levantó la suspensión de las actividades bancarias y de cambio iniciada el 21 de diciembre de 2001 y el tipo de cambio comenzó a flotar libremente. La escasez de dólares estadounidenses y su alta demanda originó una mayor devaluación del peso. El 3 de febrero de 2002, el PEN revocó el sistema de cambio dual y desde el 11 de

febrero de 2002, ha existido únicamente un tipo de cambio de libre flotación para todas las operaciones. El peso ha continuado fluctuando significativamente y el BCRA ha intervenido en varias ocasiones vendiendo o comprando dólares en un intento por manejar las fluctuaciones de cambio.

El siguiente cuadro muestra, para los períodos indicados, los tipos de cambio máximo y mínimo, promedio del período y de cierre del período, para la conversión de dólares estadounidenses en pesos.

Ejercicio cerrado el 31 de diciembre de	Tipo de cambio vendedor			Cierre del Período
	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	
2009	3,450	3,855	3,730	3,797
2010	3,794	3,986	3,912	3,975
2011	4,264	4,304	4,145	4,303
2012	4,305	4,917	4,669	4,917
2013	4,982	6,518	5,475	6,518
2014	6,543	8,555	8,125	8,552

Fuente: BCRA

(1) Representa el tipo de cambio promedio diario durante cada uno de los períodos respectivos.

Controles de Cambio

A partir de fines del año 2001, el Gobierno Argentino ha dictado diversas medidas monetarias y de control de cambios. A continuación se expone una breve síntesis de algunas de las resoluciones actuales impuestas por el BCRA respecto del registro, desembolso, pago de capital e intereses y precancelaciones, entre otras medidas de control de cambio, relacionadas con la deuda externa así como respecto de inversiones en el exterior:

Existen dos grupos generales separados de regulaciones aplicables a obligaciones financieras con acreedores del exterior. Un grupo se aplica a las obligaciones financieras en general, incluyendo las emisiones de títulos de deuda. Otro grupo se aplica a préstamos de comercio exterior destinados a financiar la producción y venta de mercaderías a compradores extranjeros, que en general se describen como prefinanciaciones de comercio exterior y anticipos de exportaciones, y a financiaciones de importaciones. Estando estas últimas sujetas a un conjunto de condiciones en particular y, en la medida que dichos préstamos califiquen como financiaciones de comercio exterior, se benefician de ciertas exenciones a las restricciones generales aplicables a los préstamos y endeudamientos financieros, tales como la posibilidad de pactar vencimientos más cortos y, en caso de prefinanciaciones de exportaciones y anticipos de exportaciones, de destinar los fondos provenientes de los cobros de exportaciones obtenidos en el exterior al pago directo de la financiación o el anticipo. Este capítulo describe en particular el régimen aplicable a los endeudamientos de tipo financiero que no constituyen financiaciones de comercio exterior.

Requisito de registro. Con anterioridad a dar curso a las transferencias de fondos respecto de pagos de servicios de capital o intereses de deudas de todo carácter con el exterior, las entidades financieras a través de las que se realizan las transferencias deben comprobar que el deudor haya cumplido con las regulaciones de presentación de información establecidas en la Comunicación “A” 3602 y los demás requisitos establecidos en la Comunicación “A” 5265 y modificatorias del BCRA. Las normas cambiarias obligan a las entidades financieras locales, a través de las cuales se cursen los pagos, a controlar la autenticidad de las operaciones y a verificar la razonabilidad de las tasas de interés pactadas

Desembolso. Los fondos desembolsados bajo préstamos financieros otorgados por no residentes deben ser transferidos al país, convertidos a pesos en el MULC, y depositados en un banco local dentro de los 30 días corridos desde el desembolso. Asimismo, las emisiones de títulos de deuda del sector privado, financiero y no financiero, que sean denominados en moneda extranjera, y cuyos servicios de capital e intereses no sean exclusivamente pagaderos en Pesos en el país, deberán ser suscriptas en moneda extranjera y los fondos obtenidos deberán ser liquidados en el MULC en el plazo antes indicado. Para una mayor descripción de estas restricciones, véase “Restricciones sobre endeudamiento externo”, más adelante en esta sección.

En el caso de emisiones de títulos de deuda, el emisor sólo tendrá acceso al MULC para el pago de capital e intereses en la medida en que los bonos o títulos cumplan con las siguientes condiciones: (a) la emisión se efectúa en el extranjero acorde a las reglamentaciones del país de emisión y se rige por ley extranjera, (b) es ofrecida y suscripta en su mayor parte en el exterior, para lo cual la emisión debe dar cumplimiento a las reglamentaciones del país de suscripción, (c) es integrada en su totalidad en el exterior, (d) los servicios de capital y renta son pagaderos en el exterior.

Asimismo, para el caso que cualquier pago bajo las obligaciones negociables sea efectuado en el país, existen restricciones y requisitos aplicables a la repatriación de inversiones por parte de inversores no residentes (Comunicación “A” 4662, 4940 modificatorias y complementarias).

Pagos de intereses. Se permite el acceso al MULC para el pago de intereses que correspondan a deudas impagas o que son canceladas simultáneamente con el pago de intereses, en términos de la Comunicación “A” 5604 del BCRA, en la medida que la norma cambiaria permita el acceso al MULC 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. El acceso al MULC para el pago de servicios de interés es por los montos impagos que estén devengados desde la fecha de liquidación de los fondos en el MULC y no desde la fecha de desembolso, excepto en el caso en que los fondos hubieran sido transferidos dentro de las 48 horas del desembolso a una cuenta de corresponsalía para su liquidación en el MULC.

La concertación de cambio por la compra de las divisas podrá realizarse con una antelación no mayor a los diez (10) días hábiles a la fecha de vencimiento de cada cuota de intereses computada por períodos vencidos. En todos los casos, se deberá verificar en el caso de corresponder, la presentación de la declaración de deuda externa del sector privado (Comunicación “A” 3602 y complementarias) que da origen al pago de los intereses, contando con la validación de los datos reportados por la mencionada obligación y del relevamiento de inversiones directas establecido por la Comunicación “A” 4237, en el caso que el acreedor del exterior pertenezca al mismo grupo económico. En los casos de pagos por bonos cero cupón, la diferencia entre el precio de colocación del bono y el valor nominal que se paga al vencimiento, debe registrarse como pago de intereses. Como parte de la verificación de la genuinidad de la operación, la entidad interviniente debe evaluar la razonabilidad de la tasa de interés aplicada, y en caso de duda, efectuar la consulta al BCRA previamente a dar curso a la operación. Asimismo, de acuerdo con la Resolución 3417/2012 de la AFIP se requiere acreditar previamente la aprobación de la Declaración Anticipada de Pagos al Exterior (“DAPE”), como requisito para el pago de intereses al exterior.

Pagos de capital. Se permite el acceso al MULC para los pagos de servicios de capital de deudas financieras, sin necesidad de contar con la autorización previa del BCRA al vencimiento o con una anticipación de hasta 10 días hábiles previos al vencimiento, siempre que se cumpla el plazo mínimo de permanencia establecido por la normativa vigente.

Pagos de servicios prestados por residentes y no residentes. De acuerdo a lo establecido por la Comunicación “A” 5377 del BCRA y modificatorias, los residentes del país 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 -o, según el caso, certificación contable- que avale la genuinidad de la operación en cuanto al concepto, prestación del servicio del no residente al residente, y monto a girar al exterior. No obstante, existen ciertas restricciones y requisitos para determinados pagos, entre otros los conceptos de servicios de información e informática, servicios empresariales profesionales y técnicos, regalías, patentes y marcas, primas por préstamos de jugadores, derechos de autor, servicios personales, culturales y recreativos, y activos no financieros no producidos, cursados al exterior a vinculadas y a personas físicas o jurídicas que residan o que estén constituidas o domiciliadas en países no considerados “cooperadores a los fines de la transparencia fiscal” en función de lo dispuesto por el Art. 1° del Decreto N° 589/13, sus normas complementarias y modificatorias; o cuando el pago al exterior sea a una cuenta en estas jurisdicciones. La Resolución General 3276/12 y modificatorias de la AFIP, estableció el régimen relativo a la Declaración Jurada Anticipada de Servicios (“DJAS”), y establece la forma en la cual dicha declaración debe, a través de los medios electrónicos a ese fin dispuestos –la “Ventanilla Única Electrónica del Comercio Exterior”-, ser realizada. A tal fin, la AFIP será competente para requerir cualquier otro tipo de información adicional vinculada que considere necesaria.

Aquellos contratos o acuerdos que generen deudas por servicios por un valor de hasta US\$ 100.000 por año calendario se encuentran exceptuados del requisito de conformidad previa presentación de la Declaración Jurada Anticipada de Servicios (DJAS). También se dispone que en todos los casos de acceso al MULC por los conceptos mencionados se deberá dar cumplimiento previamente a los registros obligatorios de los contratos que estén vigentes a nivel nacional a la fecha de acceso. De conformidad con la normativa vigente, el tope mencionado debe contemplarse en virtud de los pagos cursados bajo el concepto de pago de servicios al exterior, independientemente del valor de los contratos individuales.

Utilidades y dividendos. De conformidad con la Comunicación “A” 5377, las compañías argentinas se encuentran autorizadas a transferir a accionistas no residentes utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y certificados por auditores externos, con las formalidades aplicables a la certificación del balance anual.

Sin perjuicio de ello, desde comienzo del 2012, las transferencias por dividendos al exterior vienen siendo sujetas a controles o restricciones gubernamentales que demoran o impiden a las sociedades residentes a dar curso a tales pagos. En caso de corresponder, se deberá verificar la presentación de la declaración de deuda externa del sector privado, contando con la validación de los datos reportados por la obligación de pago de las utilidades y dividendos, y del “Relevamiento de inversiones directas”. Asimismo, el pago de dividendos al exterior se encuentra, en la práctica, sujeto a la presentación de la Declaración Anticipada de Pagos con el Exterior (“DAPE”) establecida en la Resolución AFIP N° 3417/12.

Precancelaciones. Los deudores del sector financiero y del sector privado no financiero tendrán acceso al MULC por los servicios de capital de sus deudas financieras con el exterior (a) En cualquier momento dentro de los 10 (diez) días hábiles previos al vencimiento, en la medida que se cumpla el plazo mínimo de permanencia establecido en la norma cambiaria que sea aplicable. (b) 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. (c) Anticipadamente a plazos mayores a 10 (diez) 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. (d) Anticipadamente a plazos mayores a 10 (diez) 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. El valor actual de la deuda, deberá ser calculado de acuerdo con la fórmula establecida por el BCRA.

Restricciones sobre endeudamiento externo. En junio de 2005, el Gobierno Argentino impuso ciertas restricciones adicionales sobre la entrada y salida de moneda extranjera del MULC mediante el Decreto N° 616/2005 (reglamentado por la Comunicación "A" 4359 y concordantes del BCRA), con sus modificaciones y suplementos, tales como:

- (a) *Término mínimo del endeudamiento.* Los endeudamientos financieros ingresados en el MULC y las renovaciones de deudas financieras con el exterior de residentes en el país del sector financiero y del sector privado no financiero, deben pactarse, mantenerse y renovarse por un período mínimo de 365 días corridos (contados desde la fecha de ingreso y liquidación de los fondos en el MULC), no pudiendo ser cancelados con anterioridad al vencimiento de ese período, cualquiera sea la forma de cancelación de la obligación con el exterior e independientemente de si dicho pago se efectúa o no a través del acceso al MULC. Se encuentran exceptuadas de este requisito, entre otras, las financiaciones de comercio exterior, los saldos de las cuentas de las entidades cambiarias autorizadas, en tanto y en cuanto dichos saldos no constituyan facilidades crediticias financieras, y las ofertas primarias de títulos de deuda autorizados para su oferta pública en Argentina por la CNV y listados en mercados de valores.

En el caso de renovaciones de deuda financiera celebradas en el contexto de un acuerdo general de refinanciación o reestructuración de deuda externa, debe computarse el plazo mínimo de 365 días desde la fecha en que la propuesta de refinanciación general haya sido puesta a consideración de los respectivos acreedores externos y siempre que dicha refinanciación haya incluido obligaciones de capital con vencimiento anterior a la fecha de presentación de la propuesta a los acreedores. Asimismo, el plazo mínimo podrá 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 (a) el pago pueda ser imputado al pago de cuotas de capital vencidas al menos 365 días antes de la fecha de acceso al MULC, aún cuando el acuerdo de refinanciación haya sido celebrado en un plazo menor, o (b) la propuesta de refinanciación se haya puesto a consideración de los acreedores externos al menos 365 días antes de la fecha de acceso al MULC, y siempre que en la misma, se hayan incluido operaciones de capital con vencimiento anterior a la fecha de presentación de la propuesta.

