

PROSPECTO



PAN AMERICAN ENERGY, S.L., SUCURSAL ARGENTINA **Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables por un valor nominal de hasta** **US\$1.100.000.000 (o su equivalente en otras monedas).**

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al 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"), en virtud del cual Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina (la "Emisora" o la "Sucursal", indistintamente), sucursal de Pan American Energy, S.L., una sociedad constituida en el Reino de España ("Pan American" o la "Compañía", indistintamente) 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.

La creación del programa y la oferta pública de las obligaciones negociables ha sido autorizada por el directorio de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") mediante la resolución N°17.197 de fecha 10 de octubre de 2013 y la prórroga del programa fue autorizada por disposición N° DI – 2018 – 49 – APN–GE#CNV de fecha 21 de septiembre de 2018 de la Gerente de Emisoras de la CNV. La mencionada 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 presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora y, de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831, según fuera modificada y/o complementada, incluyendo por el Decreto reglamentario N° 1023/2013 (la "Ley de Mercado de Capitales"). El Representante Legal manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sucursal y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. De acuerdo con lo establecido en el artículo 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 firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. De acuerdo con lo establecido en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de esa información sobre la que emitieron opinión.

Las Obligaciones Negociables constituirán, una vez emitidas, obligaciones negociables simples no convertibles

en acciones emitidas conforme a la Ley N° 23.576, según fuera modificada y/o complementada (la “Ley de Obligaciones Negociables”), y gozarán de los beneficios establecidos en dicha ley, y se emitirán y colocarán de acuerdo con dicha ley, la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la Comisión Nacional de Valores según el texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias (la “CNV” y las “Normas de la CNV”, respectivamente), 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, la prórroga de su período de vigencia fue aprobada mediante resolución del Representante Legal de fecha 28 de agosto de 2018, y su actualización fue aprobada mediante resolución del Representante Legal de fecha 13 de septiembre de 2019.

Véase en el capítulo “*Factores de Riesgo*” del presente 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 y las garantías 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 lo 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 Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”), y su negociación 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.

PAN AMERICAN ENERGY, S.L., SUCURSAL ARGENTINA (CUIT 30-69554247-6) CON SEDE SOCIAL SITA EN AV. LEANDRO N. ALEM 1180, PISO 11° (C1001AAT), CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, ARGENTINA – NÚMERO DE TELÉFONO +54 11 4310-4100 – PÁGINA WEB: www.pan-energy.com – CORREO ELECTRÓNICO: cnv@pan-energy.com.

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 Artículo 4° inciso 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 este Prospecto.

CONFORME LO AUTORIZA LA LEY DE MERCADO DE CAPITAL, 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.

Se informa con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% del capital o de los derechos a voto de la Emisora, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre las mismas, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha de este Prospecto es 3 de octubre de 2019

ÍNDICE

ADVERTENCIA RESPECTO DE DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS.....	4
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CONTABLE Y OTRAS CUESTIONES	5
RESUMEN	11
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	26
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	31
INFORMACIÓN SOBRE PAN AMERICAN.....	87
FACTORES DE RIESGO.....	113
POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	133
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	136
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS.....	142
ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL.....	147
ANTECEDENTES FINANCIEROS DE PAN AMERICAN	186
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	204
INFORMACIÓN ADICIONAL	213
NOTIFICACIONES IMPORTANTES.....	235

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 “*creer*”, “*anticipar*”, “*estimar*”, “*proyectar*”, “*tiene la intención*”, “*esperar*”, “*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, basados 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

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, a menos que se especifique lo contrario o que así lo exija el contexto, las referencias a “Pan American”, aluden a Pan American Energy, S.L. (Madrid, Reino de España); las referencias a la “Emisora”, “la Sucursal” o la “Sucursal Argentina” de Pan American aluden a Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina; las referencias a “Axion Argentina” aluden a Axion Energy Argentina S.A., cuyo fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos fueron transferidos e integrados en la Sucursal el 1 de abril de 2018; las referencias a “Pan American Energy Group” aluden a Pan American Energy Group, S.L., el socio de Pan American; y las referencias a “Axion Holding” aluden a Axion Energy Holding, S.L.

Para ciertos otros términos definidos utilizados en este Prospecto, véase “—Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión”.

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. Véase “Información Adicional—Tipos de Cambio” e “Información Adicional— Controles de Cambios” para información relacionada con los tipos de cambio entre el peso y el dólar estadounidense.

Moneda y Principios Contables

Los estados financieros consolidados de Pan American se confeccionan en dólares estadounidenses y de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (los “PCGA de Estados Unidos”).

La Sucursal lleva sus libros y registros contables en pesos argentinos. Sin embargo, su moneda funcional es el dólar estadounidense y, consecuentemente, la información financiera se confecciona en dicha moneda y luego es convertida en pesos argentinos, la cual es la moneda de presentación. Los estados financieros de la Sucursal se elaboran de acuerdo a las Normas de la CNV que adoptaron las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”) y se encuentran disponibles en el sitio *web* de la Emisora (www.pan-energy.com), y en el sitio *web* de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Empresas – Pan American Energy – Información Financiera”.

El accionista de Pan American ha trasladado el domicilio de Pan American del Estado de Delaware al Reino de España. A partir de dicho traslado, Pan American ha comenzado a informar sus resultados financieros de conformidad con las NIIF. Las NIIF y los PCGA de Estados Unidos difieren en ciertos aspectos significativos. A efectos aclaratorios, la información contable y financiera de Pan American incluida en este Prospecto ha sido preparada conforme a los PCGA, salvo que se indique lo contrario. Para más información sobre el cambio de domicilio de Pan American véase “Información sobre Pan American – Reseña Histórica” en este Prospecto.

Estados financieros

Sucursal:

El Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros anuales auditados de la Emisora y sus notas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016. Asimismo, el presente incluye información sobre los Estados Financieros intermedios condensados por los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2018 y 2019, todos confeccionados de acuerdo con las NIIF. Los estados financieros de la Sucursal, a partir de los estados financieros intermedios al 30 de junio de 2018, incluyen la información financiera de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina, como consecuencia de la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal, ocurrida el 1 de abril de 2018. Para más información sobre la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal véase “Información sobre la Emisora—Adquisición o enajenación de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios”.

Los Estados Financieros han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembros 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.

Pan American:

El Prospecto incluye información relativa a los estados financieros anuales auditados de Pan American al 31 de diciembre de 2017 y 2018 y los resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018 (“Estados Financieros Anuales Auditados de Pan American”). Asimismo, el presente Prospecto incluye información sobre los estados financieros intermedios condensados por los períodos de seis meses al 30 de junio de 2018 y 2019 (los “Estados Financieros Intermedios Consolidados No Auditados de Pan American” y junto con los Estados Financieros Anuales Auditados de Pan American, los “Estados Financieros de Pan American”). Los Estados Financieros de Pan American han sido preparados conforme a los PCGA.

Si bien la transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal tuvo lugar el 1 de abril de 2018, los Estados Financieros Intermedios Combinados No Auditados de Pan American incluidos en el Prospecto presentan la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo combinados de Pan American y Axion Argentina al 31 de diciembre de 2017 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018, pues al 17 de diciembre de 2017 las entidades estaban bajo control común. Para más información, véase la nota 2 a los Estados Financieros Intermedios Combinados No Auditados de Pan American.

Medidas no preparadas conforme a los PCGA

Este Prospecto contiene cierta información financiera no preparada conforme a los PCGA y NIIF, en el caso de la Sucursal, tales como el EBITDA Ajustado, Capitalización Total, Deuda Financiera Total y Deuda Financiera Neta.

El EBITDA Ajustado no es una medida preparada conforme a los PCGA de Estados Unidos y NIIF en el caso de la Sucursal, y no debe ser considerada como sustituto del resultado operativo ni del resultado neto, que se determinan de acuerdo con los PCGA de Estados Unidos y NIIF en el caso de la Sucursal, como un indicador de desempeño operativo, ni como sustituto del flujo de efectivo derivado de las operaciones, que se determina de acuerdo con los PCGA de Estados Unidos y NIIF en el caso de la Sucursal, como fuente de liquidez. Para la definición de EBITDA Ajustado de la Compañía y una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado, véase “*Resumen—Resumen de la Información Financiera y Operativa de Pan American—Medidas no preparadas conforme a los PCGA*”. La definición de EBITDA Ajustado de la Compañía podría no ser comparable con requisitos con título similar utilizados por otras compañías.