- (b) *Depósito obligatorio no remunerado.* En general todo ingreso de divisas de no residentes al MULC, que no califique como financiaciones de comercio exterior, inversiones extranjeras directas u ofertas primarias de acciones o títulos de deuda autorizados para su oferta pública por la CNV en Argentina y que se encuentren listados en una bolsa de valores o mercado autorizado, está sujeto a un depósito obligatorio no remunerativo de 365 días efectuado en una entidad financiera local. Este depósito también es aplicable a ciertas repatriaciones de activos de residentes. Dicho depósito debe efectuarse en dólares por el 30% de los montos ingresados, no devenga intereses ni ningún otro tipo de beneficio y no puede transferirse a terceros ni ser utilizado como garantía para cualquier otra operación. Posteriormente, reglamentaciones del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y comunicaciones del BCRA regularon este requisito y también dispusieron ciertas excepciones.

Las siguientes operaciones se encuentran exentas, entre otras, de los requisitos de depósito antes detallados:

- (a) ofertas primarias de títulos de deuda o acciones emitidos según el régimen de oferta pública y que coticen en un mercado autorregulado, como las contempladas en este Prospecto;
- (b) préstamos denominados en moneda extranjera otorgados por una entidad financiera local en ciertas condiciones;
- (c) deuda con organizaciones multilaterales y otras agencias de crédito internacionales;
- (d) deuda financiera externa; siempre que (a) los fondos de la liquidación, neto de impuestos y gastos, se utilicen para la compra de moneda extranjera con el objeto de pagar el capital de la deuda externa a su vencimiento y/o para invertir en activos extranjeros de largo plazo; o (b) el préstamo tuviera un plazo mínimo promedio de no menos de dos años, incluyendo en el cálculo los pagos de capital e intereses y en tanto los fondos de dicho préstamo sean aplicados a realizar inversiones en activos no financieros, tales como bienes de uso, gastos de investigación, prospección y exploración o activos intangibles en el balance o bienes de cambio del deudor respectivo; y
- (e) financiamientos de comercio exterior.

El Artículo 6 del Decreto N° 616/2005 dispone que el BCRA queda facultado para reglamentar y fiscalizar el cumplimiento del régimen aquí descripto, así como para establecer y aplicar las sanciones que correspondan

Repatriación de activos externos de residentes. La repatriación de fondos obtenidos por la venta de las tenencias accionarias en el exterior, reducciones de capital, dividendos u otras distribuciones pagadas, recibidas fuera de Argentina por residentes argentinos, estará sujeta a las restricciones generales vigentes aplicables a la repatriación de fondos hacia Argentina. De conformidad con lo dispuesto por la Resolución del Ministerio de Economía N° 365/2005 deberá constituirse el Encaje sobre los fondos ingresados al país provenientes de ventas o liquidación de activos externos de residentes, cuando dichos fondos excedan la suma de US\$ 2.000.000 por mes calendario por persona (a este fin se computará el total de los fondos ingresados en un mismo mes por dicha persona a través del conjunto de las entidades cambiarias). El Encaje deberá establecerse sobre el 30% de los fondos que excedan la suma de US\$ 2.000.000 y no sobre el total de las divisas ingresadas. Se exceptúa del límite de US\$ 2.000.000 antes mencionado a: (i) las repatriaciones de fondos de residentes cuando los fondos repatriados sean aplicados a la adquisición de activos no financieros, y (ii) las repatriaciones de fondos de residentes cuando los fondos repatriados sean aplicados a la realización de aportes de capital en sociedades locales en la medida que dichas sociedades apliquen los fondos a la adquisición de activos no financieros.

Restricciones sobre las inversiones de cartera extranjeras para residentes argentinos. Hasta julio de 2012, las personas físicas y jurídicas residentes en el país se encontraban autorizadas a comprar divisas en el MULC para formar activos externos por, entre otros, los siguientes conceptos: (i) inversiones inmobiliarias en el exterior, (ii) préstamos otorgados a no residentes, (iii) aportes de inversiones directas en el exterior de residentes, (iv) inversiones de portafolio en el exterior, y (v) otras inversiones en el exterior, sujeto a ciertos requisitos. Al respecto, el límite global era de US\$ 2.000.000 por mes calendario. Sin embargo, mediante Comunicación "A" 5318 del 5 de julio de 2012, el BCRA suspendió, por tiempo indeterminado, el acceso al MULC por parte de residentes para la formación de activos externos sin la obligación de una aplicación posterior específica (concepto que incluye inversiones de portafolio en el exterior de residentes, inversiones directas e inmobiliarias en el exterior de residentes y préstamos a no residentes). No obstante ello, a partir del dictado de la Comunicación "A" 5526 (del 27 de enero de 2014) y la Resolución General AFIP N° 3583/2014 se volvió a autorizar, con fuertes restricciones, la adquisición de moneda extranjera para tenencia en el país. El monto de moneda extranjera que puede ser adquirido bajo el mecanismo autorizado depende de los ingresos de la actividad declarada ante la AFIP por el interesado y "demás parámetros cuantitativos que se establezcan en el marco de la política cambiaria" y es el que se informe en el Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias de la AFIP.

Transferencia de fondos desde cuentas bancarias del exterior a residentes argentinos. Las transferencias deben originarse en cuentas a nombre del residente abiertas en (i) bancos del exterior constituidos en países de la OECD cuya deuda soberana posea una calificación internacional de al menos "BBB", o que consoliden balance en el país con una entidad bancaria local, (ii) bancos del exterior del país de residencia permanente de personas físicas que tengan una autorización de residencia temporaria en el país otorgada por las autoridades de migraciones; o (iii) instituciones financieras que se dediquen habitualmente a actividades de banca de inversión y que estén constituidas en países de la OECD cuya deuda soberana tenga una calificación internacional de al menos "BBB".

Además, debe existir coincidencia entre el ordenante y el beneficiario de la transferencia y debe demostrarse que los fondos han sido mantenidos en la cuenta del exterior al menos 10 días hábiles previos a la fecha de repatriación. El plazo mínimo de 10 días hábiles no es aplicable cuando los fondos repatriados correspondan a, entre otras excepciones, fondos constituidos en el exterior a través de transferencias previas del residente desde el MULC (en este caso, el residente deberá presentar una declaración jurada acerca del origen de los fondos y copia del boleto de cambio por el cual se realizó oportunamente la transferencia al exterior a nombre del residente), o ventas en el MULC de activos externos que no superan la suma de US\$ 40.000 por mes.

Ingreso de fondos desde cuentas en efectivo del residente en otros bancos o intermediarios financieros del exterior. En el caso que los inversores argentinos reciban los fondos de sus inversiones de portafolio a través de depósitos en sus cuentas abiertas en otros bancos extranjeros o intermediarios financieros, el residente local deberá presentar el extracto de la cuenta en el intermediario del exterior y demostrar que los fondos transferidos se originan en la venta, recupero o cobro de servicios de inversiones en activos externos. Además, debe acreditarse que la permanencia de los activos externos en el patrimonio del residente fue de al menos 10 días corridos previos a la fecha de disposición de los fondos en la cuenta del exterior. Se exige además la acreditación del origen de los fondos con los cuales oportunamente se realizara la inversión en el exterior.

Ingresos de pagos de servicios de inversiones de portafolio. En virtud de las regulaciones del BCRA, las inversiones directas incluyen participaciones de más de 10% en el capital de una entidad. Las inversiones que no alcancen dicho monto calificarán como inversiones de portafolio. La repatriación por parte de residentes argentinos de las inversiones de portafolio hechas en el exterior o dividendos y otras distribuciones requiere acreditar que la inversión de portafolio ha sido realizada por el residente y permaneció bajo la titularidad del residente, por al menos 10 días corridos previos a la fecha de ingreso de los fondos. También se exige la demostración del origen de los fondos con los cuales se hubiera realizado la inversión. En el caso de la repatriación de dividendos u otras distribuciones bajo dicha inversión, se exige que la transferencia efectuada al residente

provenza del agente pagador del servicio. En el caso de ingresos por servicios de valores en custodia local, la transferencia debe provenir del agente pagador de los servicios.

Adicionalmente, los residentes locales deberán presentar a la entidad financiera interviniente la documentación que evidencie que las inversiones externas fueron realizadas de acuerdo a las regulaciones de comercio exterior vigentes en el momento correspondiente, a través de: (i) el acceso al MULC para la adquisición de fondos de libre disponibilidad o de activos externos; (ii) pagos o transferencias recibidos en el exterior no sujetos a repatriación; o (iii) la venta no simultánea de títulos en pesos y ventas contra depósito en una cuenta en el exterior, entre otros.

Inversiones efectuadas por no residentes. En virtud de lo previsto por el Decreto N° 616/2005, en general, se encuentran sujetos al Encaje y al plazo mínimo de permanencia de 365 días los ingresos al MULC por parte de no residentes destinados a (i) inversiones para tenencias de moneda local; (ii) adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero; (iii) la compra de títulos emitidos por el sector público que sean adquiridos en el mercado secundario; y (iv) la compra de títulos emitidos por el BCRA. Existen, sin embargo, ciertas excepciones a esta regla: (a) la suscripción primaria de acciones que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados; (b) la suscripción primaria de títulos de deuda que cuenten con oferta pública autorizada y cotización en mercados autorregulados; y (c) la inversión extranjera directa.

Repatriación de fondos de no residentes. El principio general en materia de acceso al MULC de no residentes es que, a menos que se encuentre exceptuado expresamente, el acceso se encuentra sujeto a la autorización previa del BCRA. Hay ciertas excepciones a esta regla. Entre ellas, los no residentes se encuentran autorizados a repatriar inversiones directas y de portafolio. En caso de venta, liquidación o reducción de capital de compañías de inversiones directas, ciertas condiciones aplican (entre otras): (a) la compañía local en la que la inversión directa fue realizada no debe ser una entidad financiera o una entidad que controla una entidad financiera local; y (b) el inversor debe evidenciar que ha mantenido su inversión en Argentina durante los últimos 365 días.

Asimismo, el inversor no residente deberá demostrar que ingresó al país los fondos para realizar la inversión.

En el caso de repatriación de servicios o fondos por ventas de otras inversiones de portafolio y sus ganancias, estas transferencias están sujetas a un límite mensual de US\$ 500.000 por persona. Sin embargo las siguientes condiciones deben ser cumplidas (entre otras): (a) presentación de una certificación por una entidad financiera o de comercio exterior local, evidenciando el monto de la inversión y la fecha en la que los fondos fueron transferidos a Argentina, ya sea a través del MULC; y (b) deben transcurrir 365 días desde que los fondos para realizar la inversión fueron traídos a Argentina y convertidos por pesos en el MULC.

Adicionalmente, en virtud de lo establecido por la Comunicación “A” 4940, la repatriación de los fondos percibidos en el país en pago de los servicios de interés o capital o por la venta de obligaciones negociables estarán sujetos a la autorización previa del BCRA, si el inversor es una persona física o jurídica que resida o que esté constituida o domiciliada en países no considerados “cooperadores a los fines de la transparencia fiscal” conforme lo dispuesto por el Art. 1° del Decreto N° 589/13, sus normas complementarias y modificatorias.

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 leer las regulaciones del BCRA, el Decreto N° 616/2005, la Resolución Ministerio de Economía N° 365/2005 y la Ley Penal Cambiaria N° 19.359, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web de información legislativa del Ministerio de Economía (<http://www.infoleg.gov.ar>) o del BCRA (<http://www.bcra.gov.ar>).