Otras medidas no preparadas conforme a los PCGA son los ratios de la Deuda Financiera Total/Capitalización Total, definida como capital e intereses devengados e impagos desde la fecha relevante en relación a la deuda a corto y largo plazo (Deuda Financiera Total) dividida por la suma de la deuda a corto y largo plazo más Patrimonio (Capitalización Total); Deuda Financiera Neta/Capitalización Total definida como Deuda Financiera Total menos Efectivo y equivalentes de efectivo e Inversiones de corto plazo (Deuda Financiera Neta) dividida por la Capitalización Total; EBITDA Ajustado/Cargo por Intereses Desembolsados, definidos como EBITDA Ajustado dividido por el cargo por intereses desembolsados por el período relevante con relación a la deuda financiera de corto y largo plazo.

Definición de EBITDA para la Sucursal

El EBITDA a nivel de la Sucursal, en cualquier fecha de determinación, comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

Redondeo

Ciertas cifras (inclusive montos porcentuales) incluidas en este Prospecto han sido redondeadas para

facilitar su presentación.

Estimaciones de reservas

La información sobre las estimaciones de reservas de gas y petróleo de la Compañía incluida en este Prospecto fue extraída de informes emitidos por Ryder Scott Company L.P. (“Ryder Scott”) y RPS Group Inc. (“RPS”) al 31 de diciembre de 2018. Estas certificaciones 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* de los Estados Unidos de América (“SEC”) para reservas probadas y la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo para reservas probables y posibles.

La ingeniería de reservas de gas y petróleo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas y petróleo que no puede ser medida en forma exacta, por lo que las estimaciones de otros ingenieros pueden 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 Compañía. 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 “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas*” e “*Información sobre la Emisora—Descripción de las actividades o negocios—Reservas*”.

Información sobre la Industria y el Mercado

La información de mercado y otra información estadística utilizada en este Prospecto se basa en datos recolectados por la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina (“SE” o “Secretaría de Energía”), anteriormente bajo el Ministerio de Energía (“ME”) y actualmente bajo el Ministerio de Hacienda, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (“CAMMESA”), que administra el mercado eléctrico mayorista en Argentina, y el Instituto Argentino de Petróleo y Gas, entre otras fuentes, y disponibles a través de dichos organismos. Ciertos datos también se basan en estimaciones de la Emisora, que derivan de la revisión de estudios internos por parte de la Emisora y de Pan American así como de fuentes independientes. Si bien la Emisora considera que estas fuentes son confiables, no ha verificado de manera independiente la información y no puede garantizar su exactitud o integridad. En el mismo sentido, los estudios internos de la Emisora, las proyecciones de la industria y la investigación de mercado, que la Emisora considera confiables en base al conocimiento de la industria que posee la gerencia, no han sido verificados por fuentes independientes. Particularmente, es probable que las proyecciones sean inexactas, especialmente a lo largo de períodos de tiempo extensos. Asimismo, la Emisora no sabe qué tipo de supuestos fueron utilizados para preparar dichas proyecciones.

Marcas Comerciales Registradas

Las marcas comerciales o marcas de servicio que aparecen en el Prospecto, incluyendo “*AXION energy*”, son de propiedad de sus respectivos titulares. Únicamente para la conveniencia del lector, la Emisora hace referencia a dichas marcas en este Prospecto sin el símbolo ®, pero tales referencias no tienen como propósito indicar que la Emisora no hará valer sus derechos con respecto a dichas marcas con el máximo alcance permitido por ley.

Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión

A menos que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen los significados que se indican a continuación:

“API”	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>).
“b”	Miles de millones.
“bbl”	Barril.

“bcf”	Miles de millones de pies cúbicos.
“bloque” o “área”	Un área de exploración o producción de petróleo y/o gas. Un bloque puede incluir uno o más yacimientos.
“boe”	Barriles equivalentes de petróleo.
“bpd”	Barriles de petróleo por día.
“Btu”	Unidad térmica británica o <i>British Thermal Unit</i> .
“cf”	Pie cúbico.
“condensado”	Hidrocarburos líquidos, producidos con gas, y líquidos derivados del gas.
“E&P”	Exploración y producción de hidrocarburos.
“gas” o “gas natural”	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases compuestos principalmente de metano que en condiciones atmosféricas normales se encuentra en estado gaseoso.
“GNC”	Gas natural comprimido.
“GNL”	Gas natural licuado.
“GLP”	Hidrocarburos livianos de gas licuado de petróleo compuestos principalmente de propano y butano que están en estado líquido bajo presión a temperatura normal.
“GWh”	Gigavatio por hora.
“hp”	Caballos de potencia (<i>horsepower</i>).
“IAPG”	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
“m ³ ”	Metros cúbicos.
“m”	Mil.
“mm”	Millón.
“MW”	Megavatio.
“operador”	La compañía designada por un consorcio o <i>joint venture</i> para llevar a cabo operaciones.
“pd”	Por día.
“petróleo” o “petróleo crudo”....	Petróleo, incluyendo condensado.
“pozo de desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo o gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Compañía y difiere de la definición de la SEC, que considera que un pozo de exploración es cualquier pozo que no es un pozo de desarrollo.

“pozo productivo”	Un pozo de exploración o desarrollo que no es un pozo seco.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo que resultó incapaz de producir hidrocarburos en cantidades suficientes para justificar su terminación.
“ppm”	Partes por millón.
“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).
“reservas”	Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran que son económicamente recuperables con las prácticas operativas existentes y las condiciones económicas vigentes.
“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 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 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).
“RPS”	RPS Group Inc.
“Ryder Scott”	Ryder Scott Company Petroleum Engineers.
“superficie desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un yacimiento, en la que se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.

“superficie neta”	La suma de la superficie de acuerdo a su participación en el área.
“superficie no desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un bloque en la cual 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.
“TFC”	Transferencia de Fondo de Comercio.

Tabla de Conversión

1 barril	= 42 galones estadounidenses = 0,159 metros cúbicos.
1 barril de petróleo	= 1 barril de equivalente de petróleo.
1 barril de equivalente de petróleo	= 5.800 pies cúbicos de gas.
1 barril de equivalente de petróleo	= 1 barril de GLP.

RESUMEN

El siguiente resumen se encuentra condicionado en su totalidad por la información más detallada incluida en el presente Prospecto. Este resumen no está completo y no contiene toda la información que los futuros inversores deben considerar antes de invertir en las Obligaciones Negociables. Los futuros inversores deben leer cuidadosamente el presente Prospecto en su totalidad, incluyendo, sin limitación, la información contenida en “Factores de Riesgo”, “Antecedentes financieros de la Sucursal—Reseña Operativa y Financiera”, y “Antecedentes financieros de Pan American—Reseña Operativa y Financiera”.

Panorama general de Pan American

Pan American es una compañía de energía integrada líder en la industria, que desarrolla operaciones de *upstream* y *downstream* en Argentina, así como operaciones de *upstream* en Bolivia y México. Pan American se dedica principalmente a la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo y gas natural, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados y servicios petroleros. En 2018, Pan American fue la mayor productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, y la principal exportadora de petróleo de Argentina, en cada caso, en términos de volumen, según datos publicados por el IAPG. El mismo año, Pan American poseyó la cuarta refinería más importante de Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo, según datos publicados por la SE de Argentina.

La Compañía se ha concentrado tradicionalmente en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas convencional en Argentina y Bolivia, inclusive en su área principal, Cerro Dragón, situada en Argentina, que produce Escalante, una mezcla de petróleo crudo dulce con bajo contenido de azufre. La Compañía también se encuentra enfocada en reservorios no convencionales, en particular exploración y producción de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación de Vaca Muerta de Argentina, así como en desarrollos *offshore* en el sur de Argentina, y en aguas someras fuera de la costa de México, donde apunta a diversificar sus operaciones como uno de los primeros participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México. Asimismo, la Compañía ha comenzado a involucrarse selectivamente en proyectos de energía renovable en Argentina. Pan American, cuyas compañías predecesoras llevan más de sesenta años funcionando en Argentina, es una alianza estratégica 50/50 entre BP plc (“BP”) y BC Energy Investments Corp. (“BC”), antes conocida como Bidas Corporation. Por su parte, Bidas Energy Holdings Ltd. (“BEH”) posee una participación indirecta del 50% en BC, mientras que el restante 50% es de titularidad indirecta de CNOOC Limited (“China National Offshore Oil Corporation” o “CNOOC”).