Carga Tributaria

Parte general

El que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas argentinas que pueden ser pertinentes respecto de la adquisición, tenencia y enajenación de las Obligaciones Negociables que se emitan dentro del marco del Programa. Los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables deben consultar con sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias tributarias en Argentina y otros países respecto de la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables. El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas argentinas según se hallan en vigencia en la fecha de este Prospecto, y está sujeto a cualquier reforma de la ley argentina que entre en vigencia después de dicha fecha. Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias emanadas de las leyes tributarias del país del cual son residentes, de una inversión en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin carácter taxativo, la percepción de intereses y la venta, rescate u otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias

Intereses

Con excepción de lo que se describe más adelante, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables (incluido el descuento de emisión original, en su caso) estarán exentos del impuesto a las ganancias argentino, a condición de que las Obligaciones Negociables se emitan de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables, y califiquen para la exención impositiva conforme al Artículo 36 de dicha ley. De conformidad con dicho Artículo 36 y 36 Bis, los intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

(a) las Obligaciones Negociables deben colocarse por medio de una oferta pública autorizada por la CNV en cumplimiento de las Normas de la CNV;

(b) los fondos obtenidos de la emisión de dichas Obligaciones Negociables, conforme a resoluciones societarias que autorizan la oferta, deben ser aplicados a (A) inversiones en activos físicos ubicados en Argentina, (B) integración de capital de trabajo a ser utilizado en Argentina, (C) refinanciación de pasivos, o (D) integración de aportes de capital a sociedades controladas por la Emisora o vinculadas con ella, a condición de que dichas sociedades utilicen el producido de dichos aportes para los fines especificados en los apartados (A), (B) o (C) de este párrafo (b); según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión y sea dado a conocer al público inversor; y,

(c) la Emisora debe presentar pruebas a la CNV, en el tiempo y forma y condiciones prescriptas por las reglamentaciones, de que los fondos obtenidos de la emisión han sido utilizados para los fines descriptos en el apartado (b).

La Emisora ha asumido el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36. La CNV ha autorizado la creación del Programa y la oferta pública de los títulos en virtud de la Resolución N° 17.197 de fecha 10 de octubre de 2013. Después de la emisión de una Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos por las Normas de la CNV. En oportunidad de la aprobación de dicha presentación por la CNV, las Obligaciones Negociables reunirán los requisitos para el tratamiento de exención impositiva establecido en virtud de los Artículos 36 y 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, a condición de que se satisfagan las Condiciones del Artículo 36. Sin embargo, de acuerdo con el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si posteriormente se descubre que la Emisora ha violado las Condiciones del Artículo 36 o no ha cumplido con ellas, la responsabilidad del pago de aquellos impuestos de los cuales habrían estado exentos los Tenedores de las Obligaciones Negociables recaerá en la Emisora. En consecuencia, las exenciones especificadas beneficiarán a los Tenedores de las Obligaciones Negociables independientemente de cualquier violación o incumplimiento posterior de la Emisora, y los Tenedores de las Obligaciones Negociables tendrán derecho a percibir el monto total adeudado como si no se hubiera requerido ninguna retención. Véase asimismo el capítulo “*De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales*”.

Los principales puntos de las Normas de la CNV para la colocación por oferta pública son los siguientes:

- (a) El concepto de “colocación por oferta pública” debe ser interpretado exclusivamente según la ley argentina (Ley 26.831). Por lo tanto, los títulos vendidos a compradores institucionales calificados según la Norma 144 A o la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de Estados Unidos pueden calificar como colocados mediante oferta pública.
- (b) Los esfuerzos de oferta pública deberán ser llevados a cabo adecuadamente, debiendo la Emisora mantener prueba de su existencia. La mera autorización de una oferta pública otorgada por la CNV no será suficiente a los efectos de la exención fiscal.
- (c) Los esfuerzos de oferta pública podrán ser llevados a cabo no solamente en la Argentina sino también en el exterior.
- (d) La oferta puede ser dirigida “al público en general” o a “un grupo específico de inversores” (incluyendo compradores institucionales calificados).
- (e) Se acepta la utilización de un “contrato de colocación”. Los títulos colocados en virtud de dicho instrumento serán considerados colocados mediante oferta pública en tanto el colocador lleve a cabo efectivamente esfuerzos de oferta pública.
- (f) La refinanciación de “préstamos puente” es un destino de los fondos de la oferta aceptado.

El Decreto del PEN N° 1.076, del 2 de julio de 1992, con sus modificaciones en virtud del Decreto No. 1.157, del 15 de julio de 1992, ambos ratificados en virtud de la Ley No. 24.307 del 30 de diciembre de 1993 (el “Decreto”) eliminó la exención correspondiente al impuesto a las ganancias argentino que se describe precedentemente respecto de los

contribuyentes sujetos a las normas impositivas de ajuste por inflación conforme al Título VI de la ley de impuesto a las ganancias de Argentina (en general, sociedades creadas o constituidas conforme a la ley argentina, sucursales locales de sociedades extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que realizan ciertas actividades comerciales en Argentina).

Como consecuencia del Decreto, los intereses pagados a los Tenedores que se encuentran sujetos a las normas impositivas de ajuste por inflación (y de tal modo no pueden acogerse a la exención del Artículo 36) están sujetos al impuesto a las ganancias argentino conforme lo establecen las reglamentaciones tributarias argentinas. En tal caso, salvo que dicho tenedor fuera una entidad financiera nacional, los pagos de intereses estarán sujetos a una retención impositiva del 35%, la cual será considerada un pago a cuenta del impuesto a las ganancias federal de Argentina a ser pagado por dicho Tenedor. En virtud de lo expuesto, la Emisora podrá establecer requisitos de información a cumplir con los inversores que califiquen para la retención impositiva señalada, los que de resultar incumplidas podrán determinar que tales inversores se hacen responsables de los impuestos, intereses y demás penalidades que la Emisora debería afrontar con motivo de tal omisión de información.

La exención del impuesto a las ganancias de Argentina sobre los pagos de intereses de las Obligaciones Negociables, según lo antes detallado, continuará siendo aplicable en Argentina a los ingresos recibidos por beneficiarios extranjeros (es decir, personas físicas, sucesiones indivisas o entidades que sean residentes fiscales extranjeros que obtengan ganancias de fuente argentina) a pesar del hecho de que tales ingresos estén sujetos al pago de impuestos gravados por una autoridad fiscal extranjera.

Ganancias de capital

Si se da pleno cumplimiento a las Condiciones del Artículo 36, las personas físicas residentes y no residentes, las sucesiones indivisas radicadas y no radicadas en Argentina, las sociedades extranjeras y las demás entidades del exterior sin un establecimiento permanente en Argentina no están sujetas a impuestos sobre las ganancias de capital obtenidas de la venta u otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables. Por aplicación del Decreto N° 1.076 antes mencionado, los contribuyentes sujetos a las normas impositivas de ajuste por inflación de la Ley de Impuesto a las Ganancias Argentina están gravados por las ganancias de capital respecto de la venta u otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables, conforme lo establecen las normas tributarias argentinas.

La exención sobre las ganancias de capital derivadas de la venta u otra disposición de las Obligaciones Negociables, según lo antes detallado, continuará siendo aplicable en Argentina a los ingresos recibidos por beneficiarios extranjeros (es decir, personas físicas, sucesiones indivisas o entidades que sean residentes fiscales extranjeros sin establecimiento permanente en el país que obtenga ganancias de una fuente argentina) a pesar del hecho de que tales ingresos estén sujetos al pago de impuestos gravados por una autoridad fiscal extranjera.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina o en el extranjero deben considerar los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, a fin de determinar su obligación fiscal correspondiente al Impuesto sobre los Bienes Personales. Este impuesto grava ciertos activos imponibles que se poseen al 31 de diciembre de cada año, a las siguientes alícuotas:

Valor del bien imponible	Alícuota fiscal
Hasta Ps. 305.000	0%
Más de Ps. 305.000 hasta Ps. 750.000	0,50%
Más de Ps. 750.000 hasta Ps. 2.000.000	0,75%
Más de Ps. 2.000.000 hasta Ps. 5.000.000	1,00%
Más de Ps. 5.000.000	1,25%

El impuesto se aplica sobre el valor de cotización de las Obligaciones Negociables (o el costo de adquisición con más los intereses y diferencias de cambio devengados, en el caso de Obligaciones Negociables que no coticen en bolsa) al 31 de diciembre de cada año calendario. Aunque los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina están técnicamente sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales, no se ha establecido ningún procedimiento para el cobro de dicho impuesto en relación con tales títulos.

Si bien el impuesto grava solamente aquellos títulos que se encuentran en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas en Argentina o en el extranjero, la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales establece una presunción legal, que no admite prueba de ningún tipo en contrario, en virtud de la cual se dispone que ciertos títulos valores emitidos por emisores privados argentinos y cuya titularidad directa corresponda a una entidad extranjera que (i) está domiciliada en una jurisdicción que no requiere que las acciones o títulos privados se conserven en forma nominativa, y (ii) a) de conformidad con sus estatutos o el régimen regulatorio aplicable a dicha entidad, sólo puede realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su constitución, y/o b) no puede realizar ciertas operaciones previstas por sus estatutos o el

régimen regulatorio aplicable en su jurisdicción de constitución, son de propiedad de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas ubicadas en Argentina y, por lo tanto, sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales.

En tales casos, la ley impone la obligación de pagar el Impuesto sobre los Bienes Personales a una alícuota total de 2,5% al emisor (el "Obligado Sustituto"). No existe tal obligación de pago si el impuesto es inferior a Ps. 255,75. El Impuesto sobre los Bienes Personales autoriza asimismo al Obligado Sustituto a procurar el recupero del monto pagado de esta manera, sin limitación, mediante retención o ejecución de los activos que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes personas jurídicas extranjeras que son titulares directas de títulos, tales como las Obligaciones Negociables: (i) compañías de seguros, (ii) fondos comunes de inversión abiertos, (iii) fondos de pensión, y (iv) bancos o entidades financieras cuya sede central está constituida o radicada en un país cuyo Bcra o autoridad equivalente ha adoptado las normas internacionales de supervisión establecidas por el Comité de Bancos de Basilea.

Sin embargo, el Decreto N° 127/96, del 16 de febrero de 1996, con sus correspondientes modificaciones dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a los títulos privados de deuda, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que sean negociables en las bolsas o mercados de valores ubicadas en Argentina o en el extranjero. Con el objeto de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y en consecuencia, que la Emisora no será responsable en calidad de Obligado Sustituto respecto de las Obligaciones Negociables, la Emisora conservará en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de los títulos privados de deuda y constancias que verifiquen que dicho certificado o autorización se hallaba en vigencia al 31 de diciembre del año en que tuvo lugar la obligación tributaria, conforme lo requiere la Resolución N° 2.151 de la AFIP, del 3 de noviembre de 2006.

Impuesto al Valor Agregado

Los pagos de intereses efectuados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos de IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables se emitan de conformidad a las condiciones del Art. 36. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables satisfagan las aludidas Condiciones del Artículo 36, las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, garantía de suscripción, transferencia, amortización y cancelación estarán exentas del IVA.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

El impuesto a la ganancia mínima presunta (el "IGMP") grava la ganancia potencial proveniente de la titularidad de ciertos activos que generan ingresos. Las sociedades anónimas domiciliadas en Argentina, entre otras, se hallan sujetas al impuesto a una alícuota del 1%, aplicables sobre el valor total de los activos que superen, si son del país, un monto total de Ps. 200.000, incluidas las Obligaciones Negociables. Para las entidades financieras locales, empresas y fideicomisos financieros especializados en operaciones de *leasing* o compañías de seguro, la base imponible es el 20% del valor de los activos gravados. Este impuesto sólo será efectivamente pagado si el impuesto a las ganancias determinado para cualquier ejercicio económico es inferior al monto adeudado en virtud del IGMP. En dicho caso, se pagará solamente la diferencia entre el IGMP determinado para dicho ejercicio fiscal y el impuesto a las ganancias determinado para el mismo ejercicio económico. Cualquier IGMP que se pague se aplicará como un crédito contra el excedente del impuesto a las ganancias no absorbido en los diez ejercicios fiscales inmediatamente posteriores.

La valuación de las obligaciones negociables será su valor de cotización a la fecha de cierre de ejercicio en caso que coticen en bolsas o mercados. De no existir la cotización referida, el valor aplicable es el costo de adquisición incrementado por los intereses y diferencias de cambio que se hubieran devengado hasta la fecha de cierre de ejercicio.

Impuestos sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley N° 25.413 establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de la Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias. La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito. En otros casos, la alícuota puede variar entre el 0,05% y el 1,2%.

El 34% del impuesto pagado sobre los créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas con la alícuota del 1,2% se considerarán (sujeto a revisión gubernamental) un pago a cuenta de impuesto a las ganancias, y/o el IGMP o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas.

El monto excedente no podrá ser devuelto, compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros; solamente podrá ser trasladado, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los impuestos mencionados en el párrafo anterior.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) 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.

Impuesto sobre los ingresos brutos

Los inversores que en forma regular participan, o que se presume participan, en actividades en cualquier jurisdicción en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de obligaciones negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada jurisdicción argentina, a menos que resulte aplicable una exención.

El Código Fiscal de la C.A.B.A. establece que los ingresos derivados de cualquier operación respecto de obligaciones negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables (como los ingresos de intereses y el valor de venta en el caso de cesión) están exentos por este impuesto en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

El Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece que los ingresos derivados de cualquier operación de obligaciones negociables emitidas en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N° 23.962, con sus modificaciones (como los ingresos de intereses y el valor de venta en el caso de cesión) están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

Los tenedores argentinos deben considerar el efecto del impuesto sobre los ingresos brutos en las distintas jurisdicciones provinciales en las cuales desarrollen su actividad.

Impuestos de Sellos y a la Transferencia

Los Tenedores de las Obligaciones Negociables no deberán pagar impuesto de sellos en relación con actos, contratos y operaciones relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables en virtud del Artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables y normas de la C.A.B.A. y de la Provincia de Buenos Aires. Los Tenedores de las Obligaciones Negociables podrán estar sujetos al pago del impuesto de sellos en ciertas provincias argentinas si las transferencias de Obligaciones Negociables se instrumentan en tales jurisdicciones, o tienen efectos en ellas. Ningún impuesto a la transferencia nacional argentino grava la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables.

A nivel provincial, las Provincias de Buenos Aires y Entre Ríos establecieron un Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes, cuyas principales características son las siguientes:

- El ITGB comprende los enriquecimientos de toda transmisión gratuita de bienes, entre ellas una herencia, donaciones, legados, etc.
- Las personas físicas y jurídicas están sujetas al pago del ITGB.
- Los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires están sujetos al pago del ITGB respecto de bienes ubicados dentro y fuera de la Provincia de Buenos Aires, y los contribuyentes domiciliados fuera de ella están sujetos al pago del ITGB sobre la transmisión gratuita de bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.
- Las transmisiones gratuitas de obligaciones negociables podrían estar sujetas al pago del ITGB.

Deberá analizarse considerando cada jurisdicción en particular a fin de determinar la aplicabilidad de impuestos similares sobre la transmisión gratuita de bienes.

Tasa de Justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables 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 C.A.B.A.

Tratado Impositivo

Argentina ha celebrado tratados para prevenir la doble imposición sobre la renta con varios países. Actualmente no existe ningún tratado para prevenir la doble imposición sobre la renta en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos de América. Durante el año 2012 Argentina ha denunciado los tratados firmados con Suiza (se aplicaba en forma provisional), Chile y España, pero ha celebrado uno nuevo con España que se aplica desde el momento en que dejó de aplicarse el anterior; también ha celebrado nuevos tratados con Suiza y con Chile, pero éstos todavía no han entrado en vigor.

Declaración por parte de expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a disposición

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto, los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2014, (ID-4-290248-D), 31 de diciembre de 2013 (ID-4-215377-D), y 31 de diciembre de 2012 (ID-4-188207-D), así como los estados financieros intermedios al 30 de junio de 2015 (ID-4-323862-D) y 30 de junio de 2014 (ID-4-240043-D), pueden ser consultados en el sitio *web* de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem “Información Financiera” y de la Emisora (www.pan-energy.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares de este Prospecto y de los estados financieros que lo integran en la sede social de la Sucursal, sita en Av. Leandro N. Alem 1180, C.A.B.A., Argentina, y en las oficinas del Estudio Perez Alati, Grondona, Benites, Arntsen y Martínez de Hoz (h), sitas en Suipacha 1111, piso 18, C.A.B.A., Argentina, teléfono (+54-11) 4114-3026.

NOTIFICACIONES IMPORTANTES

Salvo que el contexto requiera lo contrario, las referencias utilizadas en este Prospecto y en cualquier Suplemento de Precio aplicable a “Pan American” designan a Pan American Energy LLC, una sociedad constituida en los Estados Unidos de América (“USA”), junto con su sucursal argentina y subsidiarias (dentro y fuera de la Argentina). Las referencias a la “Sucursal” o la “Emisora” designan a la sucursal de Pan American en Argentina, que desarrolla una parte de las actividades de exploración y producción de Pan American en Argentina. Las referencias a “subsidiarias” designan a las subsidiarias directas e indirectas de Pan American, incluidas sus principales subsidiarias.

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este Prospecto y en el Suplemento de Precio correspondiente a la Clase y/o Serie que les sea ofrecida. La Emisora no ha autorizado a ninguna persona a suministrar información diferente a la información contenida en este Prospecto o el Suplemento de Precio correspondiente. La información contenida en este Prospecto es exacta únicamente en la fecha del presente, 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 la Emisora 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, financiero o impositivo, y deben consultar con sus propios apoderados, asesores legales, comerciales, financieros e impositivos.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni al ser emitidas serán registradas en los términos de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos ni de ninguna ley de títulos valores estatales. Salvo que fueran registradas en los términos de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas únicamente en operaciones que estén exentas del registro de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones. 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 las legislaciones en otras jurisdicciones. Requerimos que las personas en cuyo poder se encuentre este 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 a suscribir o comprar Obligaciones Negociables.

AVISO A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO

SE NOTIFICA A LOS INVERSORES QUE POR LEY N° 25.246 (MODIFICADA POSTERIORMENTE POR LAS LEYES N° 26.087, 26.119, 26.268, N° 26.683, Y N° 26.734) (LA “LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS”) EL ESTADO NACIONAL INCORPORA EL LAVADO DE ACTIVOS COMO DELITO TIPIFICADO EN EL CÓDIGO PENAL ARGENTINO. ASIMISMO, LA LEY N° 26.683 MODIFICÓ LA FIGURA DEL DELITO DE LAVADO DE ACTIVOS PREVISTA ANTERIORMENTE COMO UNA ESPECIE DE ENCUBRIMIENTO, OTORGÁNDOLE PLENA AUTONOMÍA Y TIPIFICÁNDOLA COMO UN DELITO CONTRA EL ORDEN ECONÓMICO Y FINANCIERO. ASIMISMO, MEDIANTE LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS, Y A FIN DE PREVENIR E IMPEDIR EL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO, EL CONGRESO CREÓ LA UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA (LA “UIF”) BAJO LA JURISDICCIÓN DEL MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS DE LA NACIÓN. LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS ESTABLECE CUALES SON LAS FACULTADES QUE TIENE LA UIF COMO ORGANISMO QUE GOZA DE AUTONOMÍA Y AUTÁRQUICA FINANCIERA, ENTRE LAS CUALES SE DESTACAN: (I) SOLICITAR INFORMES, DOCUMENTOS, ANTECEDENTES Y TODO OTRO ELEMENTO QUE ESTIME ÚTIL PARA EL CUMPLIMIENTO DE SUS FUNCIONES A CUALQUIER

ORGANISMO PÚBLICO, NACIONAL, PROVINCIAL O MUNICIPAL, Y A PERSONAS FÍSICAS Y/O JURÍDICAS, PÚBLICAS O PRIVADAS, TODOS LOS CUALES ESTÁN OBLIGADOS A PROPORCIONARLOS DENTRO DEL TÉRMINO QUE SE LES FIJE BAJO APERCIBIMIENTO DE LEY; EN EL MARCO DEL ANÁLISIS DE UN REPORTE DE OPERACIÓN SOSPECHOSA, LOS SUJETOS OBLIGADOS NO PODRÁN Oponer A LA UIF EL SECRETO BANCARIO, FISCAL, BURSÁTIL O PROFESIONAL, NI LOS COMPROMISOS LEGALES O CONTRACTUALES DE CONFIDENCIALIDAD; (II) RECIBIR DECLARACIONES VOLUNTARIAS QUE EN NINGÚN CASO PODRÁN SER ANÓNIMAS; (III) REQUERIR LA COLABORACIÓN DE TODOS LOS SERVICIOS DE INFORMACIÓN DEL ESTADO, LOS QUE ESTÁN OBLIGADOS A PRESTARLA EN LOS TÉRMINOS DE LA NORMATIVA PROCESAL VIGENTE; (IV) ACTUAR EN CUALQUIER LUGAR DE LA REPÚBLICA EN CUMPLIMIENTO DE LAS FUNCIONES ESTABLECIDAS POR ESA LEY; (V) SOLICITAR AL MINISTERIO PÚBLICO PARA QUE ÉSTE REQUIERA AL JUEZ COMPETENTE QUE RESUELVAN LA SUSPENSIÓN, POR EL PLAZO QUE ESTE DETERMINE, DE LA EJECUCIÓN DE CUALQUIER OPERACIÓN O ACTO INFORMADO PREVIAMENTE CONFORME EL INCISO B) DEL ARTÍCULO 21° DE LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS O CUALQUIER OTRO ACTO VINCULADO A ÉSTOS, ANTES DE SU REALIZACIÓN, CUANDO SE INVESTIGUEN ACTIVIDADES SOSPECHOSAS Y EXISTAN INDICIOS SERIOS Y GRAVES DE QUE SE TRATA DE LAVADO DE ACTIVOS PROVENIENTES DE ALGUNOS DE LOS DELITOS PREVISTOS EN EL ARTÍCULO 6° DE LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS O DE FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO; (VI) SOLICITAR AL MINISTERIO PÚBLICO PARA QUE (1) REQUIERA AL JUEZ COMPETENTE EL ALLANAMIENTO DE LUGARES PÚBLICOS Y PRIVADOS, LA REQUISA PERSONAL Y EL SECUESTRO DE DOCUMENTACIÓN O ELEMENTOS ÚTILES PARA LA INVESTIGACIÓN Y (2) ARBITRE TODOS LOS MEDIOS LEGALES NECESARIOS PARA LA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN DE CUALQUIER FUENTE U ORIGEN; (VII) DISPONER LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTRALOR INTERNO PARA LOS SUJETOS OBLIGADOS, PARA LO CUAL LA UIF PODRÁ ESTABLECER LOS PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN, FISCALIZACIÓN E INSPECCIÓN IN SITU PARA EL CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES ESTABLECIDAS EN EL ARTÍCULO 21° DE LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y DE LAS DIRECTIVAS E INSTRUCCIONES DICTADAS CONFORME LAS FACULTADES DEL ARTÍCULO 14° INCISO 10 DE DICHA LEY. EL SISTEMA DE CONTRALOR INTERNO DEPENDERÁ DIRECTAMENTE DEL PRESIDENTE DE LA UIF, QUIEN DISPONDRÁ LA SUSTANCIACIÓN DEL PROCEDIMIENTO, EL QUE DEBERÁ SER DE FORMA ACTUADA. EN EL CASO DE SUJETOS OBLIGADOS QUE CUENTEN CON ÓRGANOS DE CONTRALOR ESPECÍFICOS, ESTOS ÚLTIMOS, DEBERÁN PROPORCIONAR A LA UIF LA COLABORACIÓN EN EL MARCO DE SU COMPETENCIA; (VIII) APLICAR LAS SANCIONES PREVISTAS EN LA LEY, DEBIENDO GARANTIZAR EL DEBIDO PROCESO; (IX) ORGANIZAR Y ADMINISTRAR ARCHIVOS Y ANTECEDENTES RELATIVOS A LA ACTIVIDAD DE LA PROPIA UIF O DATOS OBTENIDOS EN EL EJERCICIO DE SUS FUNCIONES PARA RECUPERACIÓN DE INFORMACIÓN RELATIVA A SU MISIÓN, PUDIENDO CELEBRAR ACUERDOS Y CONTRATOS CON ORGANISMOS NACIONALES, INTERNACIONALES Y EXTRANJEROS PARA INTEGRARSE EN REDES INFORMATIVAS DE TAL CARÁCTER; (X) EMITIR DIRECTIVAS E INSTRUCCIONES QUE DEBERÁN CUMPLIR E IMPLEMENTAR LOS SUJETOS OBLIGADOS POR LA LEY, PREVIA CONSULTA CON LOS ORGANISMOS ESPECÍFICOS DE CONTROL. LOS SUJETOS OBLIGADOS EN LOS INCISOS 6 Y 15 DEL ARTÍCULO 20° DE LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS PODRÁN DICTAR NORMAS DE PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIAS A LAS DIRECTIVAS E INSTRUCCIONES EMITIDAS POR LA UIF, NO PUDIENDO AMPLIAR NI MODIFICAR LOS ALCANCES DEFINIDOS POR DICHAS DIRECTIVAS E INSTRUCCIONES.