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas al grupo Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de Pan American. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió la totalidad de sus activos y pasivos, en calidad de empresa en marcha, a la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 para la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

La Compañía considera que la integración de Axion Argentina a su Sucursal contribuye a una mejor alineación de los intereses de sus accionistas BP y BC y le otorga mayor flexibilidad para optimizar su oferta de productos en respuesta a las condiciones del mercado. En la actualidad, la Compañía está llevando adelante la ampliación y modernización de la refinería de Campana, que a su criterio le permitirá abastecer el crecimiento esperado en la demanda de gasoil y nafta en Argentina durante la próxima década. La Compañía también está en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red de estaciones de servicio, con el objeto de mejorar sus capacidades de comercialización a fin de consolidar su cobertura nacional.

La Sucursal posee una de las calificaciones corporativas más altas de Argentina y es una de las pocas entidades locales con una calificación corporativa internacional que supera la calificación soberana de Argentina, lo cual, a juicio de la Compañía, refleja una sólida estructura de participación accionaria, una posición de mercado firme, una base importante de reservas a largo plazo, antecedentes en el mantenimiento de un nivel conservador de endeudamiento financiero, al mismo tiempo que se mantiene 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.

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de Pan American¹:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Seis meses finalizados el 30 de junio de
	2016	2017	2018	2019
Total reservas certificadas (mmboe) ⁽¹⁾	2.430,0	2.347,2	2.549,9	N/A
Total de reservas probadas (mmboe) ⁽¹⁾	1.561,4	1.561,6	1.589,7	N/A
Producción diaria promedio (mboe).....	238,4	226,4	227,0	226,3

⁽¹⁾ Los datos de reservas se calculan sobre una base anual.

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de Axion Argentina para los años 2016 y 2017, antes de la transferencia de sus activos y pasivos a la Sucursal, y para las actividades de *downstream* de la Sucursal para el año 2018 y con respecto al período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2019, para sus operaciones de *downstream*:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Seis meses finalizados el 30 de junio de
	2016	2017	2018	2019
Capacidad de refinación (en mbb/d) ⁽¹⁾	90	90	95	95
Producción de refinación				
Procesamiento de crudo (en mbb/d) ^{(2) (3)}	80	70	74	78
Productos refinados (en mbb/d) ^{(2) (4)}	92	83	88	94
Tasa de utilización de la capacidad ^{(2) (5)}	86%	77%	82%	85%
Estaciones de servicio.....	580	583	632	632

⁽¹⁾ Volumen máximo de petróleo crudo que puede procesarse a través del primer paso del proceso de refinación, denominado destilación atmosférica.

⁽²⁾ La producción disminuyó entre el año 2016 y el año 2017 debido, en gran medida, a paradas de planta programadas en relación con la implementación del proyecto de ampliación de la refinería, que la Compañía espera completar en gran medida para fines de 2019. Ver “*Información sobre la Emisora—Operaciones de Downstream—Modernización de la Refinería*”.

⁽³⁾ Volumen total de petróleo crudo introducido a lo largo de un ciclo completo del proceso de refinación.

⁽⁴⁾ Cantidad total de productos refinados producidos en un ciclo completo del proceso de refinación, que incluye las materias primas introducidas a través del proceso de refinación.

⁽⁵⁾ Definida como la capacidad efectivamente utilizada de cada unidad de la refinería, dividida por la capacidad máxima de refinación.

En 2018, los ingresos y otros ingresos, resultados netos y EBITDA Ajustado de la Compañía ascendieron a US\$5.381,3 millones, US\$808,3 millones y US\$1.980,7 millones, respectivamente. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, los ingresos y otros ingresos, resultados netos y EBITDA Ajustado de la Compañía ascendieron a US\$2.409,6 millones, US\$115,0 millones y US\$860,1 millones, respectivamente.

Operaciones de *upstream*

Producción²

En la actualidad, Pan American posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo y gas en Argentina en las cuatro principales cuencas hidrocarburíferas del país, así como también derechos contractuales con respecto a un área de producción en Bolivia y a un área en proceso de desarrollo en México. En 2018, aproximadamente el 95% de la producción de petróleo y el 79% de la producción de gas de Pan American provenían de operaciones en Argentina, originándose el resto en Bolivia. Pan American espera que el área de producción en México comience a entregar producción en 2020. Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2018 fueron: (i) en la Cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón (que representó el 85,0% de la producción total de petróleo y el 24,3% de la producción total de gas de Pan American); (ii) en la Cuenca Tarija en Bolivia, el área Caipipendi (que representó el 4,6% de la producción total de petróleo y el 20,8% de la producción total de gas de Pan American); (iii) en la Cuenca Austral, el área Cuenca Marina Austral (que representó el 2,4% de la producción total de petróleo y el 26,7% de la producción total de gas de Pan American);

¹ Corresponde a información interna de la Compañía.

² Corresponde a información interna de la Compañía.

(iv) en la Cuenca Neuquina, las áreas San Roque, Bandurria Centro, Coirón Amargo Sur Este y Aguada Pichana Este y Oeste (que en conjunto representaron el 2,7% de la producción total de petróleo y el 12,2% de la producción total de gas de Pan American) y Lindero Atravesado (que representó el 0,6% de la producción total de petróleo y el 9,6% de la producción total de gas de Pan American); y (v) en la Cuenca Noroeste, el área Acambuco (que representó el 0,9% de la producción total de petróleo y el 6,3% de la producción total de gas de Pan American).

Para los primeros seis meses de 2019, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de Pan American fue de 226,3 mboe, de los cuales el 50% correspondió a petróleo crudo y el 50% correspondió a gas natural. Para 2018, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de Pan American fue de 227,0 mboe, de los cuales el 48,5% correspondió a petróleo crudo y el 51,5% correspondió a gas natural. Durante el mismo año, Pan American fue la principal productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, con aproximadamente el 20,2% del total de la producción de petróleo local, el 10,8% del total de la producción de gas local y el 14,5% del total de la producción de petróleo y gas local (medida en boe en forma combinada), según datos publicados por el IAPG.

Pan American lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarburífero en Argentina en virtud de concesiones de explotación otorgadas por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales de Argentina y convenios de asociación con terceros. Las actividades son desarrolladas solamente por Pan American o en virtud de contratos operativos con otros participantes según la práctica del sector a nivel internacional. Las concesiones y contratos operativos de Pan American son a largo plazo, incluidas aquellas concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, que fueron prorrogadas hasta 2026 y 2027. Además, Pan American tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos operativos con dos empresas estatales de las Provincias del Chubut y Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos. Pan American realiza sus actividades de producción y desarrollo en el área Caipipendi en Bolivia en el marco de un contrato de operación de largo plazo con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”), la compañía estatal de petróleo y gas de Bolivia, y un acuerdo de operaciones conjuntas con otros socios. El contrato de operación del área Caipipendi tiene fecha programada de vencimiento en 2031 y una prórroga de hasta quince años aprobada en diciembre de 2017 por la Asamblea Legislativa de Bolivia. Las actividades de exploración y desarrollo de Pan American en el área Hokchi en México se llevan a cabo en virtud de un contrato de producción compartida con la autoridad de hidrocarburos mexicana, que vence en 2041.

Exploración³

Además de sus participaciones en las áreas de producción, en la actualidad Pan American posee participaciones en seis áreas de exploración en Argentina, y tres áreas en México, una de las cuales está en proceso de devolución. A la fecha del presente Prospecto, la superficie de exploración neta de Pan American asciende aproximadamente a 11,1 mil km², de los cuales casi la totalidad se encuentra en Argentina. Las actividades de exploración de Pan American en Argentina por lo general se llevan a cabo en el marco de permisos de exploración otorgados por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales, y en virtud de convenios de asociación con terceros. En México, a través de su subsidiaria Hokchi Energy S.A. de C.V. (“Hokchi Energy”), Pan American firmó contratos de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”), autoridad de hidrocarburos de México en relación a cuatro (4) áreas contractuales en aguas someras.

Pan American es la mayor poseedora de reservas probadas de Argentina al 31 de diciembre de 2018, según datos publicados por el IAPG. En los últimos cinco años (2014-2018), alcanzó un índice de reposición de reservas del 113%, que incluye un índice de reposición de aproximadamente 131% para 2018. Al 31 de diciembre de 2018, del total de las reservas probadas de Pan American, el 90% se encuentran ubicadas en Argentina, mientras que el 8% se encuentran en Bolivia y el 2% en México.