EN CONSECUENCIA:

(1) SE REPRIME CON PRISIÓN DE TRES (3) A DIEZ AÑOS (10) Y MULTA DE DOS (2) A DIEZ (10) VECES DEL MONTO DE LA OPERACIÓN AL QUE CONVIERTA, TRANSFIERA, ADMINISTRE, VENDA, GRAVE, DISIMULE O DE CUALQUIER OTRO MODO PUSIERE EN CIRCULACIÓN EN EL MERCADO, BIENES PROVENIENTES DE UN ILÍCITO PENAL, CON LA CONSECUENCIA POSIBLE DE QUE LOS BIENES ORIGINARIOS O LOS SUBROGANTES ADQUIERAN LA APARIENCIA DE UN ORIGEN LÍCITO Y SIEMPRE QUE SU VALOR SUPERE LOS Ps. 300.000 SEA QUE TAL MONTO RESULTE DE UN SOLO ACTO O POR LA REITERACIÓN DE HECHOS DIVERSOS VINCULADOS ENTRE SÍ.

(2) LA PENA PREVISTA EN EL PÁRRAFO 1 ANTERIOR SERÁ AUMENTADA EN UN TERCIO DEL MÁXIMO Y EN LA MITAD DEL MÍNIMO, EN LOS SIGUIENTES CASOS: A) CUANDO EL AUTOR REALIZARE EL HECHO CON HABITUALIDAD O COMO MIEMBRO DE UNA ASOCIACIÓN O BANDA FORMADA PARA LA COMISIÓN CONTINUADA DE HECHOS DE ESTA NATURALEZA; B) CUANDO EL AUTOR FUERA FUNCIONARIO PÚBLICO QUE HUBIERA COMETIDO EL HECHO EN EJERCICIO U OCASIÓN DE SUS FUNCIONES. EN ESTE CASO, SUFRIRÁ ADEMÁS PENA DE INHABILITACIÓN ESPECIAL DE TRES (3) A DIEZ (10) AÑOS. LA MISMA PENA SUFRIRÁ EL QUE HUBIERE ACTUADO EN EJERCICIO DE UNA PROFESIÓN U OFICIO QUE REQUIERAN HABILITACIÓN ESPECIAL.

(3) EL QUE RECIBIERE DINERO U OTROS BIENES PROVENIENTES DE UN ILÍCITO PENAL, CON EL FIN DE HACERLOS APLICAR EN UNA OPERACIÓN DE LAS PREVISTAS EN EL PÁRRAFO 1 ANTERIOR, QUE LES DÉ LA

APARIENCIA POSIBLE DE UN ORIGEN LÍCITO, SERÁ REPRIMIDO CON LA PENA DE PRISIÓN DE SEIS (6) MESES A TRES (3) AÑOS.

(4) SI EL VALOR DE LOS BIENES NO SUPERARE LA SUMA INDICADA EN EL PÁRRAFO 1, EL AUTOR SERÁ REPRIMIDO CON LA PENA DE PRISIÓN DE SEIS (6) MESES A TRES (3) AÑOS.

(5) LAS DISPOSICIONES MENCIONADAS ANTERIORMENTE REGIRÁN AÚN CUANDO EL ILÍCITO PENAL PRECEDENTE HUBIERA SIDO COMETIDO FUERA DEL ÁMBITO DE APLICACIÓN ESPACIAL DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO, EN TANTO EL HECHO QUE LO TIPIFICARA TAMBIÉN HUBIERA ESTADO SANCIONADO CON PENA EN EL LUGAR DE SU COMISIÓN.

POR OTRA PARTE, CUANDO LOS HECHOS DELICTIVOS HUBIEREN SIDO REALIZADOS EN NOMBRE, O CON LA INTERVENCIÓN, O EN BENEFICIO, DE UNA PERSONA DE EXISTENCIA IDEAL, SE IMPONDRÁN A LA ENTIDAD LAS SIGUIENTES SANCIONES CONJUNTA O ALTERNATIVAMENTE:

(1) MULTA DE DOS A DIEZ VECES EL VALOR DE LOS BIENES OBJETO DEL DELITO.

(2) SUSPENSIÓN TOTAL O PARCIAL DE ACTIVIDADES, QUE EN NINGÚN CASO PODRÁ EXCEDER DE DIEZ (10) AÑOS.

(3) SUSPENSIÓN PARA PARTICIPAR EN CONCURSOS O LICITACIONES ESTATALES DE OBRAS O SERVICIOS PÚBLICOS O EN CUALQUIER OTRA ACTIVIDAD VINCULADA CON EL ESTADO, QUE EN NINGÚN CASO PODRÁ EXCEDER DE DIEZ (10) AÑOS.

(4) CANCELACIÓN DE LA PERSONERÍA CUANDO HUBIESE SIDO CREADA AL SOLO EFECTO DE LA COMISIÓN DEL DELITO, O ESOS ACTOS CONSTITUYAN LA PRINCIPAL ACTIVIDAD DE LA ENTIDAD.

(5) PÉRDIDA O SUSPENSIÓN DE LOS BENEFICIOS ESTATALES QUE TUVIERE.

(6) PUBLICACIÓN DE UN EXTRACTO DE LA SENTENCIA CONDENATORIA A COSTA DE LA PERSONA JURÍDICA.

PARA GRADUAR ESTAS SANCIONES, LOS JUECES TENDRÁN EN CUENTA EL INCUMPLIMIENTO DE REGLAS Y PROCEDIMIENTOS INTERNOS, LA OMISIÓN DE VIGILANCIA SOBRE LA ACTIVIDAD DE LOS AUTORES Y PARTICIPES, LA EXTENSIÓN DEL DAÑO CAUSADO, EL MONTO DE DINERO INVOLUCRADO EN LA COMISIÓN DEL DELITO, EL TAMAÑO, LA NATURALEZA Y LA CAPACIDAD ECONÓMICA DE LA PERSONA JURÍDICA. CUANDO FUERE INDISPENSABLE MANTENER LA CONTINUIDAD OPERATIVA DE LA ENTIDAD, O DE UNA OBRA, O DE UN SERVICIO EN PARTICULAR, NO SERÁN APLICABLES LAS SANCIONES PREVISTAS EN LOS PUNTOS 2 Y 4 ANTERIORES.

ADICIONALMENTE, SE PREVÉ QUE EL JUEZ PODRÁ ADOPTAR, DESDE EL INICIO DE LAS ACTUACIONES JUDICIALES, LAS MEDIDAS CAUTELARES SUFICIENTES PARA ASEGURAR LA CUSTODIA, ADMINISTRACIÓN, CONSERVACIÓN, EJECUCIÓN Y DISPOSICIÓN DEL BIEN O BIENES QUE SEAN INSTRUMENTOS, PRODUCTO, PROVECHO O EFECTOS RELACIONADOS CON LOS DELITOS PREVISTOS EN LOS PÁRRAFOS PRECEDENTES. EN OPERACIONES DE LAVADO DE ACTIVOS SERÁN DECOMISADOS DE MODO DEFINITIVO, SIN NECESIDAD DE CONDENA PENAL, CUANDO SE HUBIERE PODIDO COMPROBAR LA ILICITUD DE SU ORIGEN, O DEL HECHO MATERIAL AL QUE ESTUVIEREN VINCULADOS, Y EL IMPUTADO NO PUDIERE SER ENJUICIADO POR MOTIVO DE FALLECIMIENTO, FUGA, PRESCRIPCIÓN O CUALQUIER OTRO MOTIVO DE SUSPENSIÓN O EXTINCIÓN DE LA ACCIÓN PENAL, O CUANDO EL IMPUTADO HUBIERE RECONOCIDO LA PROCEDENCIA O USO ILÍCITO DE LOS BIENES. LOS ACTIVOS QUE FUEREN DECOMISADOS SERÁN DESTINADOS A REPARAR EL DAÑO CAUSADO A LA SOCIEDAD, A LAS VÍCTIMAS EN PARTICULAR O AL ESTADO. SÓLO PARA CUMPLIR CON ESAS FINALIDADES PODRÁ DARSE A LOS BIENES UN DESTINO ESPECÍFICO. TODO RECLAMO O LITIGIO SOBRE EL ORIGEN, NATURALEZA O PROPIEDAD DE LOS BIENES SE REALIZARÁ A TRAVÉS DE UNA ACCIÓN ADMINISTRATIVA O CIVIL DE RESTITUCIÓN. CUANDO EL BIEN HUBIERE SIDO SUBASTADO SÓLO SE PODRÁ RECLAMAR SU VALOR MONETARIO.

A SU VEZ, LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS PREVÉ SANCIONES ADMINISTRATIVAS PECUNIARIAS. EN TAL SENTIDO, DICHA LEY ESTABLECE QUE (1) SERÁ SANCIONADO CON MULTA DE CINCO (5) A VEINTE (20) VECES DEL VALOR DE LOS BIENES OBJETO DEL DELITO, LA PERSONA JURÍDICA CUYO ÓRGANO EJECUTOR HUBIERA RECOLECTADO O PROVISTO BIENES O DINERO, CUALQUIERA SEA SU VALOR, CON CONOCIMIENTO DE QUE SERÁN UTILIZADOS POR ALGÚN MIEMBRO DE UNA ASOCIACIÓN ILÍCITA TERRORISTA. CUANDO EL HECHO HUBIERA SIDO COMETIDO POR TEMERIDAD O IMPRUDENCIA GRAVE DEL ÓRGANO O EJECUTOR DE UNA PERSONA JURÍDICA O POR VARIOS ÓRGANOS O EJECUTORES

SUYOS, LA MULTA A LA PERSONA JURÍDICA SERÁ DEL 20% (VEINTE POR CIENTO) AL 60% (SESENTA POR CIENTO) DEL VALOR DE LOS BIENES OBJETO DEL DELITO, Y (2) CUANDO EL ÓRGANO O EJECUTOR DE UNA PERSONA JURÍDICA HUBIERA COMETIDO EN ESE CARÁCTER EL DELITO A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 22 DE LA LEY DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS (DEBER DE GUARDAR SECRETO), LA PERSONA JURÍDICA SERÁ PASIBLE DE MULTA DE CINCUENTA MIL PESOS (PESOS 50.000) A QUINIENTOS MIL PESOS (PESOS 500.000).

EL RÉGIMEN PREVÉ A SU VEZ QUE:

(A) LA PERSONA QUE ACTUANDO COMO ÓRGANO O EJECUTOR DE UNA PERSONA JURÍDICA O LA PERSONA DE EXISTENCIA VISIBLE QUE INCUMPLA ALGUNA DE LAS OBLIGACIONES ANTE LA UIF, SERÁ SANCIONADA CON PENA DE MULTA DE UNA A DIEZ VECES DEL VALOR TOTAL DE LOS BIENES U OPERACIÓN A LOS QUE SE REFIERA LA INFRACCIÓN, SIEMPRE Y CUANDO EL HECHO NO CONSTITUYA UN DELITO MÁS GRAVE;

(B) LA MISMA SANCIÓN SERÁ APLICABLE A LA PERSONA JURÍDICA EN CUYO ORGANISMO SE DESEMPEÑARE EL SUJETO INFRACTOR;

(C) CUANDO NO SE PUEDA ESTABLECER EL VALOR REAL DE LOS BIENES, LA MULTA SERÁ DE DIEZ MIL PESOS (PESOS 10.000) A CIENTO MIL PESOS (PESOS 100.000);

(D) LA ACCIÓN PARA APLICAR SANCIONES PRESCRIBIRÁ A LOS CINCO (5) AÑOS, DEL INCUMPLIMIENTO. IGUAL PLAZO REGIRÁ PARA LA EJECUCIÓN DE LA MULTA, COMPUTADOS A PARTIR DE QUE QUEDE FIRME EL ACTO QUE ASÍ LA DISPONGA;

(E) EL CÓMPUTO DE LA PRESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN PARA APLICAR LA SANCIÓN PREVISTA SE INTERRUMPIRÁ: POR LA NOTIFICACIÓN DEL ACTO QUE DISPONGA LA APERTURA DE LA INSTRUCCIÓN SUMARIAL O POR LA NOTIFICACIÓN DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE DISPONGA SU APLICACIÓN.

ASIMISMO, LA LEY DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS ESTABLECE QUE LA UIF COMUNICARÁ LAS OPERACIONES SOSPECHOSAS AL MINISTERIO PÚBLICO A FIN DE ESTABLECER SI CORRESPONDE EJERCER LA ACCIÓN PENAL CUANDO HAYA AGOTADO EL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN REPORTADA Y SURGIERAN ELEMENTOS DE CONVICCIÓN SUFICIENTES PARA CONFIRMAR EL CARÁCTER DE SOSPECHOSA DE LAVADO DE ACTIVOS.