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas, probables y posibles netas de Pan American, según la estimación de Ryder Scott y RPS, eran de 2.549,9 mmmboe, consistentes en 1.678 mmmboe de petróleo y condensado y 5.057,1 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.589,7 mmmboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 65% y el gas, aproximadamente el 35%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2018, las reservas probadas netas estimadas de Pan American al 31 de diciembre de 2018 representaban una duración de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 11 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años.

³ Corresponde a información interna de la Compañía.

Operaciones de *downstream*

*Refinería de Campana*⁴

La refinería de Pan American está ubicada en el puerto de Campana, Provincia de Buenos Aires, sobre el Río Paraná, en Argentina, y es la cuarta refinería más importante de Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo. Se construyó originalmente en 1906 y atravesó varios procesos de modernización de capacidad a lo largo de los años. Fue adquirida por BC a una afiliada de ExxonMobil en 2012. Se trata de una refinería de alta conversión que procesa petróleo crudo pesado proveniente de las regiones sur y oeste de Argentina, y produce combustibles de alto valor para transporte (incluyendo gasoil, nafta y combustible de aviación), gas licuado de petróleo y otros productos refinados, que incluyen solventes para usos petroquímicos y el coque utilizado en la industria metalúrgica. Tras la adquisición, se ha estado realizando una modernización sustancial en la refinería, a través de un plan de ampliación con un presupuesto estimado de US\$1,5 mil millones, que se espera finalizar en gran medida a fines del año 2019. El plan de expansión y mejora tiene por finalidad incrementar el índice de conversión de la refinería y, por consiguiente, incrementar la producción de gasoil y nafta de esta última en más de un 60%. Se prevé que el plan ayudará a lograr una mejor alineación de la producción de la refinería con el crecimiento previsto de la demanda de gasoil y nafta, como también con nuestra estrategia de marketing. Estas mejoras también contribuirán a mejorar la calidad del combustible, el cumplimiento de las especificaciones en materia de contenido de azufre en los combustibles, y el tratamiento de las emisiones de sulfuro de la refinería.

La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo, lo que representa aproximadamente el 14% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de Argentina al 30 de junio de 2019, según datos publicados por la SE. De la cantidad total de petróleo crudo procesado en la refinería en los primeros seis meses de 2019, aproximadamente el 82% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala del API (principalmente petróleo crudo “Escalante”), y el (18%) corresponde a petróleo crudo ligero con una gravedad superior a 30° API de densidad. El negocio de *upstream* de Pan American es el mayor proveedor de petróleo crudo a su refinería, y representa aproximadamente el 80% de todo el petróleo crudo procesado por la refinería durante los primeros seis meses del 2019.

*Distribución y comercialización*⁵

Pan American vende una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo, que incluyen gasoil y nafta, a través de su red de estaciones de servicio Axion en Argentina y su canal empresa a empresa, que incluyen clientes industriales y mayoristas, clientes de los sectores de aviación y marítimo, así como a través de su división de abastecimiento, que se dedica a exportaciones, importaciones y operaciones comerciales con otras empresas hidrocarburíferas. Durante los primeros seis meses de 2019, aproximadamente el 40% del volumen de ventas de productos refinados de la Compañía estaba representado por ventas minoristas, y aproximadamente el 44% por ventas empresa a empresa, incluyendo 30% a clientes industriales y mayoristas, 8% a clientes del sector de aviación, 4% a clientes del sector marítimo, 1% de ventas de lubricantes y 1% de ventas de químicos, estando el volumen de ventas restante 20% representado por exportaciones y operaciones comerciales con otros productores de petróleo y gas.

Pan American cuenta con: (i) cuatro terminales para despacho de productos: dos ubicadas en la Provincia de Buenos Aires (en la refinería de Campana y Puerto Galván), una tercera en la Provincia de Santa Fe (San Lorenzo) y una cuarta en la Provincia de Santa Cruz (Caleta Paula, la cual fue adquirida en mayo de 2018), con una capacidad de despacho total de 128.000 barriles por día, y a través de las cuales puede abastecer a todo el país; (ii) tres terminales de carga en los principales aeropuertos de Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Córdoba); y (iii) una red de distribución terrestre de terceros transportistas que abastece a las estaciones de servicio minoristas. Asimismo, al 30 de junio de 2019, Pan American contaba con 25 estaciones de agro-servicio dedicadas a abastecer, principalmente, al sector agrícola y a pequeñas empresas.

Pan American vende distintos grados de nafta y gasoil sin plomo, así como GNC y querosén, a través de la red de estaciones de servicio Axion en Argentina. Al 30 de junio de 2019, Pan American, a través de su red de estaciones de servicios en Argentina, realizó ventas minoristas a través de 632 estaciones de servicio ubicadas en todo el país, que funcionan bajo el nombre “AXION energy” y, bajo la licencia de marca otorgada por ExxonMobil, “Esso” (estas últimas se encuentran en proceso de transición a “AXION energy”). Pan American es propietaria de 66 de estas estaciones de servicio, que opera directamente, y de 13 estaciones de servicio que son operadas por

⁴ Corresponde a información interna de la Compañía.

⁵ Corresponde a información interna de la Compañía.

concesionarios, mientras que las restantes 553 estaciones de servicio son de propiedad de terceros y operadas por éstos. Luego de la adquisición de la terminal de Caleta Paula en mayo de 2018, Pan American incorporó 33 estaciones de servicio operadas por terceros, ubicadas en la región de la Patagonia de Argentina, a su red de estaciones de servicios.

En 2018, Pan American fue la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados, en términos de ventas, según datos publicados por la SE. En 2018, las ventas de gasoil y nafta de Pan American representaron el 15,7% y el 15,2% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente.

Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, las ventas de gasoil y nafta de la Compañía representaron el 17,3% y 15,0% de las ventas totales de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente.

Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Compañía consiste en aportar valor a sus socios mediante: la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y refinación de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Compañía incrementar la producción de hidrocarburos a través de un eficiente reemplazo de reservas y continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, con el objetivo de agregar valor a la producción de hidrocarburos. La Compañía aspira a consolidar su posición como una de las compañías energéticas líderes de Argentina y a evaluar oportunidades en otros mercados que le permitan diversificar sus operaciones, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental en todas las áreas donde desarrolla sus actividades.

Para lograr estos objetivos, la Compañía se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social.* La Compañía prevé mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en las que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo.* La Compañía entiende que una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo y una cartera equilibrada de reservas probadas y no probadas tanto de petróleo como de gas son esenciales para su éxito a largo plazo. En este sentido, la Compañía continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción (i.e. Cerro Dragón, Cuenca Marina Austral y Caipipendi), junto con el desarrollo de su portafolio de activos de crecimiento (i.e. México, áreas de la Cuenca Neuquina y Cerro Dragón) y actividades de exploración.
- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales.* La Compañía está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales, principalmente en la formación de Vaca Muerta, a través de sus operaciones y participación en consorcios. Pan American considera que las actividades de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta presentan importantes oportunidades para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades en el exterior.* A través de sus actividades de exploración y desarrollo, la Compañía aspira a optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y la reposición de su amplia base de reservas no solo en Argentina, sino también en otros países que ofrecen oportunidades atractivas para el futuro. Como una de las primeras participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México, Pan American ya ha realizado importantes inversiones en México a través de su subsidiaria Hokchi Energy que lleva adelante el plan de desarrollo del bloque Hokchi. Asimismo, la Compañía cuenta con participaciones en tres áreas adicionales para realizar actividades de exploración en aguas someras *offshore*, una de las cuales está en proceso de devolución. Con sus recientes inversiones en México, la Compañía ha comenzado a operar en proyectos de exploración y extracción *offshore*.
- *Ampliación y modernización de la refinería y ampliación de la red de distribución de la Compañía.* La Compañía se encuentra en proceso de implementar una importante ampliación y modernización de su refinería, que aumentará la capacidad de refinación y le permitirá incrementar la producción de productos de mayor valor agregado. Asimismo, se encuentra en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red

de estaciones de servicio para adoptar la marca “AXION energy”; de esta manera, espera consolidar su marca y mejorar su capacidad de brindar cobertura nacional. Pan American también está trabajando en pos de mejorar sus capacidades de distribución y mejorar los puntos de venta para consolidar su cobertura nacional y optimizar el desempeño de sus puntos de venta.