SIENDO EL OBJETO PRINCIPAL DE LA LEY DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS, IMPEDIR EL LAVADO DE ACTIVOS, NO ATRIBUYE LA RESPONSABILIDAD DE CONTROLAR ESAS TRANSACCIONES DELICTIVAS SOLO A LOS ORGANISMOS DEL GOBIERNO NACIONAL SINO QUE TAMBIÉN ASIGNA DETERMINADAS OBLIGACIONES A DIVERSAS ENTIDADES DEL SECTOR PRIVADO TALES COMO BANCOS, AGENTES DE BOLSA, SOCIEDADES DE BOLSA Y COMPAÑÍAS DE SEGURO. ASIMISMO, LA MODIFICACIÓN A LA LEY DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS INTRODUJO DENTRO DE LAS CATEGORÍAS DE SUJETOS OBLIGADOS, ENTRE OTROS, A 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. ESTAS OBLIGACIONES CONSISTEN BÁSICAMENTE EN FUNCIONES DE CAPTACIÓN DE INFORMACIÓN, CANALIZADAS MEDIANTE LA UIF.

MEDIANTE LA RESOLUCIÓN N° 229/2011 DE LA UIF SE APROBARON LAS MEDIDAS Y PROCEDIMIENTOS QUE EN EL MERCADO DE CAPITALES DEBERÁN OBSERVAR LOS SIGUIENTES SUJETOS OBLIGADOS A FIN DE EVITAR LA COMISIÓN DE LOS DELITOS DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO: LOS AGENTES Y SOCIEDADES DE BOLSA, SOCIEDADES GERENTE DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN, AGENTES DE MERCADO ABIERTO ELECTRÓNICO, Y TODOS AQUELLOS INTERMEDIARIOS EN LA COMPRA, ALQUILER O PRÉSTAMO DE TÍTULOS VALORES QUE OPEREN BAJO LA ÓRBITA DE BOLSAS DE COMERCIO CON O SIN MERCADOS ADHERIDOS, COMO ASÍ TAMBIÉN LOS AGENTES INTERMEDIARIOS INSCRIPTOS EN LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES CUALQUIERA SEA SU OBJETO. DICHOS SUJETOS OBLIGADOS DEBERÁN REPORTAR AQUELLAS OPERACIONES INUSUALES QUE, DE ACUERDO A LA IDONEIDAD EXIGIBLE EN FUNCIÓN DE LA ACTIVIDAD QUE REALIZAN Y EL ANÁLISIS EFECTUADO, CONSIDEREN SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS O FINANCIACIÓN DE TERRORISMO.

AL IGUAL QUE EN LAS DISTINTAS RESOLUCIONES EMITIDAS POR LA UIF PARA LOS DIFERENTES SUJETOS OBLIGADOS, LA RESOLUCIÓN N° 229/2011 ESTABLECE UN LISTADO DE TRANSACCIONES QUE, SI BIEN NO CONSTITUYEN OPERACIONES SOSPECHOSAS POR SÍ SOLAS O POR SU SOLA EFECTIVIZACIÓN O TENTATIVA, CONSTITUYEN UNA EJEMPLIFICACIÓN DE TRANSACCIONES QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS

DEBERÁN ESPECIALMENTE TENER EN CUENTA A LOS EFECTOS DE EFECTUAR UN REPORTE, SI DE ACUERDO A LA IDONEIDAD EXIGIBLE EN FUNCIÓN DE LA ACTIVIDAD QUE REALIZAN Y EL ANÁLISIS EFECTUADO, CONSIDERAN A TALES TRANSACCIONES COMO SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS O FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO. A TAL FIN, SE TENDRÁN ESPECIALMENTE EN CUENTA LAS SIGUIENTES CIRCUNSTANCIAS:

(A) LOS MONTOS, TIPOS, FRECUENCIA Y NATURALEZA DE LAS OPERACIONES QUE REALICEN LOS CLIENTES, QUE NO GUARDEN RELACIÓN CON LOS ANTECEDENTES Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA DE LOS MISMOS;

(B) LOS MONTOS INUSUALMENTE ELEVADOS, LA COMPLEJIDAD Y LAS MODALIDADES NO HABITUALES DE LAS OPERACIONES REALIZADAS;

(C) CUANDO TRANSACCIONES DE SIMILAR NATURALEZA, CUANTÍA, MODALIDAD O SIMULTANEIDAD HAGAN PRESUMIR QUE SE TRATA DE UNA OPERACIÓN FRACCIONADA A LOS EFECTOS DE EVITAR LA APLICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DETECCIÓN Y/O REPORTE DE LAS OPERACIONES;

(D) GANANCIAS O PÉRDIDAS CONTINUAS EN OPERACIONES REALIZADAS REPETIDAMENTE ENTRE LAS MISMAS PARTES;

(E) CUANDO LOS CLIENTES (I) SE NIEGUEN A PROPORCIONAR DATOS O DOCUMENTOS REQUERIDOS POR LA RESOLUCIÓN 229/11 DE LA UIF; (II) SUMINISTREN INFORMACIÓN QUE SE ENCUENTRE ALTERADA; (III) NO DEN CUMPLIMIENTO A LA RESOLUCIÓN N° 229/11 DE LA UIF U OTRAS NORMAS DE APLICACIÓN EN LA MATERIA;

(F) CUANDO EXISTAN INDICIOS SOBRE EL ORIGEN, MANEJO O DESTINO ILEGAL DE LOS FONDOS, BIENES O ACTIVOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES, RESPECTO DE LOS CUALES EL SUJETO OBLIGADO NO CUENTE CON UNA EXPLICACIÓN;

(G) CUANDO EL CLIENTE EXHIBE UNA INUSUAL DESPREOCUPACIÓN RESPECTO DE LOS RIESGOS O COSTOS DE LAS TRANSACCIONES, O QUE ÉSTOS RESULTEN INCOMPATIBLES CON EL PERFIL ECONÓMICO DEL MISMO;

(H) CUANDO LAS OPERACIONES INVOLUCREN PAÍSES O JURISDICCIONES NO CONSIDERADOS COOPERADORES A LOS FINES DE LA TRANSPARENCIA FISCAL O IDENTIFICADOS COMO NO COOPERATIVOS POR EL GRUPO DE ACCIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL;

(I) CUANDO SE INDICARE EL MISMO DOMICILIO EN CABEZA DE DISTINTAS PERSONAS JURÍDICAS, O CUANDO LAS MISMAS PERSONAS FÍSICAS REVISTIEREN EL CARÁCTER DE AUTORIZADAS Y/O APODERADAS DE DIFERENTES PERSONAS JURÍDICAS, Y NO EXISTIERE RAZÓN ECONÓMICA O LEGAL ATENDIBLE PARA ELLO, TENIENDO ESPECIAL CONSIDERACIÓN CUANDO ALGUNA DE LAS COMPAÑÍAS ESTÉN UBICADAS EN JURISDICCIONES NO CONSIDERADAS COOPERADORAS A LOS FINES DE LA TRANSPARENCIA FISCAL Y SU ACTIVIDAD PRINCIPAL SEA LA OPERATORIA “OFF SHORE”.

(J) LA COMPRA O VENTA DE VALORES NEGOCIABLES A PRECIOS NOTORIAMENTE MÁS ALTOS O BAJOS QUE LOS QUE ARROJAN LAS COTIZACIONES VIGENTES AL MOMENTO DE CONCERTARSE LA OPERACIÓN;

(K) EL PAGO O COBRO DE PRIMAS EXCESIVAMENTE ALTAS O BAJAS EN RELACIÓN CON LAS QUE SE NEGOCIAN EN EL MERCADO DE OPCIONES;

(L) LA COMPRA O VENTA DE CONTRATOS A FUTURO, A PRECIOS NOTORIAMENTE MÁS ALTOS O BAJOS QUE LOS QUE ARROJAN LAS COTIZACIONES VIGENTES AL MOMENTO DE CONCERTARSE LA OPERACIÓN;

(M) LA COMPRA DE VALORES NEGOCIABLES POR IMPORTES SUMAMENTE ELEVADOS;

(N) LOS MONTOS MUY SIGNIFICATIVOS EN LOS MÁRGENES DE GARANTÍA PAGADOS POR POSICIONES ABIERTAS EN LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES;

(O) LA INVERSIÓN MUY ELEVADA EN PRIMAS EN EL MERCADO DE OPCIONES, O EN OPERACIONES DE PASE O CAUCIÓN BURSÁTIL;

(P) LAS OPERACIONES EN LAS CUALES EL CLIENTE NO POSEE UNA SITUACIÓN FINANCIERA QUE GUARDE RELACIÓN CON LA MAGNITUD DE LA OPERACIÓN, Y QUE ELLO IMPLIQUE LA POSIBILIDAD DE NO ESTAR OPERANDO EN SU PROPIO NOMBRE, SINO COMO AGENTE PARA UN PRINCIPAL OCULTO;

(Q) LAS SOLICITUDES DE CLIENTES PARA SERVICIOS DE ADMINISTRACIÓN DE CARTERA DE INVERSIONES, DONDE EL ORIGEN DE LOS FONDOS, BIENES U OTROS ACTIVOS NO ESTÁ CLARO O NO ES CONSISTENTE CON EL TIPO DE ACTIVIDAD DECLARADA;

(R) LAS OPERACIONES DE INVERSIÓN EN VALORES NEGOCIABLES POR VOLÚMENES NOMINALES MUY ELEVADOS, QUE NO GUARDAN RELACIÓN CON LOS VOLÚMENES OPERADOS TRADICIONALMENTE EN LA ESPECIE PARA EL PERFIL TRANSACCIONAL DEL CLIENTE;

(S) LOS CLIENTES (I) QUE REALICEN SUCEVAS TRANSACCIONES O TRANSFERENCIAS A OTRAS CUENTAS COMITENTES, SIN JUSTIFICACIÓN APARENTE; (II) QUE REALICEN OPERACIONES FINANCIERAS COMPLEJAS, O QUE OSTENTEN UNA INGENIERÍA FINANCIERA LLEVADA A CABO SIN UNA FINALIDAD CONCRETA QUE LA JUSTIFIQUE; (III) O QUE LA JUSTIFIQUE; QUE, SIN JUSTIFICACIÓN APARENTE, MANTIENE MÚLTIPLES CUENTAS BAJO UN ÚNICO NOMBRE O A NOMBRE DE FAMILIARES O EMPRESAS, CON UN GRAN NÚMERO DE TRANSFERENCIAS A FAVOR DE TERCEROS;

(T) CUANDO UNA TRANSFERENCIA ELECTRÓNICA DE FONDOS SEA RECIBIDA SIN LA TOTALIDAD DE LA INFORMACIÓN QUE LA DEBA ACOMPAÑAR;

(U) EL DEPÓSITO DE DINERO CON EL PROPÓSITO DE REALIZAR UNA OPERACIÓN A LARGO PLAZO, SEGUIDA INMEDIATAMENTE DE UN PEDIDO DE LIQUIDAR LA POSICIÓN Y TRANSFERIR LOS FONDOS FUERA DE LA CUENTA; Y/O

(V) CUANDO ALGUNA DE LAS COMPAÑÍAS U ORGANIZACIONES INVOLUCRADAS ESTÉN UBICADAS EN JURISDICCIONES NO CONSIDERADAS COOPERADORAS A LOS FINES DE LA TRANSPARENCIA FISCAL Y SU ACTIVIDAD PRINCIPAL SE RELACIONE A LA OPERATORIA "OFF SHORE".

RESPECTO DE LA DETECCIÓN DE OPERACIONES INUSUALES O SOSPECHOSAS, CUANDO UN SUJETO OBLIGADO DETECTA UNA OPERACIÓN QUE CONSIDERA INUSUAL, DEBERÁ PROFUNDIZAR EL ANÁLISIS DE DICHA OPERACIÓN CON EL FIN DE OBTENER INFORMACIÓN ADICIONAL, DEJANDO CONSTANCIA Y CONSERVANDO DOCUMENTAL RESPALDATORIA Y HACIENDO EL REPORTE CORRESPONDIENTE EN UN PLAZO MÁXIMO DE 150 DÍAS CORRIDOS DESDE QUE LA OPERACIÓN FUERE REALIZADA O TENTADA EN EL CASO DE OPERACIONES SOSPECHOSAS DE LAVADO DE ACTIVOS, EL QUE SE REDUCE A "SIN DEMORA ALGUNA" Y HASTA UN MÁXIMO DE 48 HORAS EN CASO DE QUE DICHA OPERACIÓN ESTÉ RELACIONADA CON EL FINANCIAMIENTO AL TERRORISMO. SIN PERJUICIO DEL PLAZO MÁXIMO DE 150 DÍAS CORRIDOS PARA REPORTAR OPERACIONES INUSUALES SOSPECHOSAS QUE FUE MENCIONADO ANTERIORMENTE, LA RESOLUCIÓN N° 3/2014 ESTABLECIÓ QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS DEBERÁN REPORTAR TODO HECHO U OPERACIÓN SOSPECHOSOS DE LAVADO DE ACTIVOS DENTRO DE LOS 30 DÍAS CORRIDOS, CONTADOS DESDE QUE LOS HUBIEREN CALIFICADO COMO TALES.

ASIMISMO, LA RESOLUCIÓN N° 229/2011 DE LA UIF ESTABLECE QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS DEBERÁN CUMPLIR CON LOS SIGUIENTES RECAUDOS: (A) ELABORAR UN MANUAL QUE CONTENDRÁ LOS MECANISMOS PARA DAR CUMPLIMIENTO A LA LEY ANTI LAVADO Y LAS NORMAS DE LA UIF; (B) DESIGNAR UN OFICIAL DE CUMPLIMIENTO, QUE DEBERÁ SER UN MIEMBRO DEL DIRECTORIO Y SERÁ RESPONSABLE DE VELAR POR LA OBSERVANCIA E IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS Y OBLIGACIONES ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA; (C) IMPLEMENTAR AUDITORÍAS PERIÓDICAS E INDEPENDIENTES DEL PROGRAMA GLOBAL ANTI LAVADO; Y (D) ADOPTAR POLÍTICAS DE ANÁLISIS DE RIESGO Y ELABORAR UN REGISTRO ESCRITO DEL ANÁLISIS Y GESTIÓN DE RIESGOS DE LAS OPERACIONES SOSPECHOSAS REPORTADAS; ENTRE OTROS.

EL TÍTULO XI DE LAS NORMAS DE LA CNV ESTABLECE QUE LOS SUJETOS OBLIGADOS DEBERÁN OBSERVAR LO ESTABLECIDO EN LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS, LAS NORMAS REGLAMENTARIAS EMITIDAS POR LA UIF, LOS DECRETOS DEL PODER EJECUTIVO NACIONAL EN REFERENCIA A LAS DECISIONES ADOPTADAS POR EL CONSEJO DE SEGURIDAD DE LAS NACIONES UNIDAS, EN LA LUCHA CONTRA EL TERRORISMO, OBSERVANDO LAS RESOLUCIONES (CON SUS RESPECTIVOS ANEXOS) DICTADAS POR EL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO INTERNACIONAL Y CULTO. TALES DISPOSICIONES DEBERÁN SER TAMBIÉN OBSERVADAS POR AGENTES DE CUSTODIA DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA (SOCIEDADES DEPOSITARIAS DE FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN EN LOS TÉRMINOS DE LA LEY N° 24.083), AGENTES DE CORRETAJE, AGENTES DE DEPÓSITO COLECTIVO Y LAS SOCIEDADES EMISORAS RESPECTO DE AQUELLOS APORTES DE CAPITAL, APORTES

IRREVOCABLES A CUENTA DE FUTURAS EMISIONES DE ACCIONES O PRÉSTAMOS SIGNIFICATIVOS QUE RECIBA, SEA QUE QUIEN LOS EFECTÚE TENGA LA CALIDAD DE ACCIONISTA O NO AL MOMENTO DE REALIZARLOS, ESPECIALMENTE EN LO REFERIDO A LA IDENTIFICACIÓN DE DICHAS PERSONAS Y AL ORIGEN Y LICITUD DE LOS FONDOS APORTADOS O PRESTADOS.

EL REFERIDO TÍTULO, RESULTARÁ APLICABLE A TODAS LAS PERSONAS FÍSICAS, JURÍDICAS, U OTROS ENTES ASIMILABLES, QUE ASPIREN A OBTENER AUTORIZACIÓN PARA FUNCIONAR COMO AGENTES REGISTRADOS PARA LLEVAR A CABO ACTIVIDADES DE NEGOCIACIÓN, COLOCACIÓN, DISTRIBUCIÓN, CORRETAJE, LIQUIDACIÓN, COMPENSACIÓN, CUSTODIA, DEPÓSITO COLECTIVO DE VALORES NEGOCIABLES, ADMINISTRACIÓN Y CUSTODIA DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA, CALIFICACIÓN DE RIESGOS, Y DEMÁS ACTIVIDADES CORRESPONDIENTES AL DESARROLLO DEL MERCADO DE CAPITALES, INCLUYENDO LAS ACTIVIDADES DE AGENTES DE NEGOCIACIÓN, AGENTES PRODUCTORES DE AGENTES DE NEGOCIACIÓN, AGENTES DE COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, AGENTES DE CORRETAJE, AGENTES DE LIQUIDACIÓN Y COMPENSACIÓN, AGENTES DE ADMINISTRACIÓN DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA, AGENTES DE CUSTODIA DE PRODUCTOS DE INVERSIÓN COLECTIVA, AGENTES DE DEPÓSITO COLECTIVO Y AGENTES DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS. ASIMISMO, SERÁN APLICABLES A LAS COMPAÑÍAS QUE REQUIERAN AUTORIZACIÓN PARA FUNCIONAR COMO MERCADOS.

LOS SUJETOS OBLIGADOS SÓLO PODRÁN RECIBIR POR CLIENTE Y POR DÍA FONDOS EN EFECTIVO POR UN IMPORTE QUE NO EXCEDA LOS MIL PESOS (PESOS 1.000). EN CASO DE EXCEDER SE DEBERÁ AJUSTAR A LO PREVISTO EN LA LEY N° 25.345 SOBRE PREVENCIÓN DE LA EVASIÓN FISCAL). EN EL CASO DE UTILIZARSE CHEQUES O TRANSFERENCIAS BANCARIAS EL TÍTULO XI DE LAS NORMAS DE LA CNV DETALLA DE QUÉ MANERA DEBERÁN REALIZARSE.

LOS SUJETOS OBLIGADOS SÓLO PODRÁN DAR CURSO A OPERACIONES EN EL ÁMBITO DE LA OFERTA PÚBLICA DE VALORES NEGOCIABLES, CONTRATOS A TÉRMINO, FUTUROS U OPCIONES DE CUALQUIER NATURALEZA Y OTROS INSTRUMENTOS Y PRODUCTOS FINANCIEROS, CUANDO SEAN EFECTUADAS U ORDENADAS POR SUJETOS CONSTITUIDOS, DOMICILIADOS O QUE RESIDAN EN DOMINIOS, JURISDICCIONES, TERRITORIOS O ESTADOS ASOCIADOS, QUE NO FIGUREN INCLUIDOS DENTRO DEL LISTADO DE PAÍSES COOPERADORES PREVISTO EN EL ARTÍCULO 2° DEL DECRETO N° 589/2013.

EN ESE SENTIDO, CUANDO DICHOS SUJETOS NO SE ENCUENTREN INCLUIDOS DENTRO DEL LISTADO MENCIONADO Y REVISTAN EN SU JURISDICCIÓN DE ORIGEN LA CALIDAD DE INTERMEDIARIOS REGISTRADOS EN UNA ENTIDAD BAJO CONTROL Y FISCALIZACIÓN DE UN ORGANISMO QUE CUMPLA SIMILARES FUNCIONES A LAS DE LA CNV, SÓLO SE DEBERÁ DAR CURSO A ESE TIPO DE OPERACIONES SIEMPRE QUE ACREDITEN QUE EL ORGANISMO DE SU JURISDICCIÓN DE ORIGEN, HA FIRMADO UN MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO DE COOPERACIÓN E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN CON LA CNV.

POR OTRA PARTE LA UIF EMITIÓ LA RESOLUCIÓN N° 121/2011 (CONFORME FUERA MODIFICADA) EN VIRTUD DE LA CUAL LAS ENTIDADES FINANCIERAS Y CAMBIARIAS, COMO SUJETOS OBLIGADOS, TIENEN EL DEBER DE PREVENIR, DETECTAR Y REPORTAR TODOS AQUELLOS HECHOS, ACTOS, OPERACIONES U OMISIONES QUE PUDIERAN CONSTITUIR DELITOS DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO. DICHA RESOLUCIÓN PREVÉ LA OBLIGACIÓN DE LAS ENTIDADES FINANCIERAS DE ADOPTAR UNA POLÍTICA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO.

A FINES DE 2011, CON LA SANCIÓN DE LAS LEYES N° 26.733 Y N° 26.734 SE INTRODUCIERON NUEVOS DELITOS AL CÓDIGO PENAL PARA PROTEGER LAS ACTIVIDADES FINANCIERAS Y BURSÁTILES E IMPEDIR LA FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO.

LA EMISORA Y/O LOS AGENTES COLOCADORES PODRÁN REQUERIR A QUIENES DESEEN SUSCRIBIR Y A LOS TENEDORES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, INFORMACIÓN RELACIONADA CON EL CUMPLIMIENTO DEL RÉGIMEN DE “PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO” CONFORME CON LO DISPUESTO POR LA LEY DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE DINERO, O POR DISPOSICIONES, RESOLUCIONES O REQUERIMIENTOS DE LA UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA. LA EMISORA PODRÁ RECHAZAR LAS SUSCRIPCIONES CUANDO QUIEN DESEE SUSCRIBIR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES NO PROPORCIONE, A SATISFACCIÓN DE LA EMISORA Y DE LOS AGENTES COLOCADORES, LA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN SOLICITADA.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE LAVADO DE ACTIVOS VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA AL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO, Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF Y LA CNV, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR LOS SITIOS WEB DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACIÓN ARGENTINA

([HTTP://WWW.MECON.GOB.AR](http://www.meccon.gob.ar)), DEL CENTRO DE DOCUMENTACIÓN E INFORMACIÓN DE DICHO MINISTERIO ([HTTP://WWW.INFOLEG.GOB.AR](http://www.infoleg.gob.ar)), DE LA UIF ([WWW.UIF.GOV.AR](http://www.uif.gov.ar)) Y DE CNV ([WWW.CNV.GOB.AR](http://www.cnv.gob.ar)).

ADVERTENCIA RESPECTO DE DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto incluye declaraciones referentes al futuro. Tales declaraciones sobre hechos futuros implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que podrían originar que los resultados, rendimiento o logros reales de la Emisora sean sustancialmente diferentes a los resultados, rendimiento o logros futuros expresados o derivados tácitamente de las declaraciones sobre hechos futuros. En este Prospecto, términos tales como “cree”, “anticipa”, “estima”, “proyecta”, “tiene la intención”, “espera”, “es posible”, “hará”, “debería”, “si ocurriera”, “contempla”, “es probable”, “intenta”, “procura”, “las perspectivas son”, “probablemente resulte”, “planea” y otras expresiones similares identifican proyecciones y hechos futuros, basadas en diversos factores utilizando varias presunciones y otros factores importantes que podrían tener un resultado muy diferente de los hechos proyectados. Los supuestos y demás factores importantes que podrían originar que los resultados reales de la Emisora difieran sustancialmente de los proyectados incluyen, entre otros:

- las condiciones económicas, políticas y de negocios generales de Argentina;
- la inflación y cambios en las paridades cambiarias en Argentina;
- políticas y regulaciones gubernamentales existentes y futuras en Argentina;
- la disponibilidad de financiación en condiciones razonables;
- cambios en los precios de los hidrocarburos y derivados del petróleo;
- cambios en los programas de inversión de capital de la Sucursal;
- el aumento de costos;
- riesgos operativos inherentes a la exploración y producción de hidrocarburos;
- riesgos inherentes a las estimaciones de las reservas de hidrocarburos; y
- otros factores que se mencionan en el presente Prospecto, en particular los descriptos en el capítulo “Factores de Riesgo”.

También se incluyen en las declaraciones sobre hechos futuros otros factores y supuestos no identificados precedentemente, cuyo incumplimiento o su falta de realización también podrían originar que los resultados reales difieran sustancialmente de los proyectados.

Todas las declaraciones escritas o verbales sobre hechos futuros atribuibles a la Emisora se encuentran expresamente condicionadas en su totalidad a los factores antes expuestos. Se advierte que no deberán basarse en las declaraciones sobre hechos futuros que se expresan a la fecha de este Prospecto. La Emisora no asume obligación alguna de revisar, actualizar ni informar públicamente los resultados de revisiones de estas declaraciones para reflejar nueva información, los resultados, hechos o acontecimientos reales, cambios en las presunciones o cambios en otros factores que afecten las declaraciones sobre hechos futuros. Considerando estas limitaciones, ningún análisis debería basarse en las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto.