- *Tecnología, productividad y eficiencia operativa.* La Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está presente en toda su organización. Los procesos de gestión son adecuados para establecer metas y monitorearlas, por lo que garantizan que las metas se cumplan en forma eficiente en relación con los costos y de manera segura. La Compañía seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.
- *Solvencia.* La Compañía prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. La Compañía 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 inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma.
- *Recursos humanos.* Un componente clave de la estrategia de la Compañía es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la Compañía crezca de forma orgánica.

Fortalezas competitivas

La Compañía considera que las siguientes son sus principales fortalezas competitivas:

- *Sólidos antecedentes en actividades de exploración, desarrollo y producción.* Entre 1997 y 2018, la Compañía invirtió US\$18,5 mil millones en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. Durante el mismo período, incrementó su producción de petróleo y gas en Argentina en aproximadamente un 107%, de 109,7 mboe/d a 227,0 mboe/d. En 2018, aportó el 14,5% de la producción de petróleo crudo y gas natural en Argentina, en comparación con aproximadamente el 8% en 1997.
- *Importantes reservas de petróleo y gas.* Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ocupaba el primer lugar en Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción correspondiente a 2018, las reservas probadas netas estimadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2014-2018), la Compañía alcanzó un índice de reposición de reservas del 113%. Sus concesiones son a largo plazo. Las concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, no vencen hasta 2026 y 2027, tras lo cual la Compañía tiene el derecho de continuar con sus actividades en el área en virtud de contratos operativos con dos compañías pertenecientes al estado provincial hasta 2046 y 2047, sujeto a ciertas condiciones que espera cumplir.
- *Máxima eficiencia operativa.* La Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está basada en conceptos gerenciales sólidos y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Casi todas las plantas y operaciones de la Compañía en el área Cerro Dragón están automatizadas, funcionan con la electricidad generada por las centrales alimentadas a gas de su propiedad y están monitoreadas a través de un sistema de supervisión de pozos computarizado. Estas características hacen que las operaciones de la Compañía en Cerro Dragón sean una de las áreas de extracción más avanzadas tecnológicamente y eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina. Los costos de producción de petróleo y gas de la Compañía para el ejercicio 2018 fueron de US\$10,15 por boe.
- *Actor del sector energético integrado y diversificado.* Con la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal el 1 de abril de 2018, la Compañía es ahora un actor del sector hidrocarburiífero plenamente integrado, y adicionalmente la Compañía está balanceada en su producción de petróleo y gas. Esta integración vertical le otorga flexibilidad para optimizar su oferta de productos refinados en respuesta a los cambios en el mercado.
- *Gran capacidad de refinación y conversión de petróleo crudo pesado en la refinería de Campana.* La Compañía es la tercera refinadora de petróleo crudo más grande de Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo. La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día,

lo que representa aproximadamente el 14% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de Argentina al 30 de junio de 2019. La refinería se encuentra en proceso de ampliación con un presupuesto estimado de US\$1,5 mil millones, que se espera sea en gran medida completado para fines de 2019. Con la implementación del plan de ampliación y mejora de la refinería, y una mejora en la estrategia de comercialización de la Compañía, se busca aumentar la tasa de conversión de la refinería y, como resultado, aumentar la producción de gasoil y nafta de la Compañía en más de un 60%. Con esto se espera alinear la producción de la refinería con el aumento esperado de la demanda de gasoil y nafta para los próximos años. Esta ampliación además permitirá a la Compañía mejorar su calidad de combustibles, cumpliendo así con especificaciones que entrarán en vigencia en 2022 relacionadas al contenido de azufre en combustibles, y el tratamiento de emisión de azufre por la refinería. Asimismo, la refinería de Campana procesa aproximadamente 80% de petróleo crudo pesado (la mayor parte del cual es abastecido por su negocio de *upstream*), lo que le permite capturar márgenes de refinación más elevados. Según información publicada por el MEN, el 49% del petróleo crudo producido en Argentina es petróleo pesado, que sigue siendo abundante y se produce en cantidades que superan el volumen de consumo local.

- *Amplia capacidad de distribución y comercialización.* La Compañía es la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados en términos de ventas. La Compañía vende sus productos refinados a través de su división minorista y su división empresa a empresa (que incluye ventas a clientes industriales y mayoristas, clientes de los sectores de aviación y marítimo, y ventas de lubricantes y productos químicos). La Compañía cuenta con cuatro terminales para despacho de productos y una red de distribución terrestre de terceros transportistas que abastece a sus estaciones de servicio minoristas en todo el país, lo que le permite distribuir sus productos a escala nacional, así como tres terminales de carga en los principales aeropuertos de Argentina. Asimismo, cuenta con una red de 632 estaciones de servicio que están en proceso de renovación de imagen y ampliación para brindar una mayor cobertura geográfica.
- *Estructura de capital conservadora y gestión financiera prudente.* La Compañía ha mantenido una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. Al 30 de junio de 2019, la deuda financiera de la Compañía representaba el 17,1% de su capitalización total y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, su ratio de EBITDA Ajustado/cargo por intereses era de 12,1x. Asimismo, la Compañía mantiene una de las más altas calificaciones de crédito corporativas internacionales en Argentina, por encima del soberano. Si bien sus planes incluyen importantes gastos de capital durante cada año en relación con sus actividades de exploración y desarrollo y sus inversiones en su refinería, la Compañía ha manejado estos requerimientos de capital con un alto nivel de liquidez y variadas fuentes de financiación.
- *Dirección calificada y socios comprometidos.* La gran experiencia de su equipo le ha permitido a Pan American lograr sólidos resultados operativos, aún en los ciclos más desafiantes para el sector, y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes reguladores del sector. Asimismo, la Compañía combina la experiencia y la capacidad de sus socios, BP y BC, que han contribuido a su sólido rendimiento, combinando la experiencia tecnológica y operativa de BP con el conocimiento del país y de la región de BC. La Compañía entiende que el soporte continuo, la vasta experiencia y los conocimientos tecnológicos de sus socios son una ventaja competitiva significativa para su negocio.
- *Prácticas ambientales y sociales responsables.* La Compañía está fuertemente comprometida a contribuir al desarrollo económico, social y cultural, así como a emprender esfuerzos de preservación del medio ambiente, en las áreas en las que opera. Ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectiva para obtener mejoras en 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. El compromiso de la Compañía con el desarrollo sustentable de sus operaciones se ve demostrado por su apoyo a las comunidades a través de las diversas actividades de desarrollo social focalizadas en áreas claves tales como la educación, la salud, el trabajo y el medio ambiente. La Compañía ha unido también a una serie de entidades no gubernamentales para identificar oportunidades de mayores inversiones e impactos sociales.

Resumen de la información financiera de Pan American⁶

El siguiente resumen de información financiera y operativa ha sido extraído de los Estados Financieros de Pan American, que ha sido confeccionado en dólares estadounidenses y de acuerdo con los PCGA de Estados Unidos, y debe leerse junto con ellos.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>				
Información del Estado de Resultados					
Consolidado:					
Ganancias y otros ingresos					
Ventas y otros ingresos operativos	3.818,8	3.141,0	5.324,3	2.677,2	2.371,3
Ingresos por intereses	43,9	33,4	33,0	17,6	23,3
Otros ingresos.....	26,0	40,7	24,0	28,8	15,0
Total ingresos y otros ingresos	3.888,7	3.215,1	5.381,3	2.723,6	2.409,6
Costos y Gastos					
Gastos operativos	(911,0)	(908,3)	(1.113,6)	(530,9)	(507,5)
Gastos de transporte	(49,7)	(44,4)	(45,6)	(23,6)	(26,4)
Tributos y aportes sobre la producción bruta	(487,3)	(527,5)	(643,8)	(329,5)	(289,2)
Petróleo crudo, gas natural y adquisiciones de productos.....	—	(64,3)	(1.105,1)	(513,6)	(474,0)
Gastos generales y administrativos	(15,2)	(37,9)	(280,6)	(143,5)	(133,5)
Gastos de exploración de hidrocarburos.....	(0,6)	(4,6)	(14,3)	(14,2)	(17,4)
Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias, incluyendo derechos de exportación	(114,0)	(115,7)	(154,9)	(83,9)	(80,5)
Depreciación, agotamiento y amortización	(826,7)	(796,4)	(905,7)	(450,5)	(460,5)
Cargo por intereses.....	(206,1)	(120,2)	(144,9)	(73,4)	(70,9)
Otros resultados financieros	122,4	15,7	(26,2)	45,6	(33,9)
Otros gastos netos	(96,2)	(32,4)	(23,2)	(7,4)	(27,6)
Total costos y gastos	(2.584,4)	(2.636,1)	(4.457,9)	(2.124,9)	(2.121,4)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	1.304,3	579,1	923,4	598,7	288,2
Impuesto a las ganancias	(317,6)	(249,8)	(115,1)	(134,1)	(173,1)
Resultado neto	986,7	329,3	808,3	464,6	115,0
Otros ingresos netos (pérdida), neta de impuesto a las ganancias	—	0,1	(3,1)	(2,5)	0,1,
Ingresos netos	986,7	329,4	805,2	462,1	115,1
Más ingresos (pérdidas) neto atribuible a participación no controlante en subsidiarias	—	1,5	1,8	(0,1)	(1,5)
Ingresos netos atribuible a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias	986,7	330,9	807,0	462,0	113,6

⁶ La información incluida bajo el presente título ha sido incluida únicamente a los efectos de otorgarle al inversor una visión sobre Pan American. La información aquí incluida proviene de información interna de Pan American y de la Emisora.

	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de
	2017	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>		
Información del Estado de Situación Financiera			
Consolidado:			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	391,9	964,7	900,9
Inversiones de corto plazo	1,082,8	314,4	230,9
Cuentas comerciales por cobrar, neto	349,8	481,0	453,7
Otras cuentas por cobrar	64,1	56,7	212,4
Créditos al personal	13,6	14,4	8,1
Inventarios	454,2	459,8	509,2
Otros activos corrientes	238,9	179,8	194,9
Total del activo corriente	<u>2,595</u>	<u>2.471,0</u>	<u>2.510,2</u>
Activo no corriente			
Inversiones no corrientes – Obligaciones negociables .	2,2	1,1	1,0
Otras cuentas por cobrar	16,8	100,1	70,0
Inversiones en afiliadas	69,5	69,0	68,2
Propiedad, planta y equipo, neto	11,965,7	12,538,4	12,817,2
Activos intangibles	57,5	60,1	51,5
Impuestos a las ganancias diferidos	143,1	191,2	123,3
Otros impuestos no corrientes	58,9	23,7	21,9
Total del activo no corriente	<u>12,313,6</u>	<u>12,983,6</u>	<u>13,153,2</u>
Total del activo	<u>14.908,9</u>	<u>15.454,4</u>	<u>15.663,4</u>
Pasivo y Patrimonio			
Pasivo corriente			
Cuentas comerciales por pagar y gastos devengados....	661,2	654,6	693,6
Deuda a corto plazo	318,6	378,8	411,2
Porción corriente de la deuda a largo plazo	290,4	298,4	301,0
Porción corriente de obligaciones negociables	36,0	165,9	173,1
Intereses devengados sobre financiación a largo plazo.	23,5	24,4	25,5
Obligaciones de arrendamiento financiero	5,2	5,5	5,7
Impuestos devengados y otros	308,7	223,4	263,0
Total del pasivo corriente	<u>1.643,5</u>	<u>1.751,0</u>	<u>1.873,1</u>
Pasivo no corriente			
Deuda a largo plazo	1,131,6	1,122,0	1,241,6
Obligaciones negociables	621,6	392,8	212,8
Obligaciones de arrendamiento financiero	30,3	24,8	21,9
Otros acreedores	794,8	785,1	821,7
Impuestos a las ganancias diferidos	54,9	61,8	60,4
Total del pasivo no corriente	<u>2.633,2</u>	<u>2.386,5</u>	<u>2.358,4</u>
Total del pasivo	<u>4.276,7</u>	<u>4.137,6</u>	<u>4.231,5</u>
Patrimonio			
Capital y prima de emisión	3.493,6	3.493,6	3.493,6
Otros resultados integrales acumulados	0,1	(2,9)	(2,9)
Resultados no asignados	7.134	7.823	7.936,6
Total del patrimonio atribuible a los Socios	<u>10.627,7</u>	<u>11.313,7</u>	<u>11,427,3</u>
Participación no controlante	4,5	3,1	4,6
Total del patrimonio	<u>10.632,2</u>	<u>11.316,8</u>	<u>11.431,9</u>
Total Pasivo y Patrimonio	<u>14.908,9</u>	<u>15.454,4</u>	<u>15.663,4</u>

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de ⁽¹⁾	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(en millones de US\$, excepto porcentajes y ratios)</i>				
Información no preparada conforme a los PCGA:					
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	2.241,6	1.442,9	1.980,7	1.052,2	860,1
Deuda Financiera Total ⁽³⁾ / Capitalización Total ⁽⁴⁾	15,8%	18,7%	17,5%	16,0%	17,2%
Deuda Financiera Neta ⁽⁵⁾ / Capitalización Total ⁽⁴⁾	4,6%	7,5%	8,2%	7,7%	9,0%
EBITDA Ajustado ⁽²⁾ / Cargo por Intereses ⁽⁶⁾	10,9x	12,0x	13,7x	14,3x	12,1x

- (1) Refleja el período intermedio de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 o 2019, cuando resulte aplicable
- (2) Para la definición del EBITDA Ajustado y una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado, véase “— *Medidas no preparadas conforme a los PCGA.*”
- (3) La deuda financiera total comprende el capital y los intereses devengados e impagos a la fecha correspondiente respecto de la deuda financiera a corto y largo plazo.
- (4) La capitalización total comprende la deuda financiera a corto y largo plazo y el patrimonio.
- (5) La deuda financiera neta comprende el capital y los intereses devengados e impagos a la fecha correspondiente en relación con la deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones a corto plazo.
- (6) El cargo por intereses comprende el cargo por intereses para el período correspondiente en relación con la deuda financiera a corto y largo plazo, sobre una base anual.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	Información Operativa:				
Producción					
Petróleo (mmbbl/d).....	108,4	105,7	110,2	109,8	113,1
Gas (mmcf/d) ⁽¹⁾	748,3	700,1	677,0	685,6	656,6
GLP (mmbbl/d).....	0,9	—	—	—	—
Total (mboe/d) ⁽²⁾	238,4	226,4	226,9	228,0	226,3
Reservas Probadas⁽³⁾					
Petróleo (mmbbl).....	973,2	977,0	1.030,4	N/A	N/A
Gas (bcf).....	3.412,1	3.390,5	3.243,4	N/A	N/A
Total (mmboe) ⁽²⁾	1.561,4	1.561,6	1.589,7	N/A	N/A

- (1) El promedio de producción diario neto de gas no incluye gas producido y reinyectado en los reservorios, consumido como combustible en relación con las operaciones y plantas de procesamiento.
- (2) En base a una tasa de conversión de un barril de petróleo a 5.800 cf de gas.
- (3) La información sobre reservas se calcula sobre una base anualizada.

Medidas no preparadas conforme a los PCGA

Este Prospecto contiene cierta información financiera no preparada conforme a los PCGA, tales como el EBITDA Ajustado, Capitalización Total, Deuda Financiera Total y Deuda Financiera Neta.

El EBITDA Ajustado no es una medida preparada conforme a los PCGA de Estados Unidos, y no debe ser considerada como sustituto del resultado operativo ni del resultado neto, que se determinan de acuerdo con los PCGA de Estados Unidos, como un indicador de desempeño operativo, ni como sustituto del flujo de efectivo derivado de las operaciones, que se determina de acuerdo con los PCGA de Estados Unidos, como fuente de liquidez.

La Compañía define al EBITDA Ajustado como el resultado neto, volviendo a sumar o restar los siguientes rubros: (i) Depreciación, agotamiento y amortización; (ii) Gastos de exploración de hidrocarburos (incluyendo la exploración de pozos secos) (iii) Impuesto a las ganancias; (iv) Cargo por intereses; (v) Otros resultados financieros netos; (vi) Otros gastos, netos; (vii) Ingresos por intereses; y (viii) Otros ingresos. La definición de EBITDA Ajustado empleada por la Compañía podría no ser comparable a los requerimientos con denominaciones similares empleados por otras empresas. La definición de EBITDA Ajustado empleada por la Compañía en este Prospecto podría no ser igual a la empleada a los fines de los compromisos financieros o en “*De la oferta y la*

negociación—Descripción de las Obligaciones Negociables”. Otras medidas no preparadas conforme a los PCGA son los ratios de la Deuda Financiera Total/Capitalización Total, definida como capital e intereses devengados e impagos desde la fecha relevante relacionada con la Deuda Financiera a corto y largo plazo (Deuda Financiera Total) dividida por la suma de la deuda financiera a largo y corto plazo más el Patrimonio (Capitalización Total); Deuda Financiera Total/Capitalización Total, definida como Deuda Financiera Total menos Efectivo y equivalentes de efectivo e Inversiones de corto plazo (Deuda Financiera Neta) dividida por la Capitalización Total; y EBITDA Ajustado/Cargo de Intereses, definido como EBITDA Ajustado dividido por los intereses devengados por el período que respecta a la deuda financiera a corto y largo plazo.

Pan American

Conciliación del Resultado Neto con el EBITDA Ajustado	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>				
Resultado neto	986,7	329,3	808,3	464,6	115,0
Depreciación, agotamiento y amortización	826,7	796,9	905,7	450,5	460,5
Gastos de exploración de hidrocarburos	0,6	4,6	14,3	14,2	17,4
Impuesto a las ganancias	317,6	249,8	115,1	134,1	173,1
Cargo por intereses.....	206,1	120,2	144,9	73,4	70,9
Otros resultados financieros, netos.....	(122,4)	(15,7)	26,2	(45,6)	33,9
Otros gastos, netos	96,2	32,4	23,2	7,4	27,6
Ingresos por intereses	(43,9)	(33,4)	(33,0)	(17,6)	(23,3)
Otros ingresos.....	(26,0)	(40,7)	(24,0)	(28,8)	(15,0)
EBITDA Ajustado.....	2.241,6	1.442,9	1.980,7	1.052,2	860,1

Resumen de la información financiera de la Sucursal

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018⁷⁸.

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

Información del Estado del Resultado

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO INGRESOS					
Ventas netas y subvenciones	87.380	41.304	123.450	41.099	47.054
COSTOS Y GASTOS					
Costo de ventas	(60.871)	(28.892)	(83.634)	(30.561)	(30.505)
Gastos de exploración	—	(304)	(330)	(78)	(2)
Gastos de administración	(5.363)	(2.629)	(8.182)	(3.648)	(2.871)

⁷ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 disponible en AIF.

⁸ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros Intermedios por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018, disponibles en la AIF.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Gastos de Comercialización	(6.151)	(1.655)	(6.191)	—	—
RESULTADO OPERATIVO	14.995	7.824	25.113	6.812	13.676
Resultado financiero, neto	(3.180)	2.297	(489)	(1.245)	(1.319)
Recupero (Deterioro) neto de activos financieros	91	(163)	(512)	—	—
Otros ingresos y (egresos) – neto	(440)	554	344	505	(397)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	11.466	10.512	24.456	6.072	11.960
Cargo por impuesto a las ganancias – corriente	(2.855)	(1.834)	(851)	(2.782)	(5.925)
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias – diferido	(2.932)	(3.050)	(13.124)	6.112	(159)
GANANCIA NETA DEL PERÍODO/EJERCICIO	5.679	5.628	10.481	9.402	5.876
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO/EJERCICIO	37.165	70.518	135.418	24.324	19.276
EBITDA	32.733	16.649	45.614	18.512	26.862
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(2.872)	(1.381)	(3.932)	(1.949)	(2.938)
INFORMACIÓN DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA: ACTIVO					
Activo corriente	56.186	31.834	58.096	12.933	16.973
Activo no corriente					
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	469.840	301.237	404.902	162.359	129.279
Otros activos no corrientes	2.819	3.641	2.833	892	1.598
Total del activo no corriente	472.659	304.878	407.735	163.251	130.877
Total del activo	528.845	336.712	465.831	176.184	147.850
PASIVO					
Total del pasivo corriente	75.064	40.212	63.518	32.126	22.982

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Total del pasivo no corriente	156.269	101.053	141.966	40.888	46.022
Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables no corrientes	56.346	41.483	56.827	11.290	17.205
Otros pasivos no corrientes	99.923	59.570	85.139	29.598	28.817
Total del pasivo	231.333	141.265	205.484	73.014	69.004
Resultados no asignados – Casa Matriz	49.034	38.502	43.355	32.992	23.590
Capital asignado a la Sucursal	222	222	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239	239	239
Otro resultado integral	222.297	130.764	190.811	65.785	50.863
Reserva Transferencia fondo de comercio	21.788	21.788	21.788	—	—
Reserva especial	3.932	3.932	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	297.512	195.447	260.347	103.170	78.846
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	528.845	336.712	465.831	176.184	147.850

Indicadores

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Margen bruto (% de ventas netas) (Ganancia bruta / Ventas netas)	30,3	30,1	32,3	25,6	35,2
Margen operativo (% de Ventas netas) (Resultado operativo / Ventas netas)	17,2	18,9	20,3	16,6	29,1
EBITDA (% de ventas netas) (EBITDA / Ventas netas)	37,5	40,3	36,9	45,0	57,1
Índice de liquidez ⁹ (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,75	0,79	0,91	0,40	0,74
Inmovilización de capital ¹⁰ (Activo no corriente / Total activo)	0,89	0,91	0,88	0,93	0,89
Solvencia ¹¹ (Patrimonio / Total pasivos)	1,29	1,38	1,27	1,41	1,14
EBITDA/ Intereses generados por pasivos	11,40	12,06	11,60	9,50	9,14

⁹ La información de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 se encuentra incluida en la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (pág. 108). Con relación a la información por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018, la misma surge de la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 (pág. 44).

¹⁰ Id. anterior.

¹¹ Id. anterior.

Indicadores

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
	Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	1,41	1,80	1,96	1,71
Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,42	0,31	0,37	0,64	0,37
Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,23	0,23	0,26	0,23	0,26
Índice de rentabilidad ¹² (Ganancia Neta /Patrimonio promedio)	0,04	0,08	0,06	0,10	0,09

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 2019 y 2018:

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2019	2018
Producción diaria promedio (mbpe) ⁽¹⁾	168	162
Ventas netas y subvenciones ¹³ (millones de pesos)	87.380	41.304
EBITDA ⁽²⁾ (millones de pesos)	32.733	16.649
Ganancia neta ¹⁴ (millones de pesos)	5.679	5.628
Inversiones de capital (millones de pesos) ¹⁵	29.849	15.776

(1) El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones y en las plantas de procesamiento de gas. Corresponde a información interna de la Sucursal.

(2) El EBITDA comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2019 y 2018 y está basado en los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 y 2018 bajo NIIF.

	Período de seis meses finalizado al 30 de junio de	
	2019	2018
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Ganancia Neta	5.679	5.628
Gastos de exploración	—	304
Intereses generados por activos	(597)	(133)
Intereses generados por pasivos	2.872	1.381
Otros resultados financieros	905	(3.545)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	17.478	8.412
Amortización de activos intangibles	260	109
Recupero neto de deterioro de activos financieros	(91)	163
Otros ingresos y egresos – neto	440	(554)
Cargo por impuesto a las ganancias – corriente	2.855	1.834
Cargo por impuesto a las ganancias – diferido	2.932	3.050
EBITDA	32.733	16.649

¹² La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondiente a 2018, 2017 y 2016, ha sido calculada considerando la Ganancia Neta y se divide por el Patrimonio promedio al inicio y al cierre de los Estados Financieros correspondientes para cada caso. Para los períodos de seis meses el indicador ha sido anualizado.

¹³ Información proveniente del Estado del Resultado en los Estados Financieros Intermedios por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018.

¹⁴ Id anterior.

¹⁵ La información relativa a Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo en los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 (pág.6).

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de la Sucursal para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Total de reservas certificadas ¹⁶ (mmbpe).....	2.163,7	2.030,3	2.091,5
Total de reservas probadas ¹⁷ (mmbpe)	1.287,6	1.267,3	1.267,7
Producción diaria promedio (mbpe) ⁽¹⁾	163,9	162,0	169,5
Ventas Netas y subvenciones ¹⁸ (en millones de Ps.)	123.450	41.099	47.054
EBITDA ¹⁹ (en millones de Ps.)	45.614	18.512	26.862
Ganancia Neta (en millones de Ps.) ²⁰	10.481	9.402	5.876
Inversiones de capital ²¹ (en millones de Ps.)	42.145	18.652	12.882

⁽¹⁾ El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones y en las plantas de procesamiento de gas. Corresponde a información interna de la Sucursal.

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y está basado en los Estados Financieros finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 bajo NIIF.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	<i>(en millones de pesos)</i>		
Ganancia Neta	10.481	9.402	5.876
Gastos de exploración	330	78	2
Intereses generados por activos	(447)	(393)	(503)
Intereses generados por pasivos	3.932	1.949	2.938
Otros resultados financieros	(2.996)	(311)	(1.116)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	22.857	11.552	10.720
Amortización de activos intangibles	344	70	64
Deterioro neto de activos financieros	512	—	—
(Recupero) /deterioro neto de activos no financieros	(3.030)	—	2.400
Otros ingresos y egresos — neto	(344)	(505)	397
Cargo por impuesto a las ganancias — corriente	851	2.782	5.925
Cargo beneficio por impuesto a las ganancias — diferido	13.124	(6.112)	159
EBITDA	45.614	18.512	26.862

¹⁶ La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹⁷ La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹⁸ Las referencias a las ventas netas y subvenciones se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (pág. 3) y finalizado el 31 de diciembre de 2017 (pág. 9).

¹⁹ El EBITDA comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

²⁰ Las referencias a la ganancia neta se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (pág. 3) y finalizado al 31 de diciembre de 2017 (pág. 9).

²¹ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (pág. 6) y finalizado el 31 de diciembre de 2017 (pág. 12).

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, S.L., 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 de la prórroga 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. (“Caja de Valores”), 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 Clase y/o 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. Véase “ <i>Antecedentes financieros de la Emisora—Razones para la Oferta y Destino de los Fondos</i> ” 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 “ <i>De la Oferta y la Negociación—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Compra—Rescate por Cuestiones Impositivas</i> ” 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, y las que se detallan oportunamente en el Suplemento de Precio aplicable, 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 “ <i>Información Adicional—Carga Tributaria</i> ” y “ <i>De la Oferta y la Negociación—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Compra—Rescate por Cuestiones Impositivas</i> ” 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 descritos en la sección “ <i>Información Adicional—Carga Tributaria</i> ” 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 de Mercado de Capitales, la Ley General de Sociedades N°19.550 y sus modificaciones y complementarias (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 BYMA a la BCBA a la BCBA en materia de constitución de Tribunales Arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N°18.629 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. Los artículos 129 y 131 de la Ley de Mercado de Capitales establecen 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 y la prórroga de la vigencia del Programa fue autorizada por disposición N° DI – 2018 – 49 – APN–GE#CNV de fecha 21 de septiembre de 2018 de la Gerente de Emisoras de la CNV. 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, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV.
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 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 “ <i>Factores de Riesgo</i> ” 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 SOBRE LA EMISORA

a) Reseña histórica

La Emisora es la sucursal argentina de Pan American y se encuentra inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con fecha 17 de octubre de 1997, bajo los N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B, de Estatutos Extranjeros y su CUIT es 30-69554247-6. Pan American es una sociedad constituida en el Estado de Delaware el 29 de septiembre de 1997 y con fecha 15 de noviembre de 2018 trasladó su domicilio social a Madrid, Reino de España, con mantenimiento de su personalidad jurídica (el “Traslado”). Para mayor información sobre el Traslado véase “*Información sobre Pan American – Reseña Histórica*”. La Emisora fue constituida con el propósito de llevar a cabo una alianza estratégica celebrada entre Amoco Corp. y Bidas Corporation, 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). Su representante legal es el Sr. Rodolfo Díaz, con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. La principal oficina ejecutiva de la Emisora está ubicada en Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11, (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y su número de teléfono en tal domicilio es (+54-11) 4310-4100.

Fortalezas competitivas ²²

Para esta información, véase “*Información sobre Pan American—Fortalezas Competitivas*” en el presente Prospecto.

Estrategia de negocios²³

Para esta información, véase “*Información sobre Pan American—Estrategia de Negocios*” en el presente Prospecto.

Estructura Corporativa

Para esta información, véase las secciones “*Información sobre Pan American— Antecedentes de Pan American*” e “*Información sobre Pan American— Estructura societaria*” en el presente Prospecto.

Adquisición de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios

El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió todos sus activos y pasivos a la Sucursal, siguiendo los procedimientos establecidos en la Ley N°11.867 de Argentina (transferencia de fondo de comercio). Estos procedimientos incluyeron, entre otros actos, publicaciones en boletines oficiales y diarios de amplia circulación, así como la oportunidad de los acreedores de Axion Argentina de realizar oposiciones. Las partes firmaron un contrato de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018 y, el 1 de abril de 2018, se consumó la transferencia, y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente integradas con la Sucursal. Adicionalmente, el 3 de abril de 2018, las partes presentaron el acuerdo definitivo de transferencia de fondo de comercio ante la CNV a los efectos de su registración ante el Registro Público de Comercio correspondiente, lo que ocurrió con fecha 12 de noviembre de 2018.

Cambios importantes en el modo de conducir los negocios

Véase “—*Adquisición o enajenación de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”.

Cambios importantes en el tipo de productos producidos o servicios prestados

Véase “—*Adquisición o enajenación de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”.

Cambio en la denominación

²² Corresponde a información interna de la Sucursal.

²³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Como consecuencia del Traslado, y el cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación “*Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina*”. El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la Inspección General de Justicia (“*IGJ*”) con fecha 31 de enero de 2019. Para más información sobre el cambio de domicilio de Pan American véase “*Información sobre Pan American —Reseña Histórica*” en este Prospecto.

b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Tras la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina en la Sucursal de Pan American el 1 de abril de 2018, la Sucursal actualmente lleva a cabo sus operaciones principalmente a través de los siguientes segmentos:

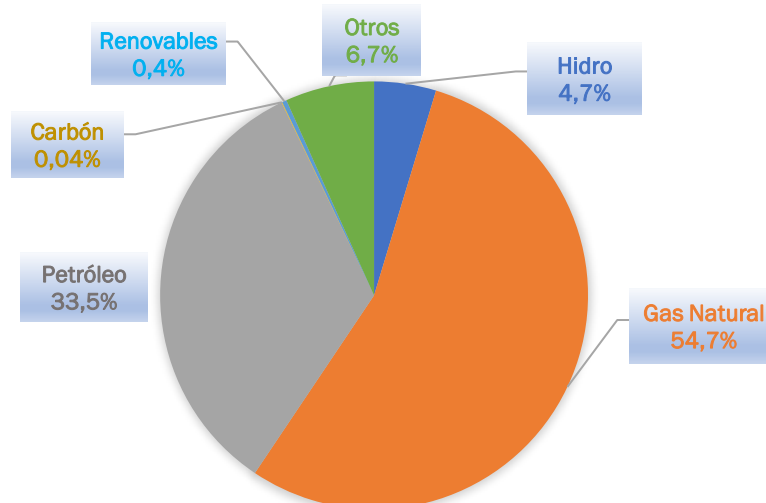
- el segmento de *upstream*, el cual consta fundamentalmente de las actividades de exploración y producción; y
- el segmento de *downstream*, el cual consta principalmente de las actividades de refinación, distribución y comercialización.

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

Reservas y Producción de Petróleo y Gas

El gas natural y el petróleo crudo constituyen las principales fuentes de energía en la matriz de energía primaria de Argentina. El siguiente cuadro ilustra su participación al 31 de diciembre de 2018²⁴:

FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA EN ARGENTINA AL 2018



Fuente: SE (conforme publicación del balance energético nacional del año 2018).

*Gas Natural*²⁵

Durante 2018, la producción bruta total de gas natural ascendió aproximadamente a más de 122 millones de m³ por día, lo que representó el mismo volumen producido en 2017, y una disminución del 0,9% comparado con los volúmenes producidos en 2016. Durante 2016, la producción bruta total de gas natural aumentó a aproximadamente 123 millones de m³ por día, lo que representa un aumento del 4,6% comparado con los volúmenes producidos en 2015. Esto se debió principalmente al continuo aumento de la producción en la Cuenca Neuquina, que ha incrementado su contribución promedio diaria en virtud del desarrollo de reservas de gas no convencional, compensando la disminución en las restantes cuencas de gas dentro del país.

²⁴ Se informa que la información aquí incluida es la última información disponible en la SE.