Los actuales auditores externos de la Emisora, KPMG, no examinaron o compilaron las declaraciones referidas al futuro y, en consecuencia, no formulan ninguna aseveración en relación con esas declaraciones. Estas declaraciones de advertencia deben tomarse en cuenta en relación con cualquier declaración referida al futuro que se puedan emitir en forma verbal o escrita en lo sucesivo.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRAS CUESTIONES

La Sucursal como Emisora

La Sucursal es la emisora conforme al Programa. La Sucursal recibe tratamiento de persona jurídica independiente a efectos impositivos y regulatorios en Argentina. Está obligada en consecuencia a cumplir con los requisitos impositivos y regulatorios argentinos como si fuera una persona jurídica independiente de su casa matriz.

Moneda de contabilidad y principios contables

La Emisora lleva sus libros y registros contables en dólares estadounidenses y en pesos argentinos. Los estados contables de la Emisora se confeccionan de acuerdo con las normas de la CNV, que adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), las que resultan de aplicación obligatoria para la Emisora a partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2012. La información contable y financiera contenida en el presente, relacionada con la Emisora, incluida en la sección “Información Clave Sobre la Emisora” y los estados financieros de la Emisora (los “Estados Financieros”) y sus notas incluidos en el presente Prospecto se presentan de la misma manera que en los libros y registros contables que lleva la Emisora.

Los Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 son los primeros estados financieros anuales preparados sobre las bases de las NIIF, por lo que se ha aplicado la NIIF 1, adopción inicial de las NIIF. Los efectos de los cambios que origina la aplicación de tales normas se presentan en la Nota 2.5 de los mencionados Estados Financieros.

La aplicación de las NIIF resulta obligatoria para la Emisora, en virtud de la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”), modificada por la Resolución Técnica N° 29 de la FACPCE y de las Normas de la CNV, a partir del ejercicio que se inició el 1° enero de 2012.

Las informaciones incorporadas en el presente Prospecto que están expresadas en miles o en millones de pesos argentinos (según se indica en cada caso), moneda de curso legal en la Argentina, fueron preparadas a partir de los registros contables de la Emisora y se presentan de acuerdo con las NIIF tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”), el cuerpo emisor de Normas Internacionales de Contabilidad.

La Emisora concluyó, en base a los lineamientos de la Norma Internacional de Contabilidad 21, que su moneda funcional es el dólar estadounidense. En consecuencia, la información financiera fue preparada en dicha moneda y posteriormente convertida a pesos argentinos, que es la moneda de presentación definida por la Resolución N° 562/2009 de la CNV.

Estados Financieros

Este Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros anuales auditados de la Emisora y sus notas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, como así también por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y 2014, todos confeccionados de acuerdo con las NIIF.

Los Estados Financieros, han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG, afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina, según consta en sus informes incluidos en este Prospecto.

Conversiones de moneda

Salvo especificación en contrario, las referencias contenidas en el presente a “dólares estadounidenses”, “dólares” o “US\$” designan el dólar estadounidense; las referencias a “pesos” o “Ps.” designan los pesos argentinos, las referencias a “libras esterlinas” y “£” designan la moneda de curso legal del Reino Unido, y las referencias a “euros” y “€” designan a la moneda única europea adoptada por ciertos países participantes y miembros de la Unión Europea. Salvo indicación en contrario, los montos en dólares estadounidenses que han sido convertidos de pesos o de otra moneda y los montos en pesos que han sido convertidos de dólares estadounidenses o de otra moneda, han sido así convertidos de acuerdo con los principios de conversión aplicables a conversiones según las NIIF: (a) en el caso de montos expresados en pesos relacionados con activos y pasivos de la Sucursal, aplicándose tipos de cambio al cierre de ejercicio o período, según corresponda, publicados por el BCRA, lo que resultó en tipos de cambio de US\$ 1 por Ps. 4,9173 (el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2012) para el cierre del año 2012, US\$ 1 por Ps. 6,518 (el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013) para el cierre del año-2013, y US\$ 1 por Ps. 8,5520 (el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014) para el cierre del año-2014, US\$ 1 por Ps. 8,1327 (el tipo de cambio al

30 de junio de 2014) para el período finalizado el 30 de junio 2014, y US\$ 1 por Ps. 9,0865 (el tipo de cambio al 30 de junio de 2015) para el período finalizado el 30 de junio de 2015; y (b) en el caso de montos expresados en pesos relacionados con ingresos, costos e inversiones de capital, aplicándose el tipo de cambio prevaeciente en la fecha de cada operación y de acuerdo con los principios de conversión aplicables a conversiones según las normas contables correspondientes.

EBITDA

Las ganancias de la Sucursal antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (“EBITDA”) para un período comprende las ventas netas y subvenciones menos: (i) costo de ventas, (ii) los gastos de administración más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles por el período que corresponda. El EBITDA no es una medida de las NIIF, no representa el flujo de fondos para los períodos correspondientes y no deberá ser considerado como una alternativa del resultado neto, como un indicador del rendimiento operativo de la Sucursal o como una alternativa del flujo de fondos como fuente de liquidez.

Redondeo

Ciertos montos que figuran en este Prospecto (inclusive montos porcentuales) han estado sujetos a ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras que se indican para la misma categoría presentadas en distintos cuadros o diferentes partes de este Prospecto pueden variar levemente y las cifras que se indican como totales en ciertos cuadros pueden no corresponder a la suma aritmética de las cifras que las preceden.

Estimaciones de reservas

La información sobre las estimaciones de reservas de gas y petróleo de Pan American y la Emisora incluida en este Prospecto fue extraída de informes emitidos por Ryder Scott y RPS al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012. Estas estimaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos de información y estimación de reservas de gas y petróleo dictados por la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, para reservas probadas y la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo para reservas no probadas.

La ingeniería de reservas de gas y petróleo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas y petróleo que no pueden ser medidas en forma exacta, por lo que las estimaciones de otros ingenieros puede diferir sustancialmente de las incluidas en este Prospecto. Numerosos supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades de reservas de gas y petróleo y la proyección de tasas de producción futura y a la oportunidad de las inversiones en desarrollo, muchos de los cuales están fuera del control de la Emisora. Los resultados de una perforación, testeo y producción luego de la fecha de la estimación podrán requerir revisiones. En consecuencia, las estimaciones de reservas a menudo son sustancialmente diferentes de las cantidades de gas y petróleo que se obtienen en última instancia. Véase “Información Clave Sobre la Emisora – Factores de Riesgo – Factores de riesgo relacionados con la industria del petróleo y gas – La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora”, e “Información Sobre la Emisora – Actividades de exploración y producción – Reservas”.

De acuerdo con la Resolución N° 541/2008 de la CNV (incorporada al Texto Ordenado 2013), a partir de sus estados contables al 31 de diciembre de 2008, la Emisora informa la conciliación de reservas probadas de cada ejercicio.

Fuentes de cierta información sobre la industria

Las siguientes fuentes han sido utilizadas para obtener información sobre participación de mercado y otra información estadística relacionada con la industria del gas y petróleo de Argentina, presentada en el presente Prospecto: el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“IAPG”) y la Secretaría de Energía de la Nación (“SE”).

Definiciones y Tabla de Conversión

Se incluyen las definiciones de ciertos hidrocarburos y otros términos y una tabla de conversión en el capítulo titulado “Información Adicional – Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión”.

Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión

Salvo que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

“API”	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo).
“b”	Mil millones.

“bcf”	Mil millones de pies cúbicos.
“bpe”	Barriles equivalentes de petróleo.
“bpd”	Barriles de petróleo por día.
“Btu”	Unidad térmica británica
“cf”	Pie cúbico.
“condensado”	Hidrocarburos líquidos, que se producen con gas, y líquidos derivados del gas.
“E&P”	Exploración y producción de hidrocarburos.
“gas”	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases que consisten principalmente en metano que a condiciones atmosféricas normales se encuentra en estado gaseoso.
“GLP”	Gas licuado de Petróleo
“GWh”	Gigavatios.
“hp”	Caballos de fuerza.
“m”	Mil.
“mm”	Millón.
“MMm ³ ”	Millones de metros cúbicos.
“MW”	Megavatios.
“operador”	La empresa designada por un consorcio o unión transitoria de empresas para conducir las operaciones.
“pd”	Por día.
“petróleo”	Petróleo, incluido el condensado.
“pozo bruto” o “superficie bruta”	Un pozo o superficie en la cual se posee la propiedad de una participación de trabajo entera o fraccionaria.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Sucursal y difiere de la definición de la <i>Securities and Exchange Commission</i> , de los Estados Unidos de América, que considera que un pozo de exploración es cualquier pozo que no sea un pozo de desarrollo.
“pozo de desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo y gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe que es productivo.
“pozo de producción”	Un pozo de exploración o desarrollo que no es un pozo seco.
“pozos netos” o “superficie neta”	La suma de las participaciones de trabajo enteras o fraccionarias en pozos brutos o superficie bruta.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo que se ha determinado

que es incapaz de producir hidrocarburos en cantidad suficiente para justificar la terminación.

“reservas probadas desarrolladas”

Las reservas de petróleo y gas que se prevé que serán producidas por medio de los pozos existentes con el equipo y los métodos operativos existentes (las reservas de petróleo y gas adicionales que se prevé obtener por medio de la aplicación de inyección de fluido u otras técnicas de recuperación mejoradas para complementar las fuerzas naturales y los mecanismos de recuperación primarios se incluyen solamente después de su prueba mediante un proyecto piloto o después de que la operación de un programa instalado ha confirmado a través de la respuesta de producción que logrará una mayor recuperación).

“reservas probadas”

Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran, con razonable certeza que son recuperables en años futuros a partir de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes, es decir, en función de los precios y costos a la fecha en que se realiza la estimación y cualquier cambio de precio dispuesto en virtud de acuerdos contractuales, pero no el incremento basado en condiciones futuras.

“reservas probadas no desarrolladas”

Las reservas de petróleo y gas que se prevé recuperar de pozos nuevos en superficies no perforadas, o de pozos existentes cuando se requiera una inversión relativamente importante para su terminación, pero sin incluir las reservas atribuibles a cualquier superficie para la cual se contemple la aplicación de inyección de fluido u otra técnica de recuperación mejorada, salvo que dichas técnicas hayan demostrado ser efectivas mediante pruebas reales realizadas en el área y en el mismo reservorio (las reservas en superficies no perforadas se limitan a aquellas unidades de perforación que compensan unidades en producción cuya producción es razonablemente cierta al ser perforadas; las reservas probadas correspondientes a otras unidades no perforadas pueden reclamarse solamente cuando pueda demostrarse con certeza que existe continuidad de producción desde la formación existente).

“reparación y limpieza”

Actividad de prestación de servicios en el pozo petrolífero.

“reservas”

Las cantidades estimadas de petróleo y de gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran que son económicamente recuperables con las prácticas operativas existentes y las condiciones económicas vigentes.

“RPS”

RPS Group plc

“Ryder Scott”

Ryder Scott Company L.P..

“superficie desarrollada”

Superficie dentro de los límites de un yacimiento en la cual se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.

“superficie no desarrollada”

Superficie, dentro de los límites de un yacimiento, en la cual no se han perforado o terminado pozos hasta un punto que permitiría la producción de cantidades comerciales de petróleo y gas, ya sea que dicha superficie contenga o no reservas probadas.

“tcf”

Billón de pies cúbicos.

“WTI”

West Texas Intermediate.

“reacondicionamiento”

Trabajo importante de reparación realizado en pozos de petróleo y/o gas. El reacondicionamiento puede incluir la reparación de entubados o de cañerías, cementación forzada, cementación de fondo o estimulación (fracturación, acidización u otra).

Tabla de Conversión

1 barril = 42 galones estadounidenses

= 0,159 metros cúbicos

1 barril de petróleo = 1 barril equivalente de petróleo

1 barril equivalente de petróleo = 5.800 pies cúbicos de gas

1 barril equivalente de petróleo = 1 barril de GLP

EMISOR

Pan American Energy LLC, Sucursal Argentina
Av. Leandro N. Alem 1180
(C1001AAT) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES

Perez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz (h)
Suipacha 1111, Piso 18
(C1008AAW) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

KPMG
Bouchard 710, Piso 1°
(C1106ABL) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina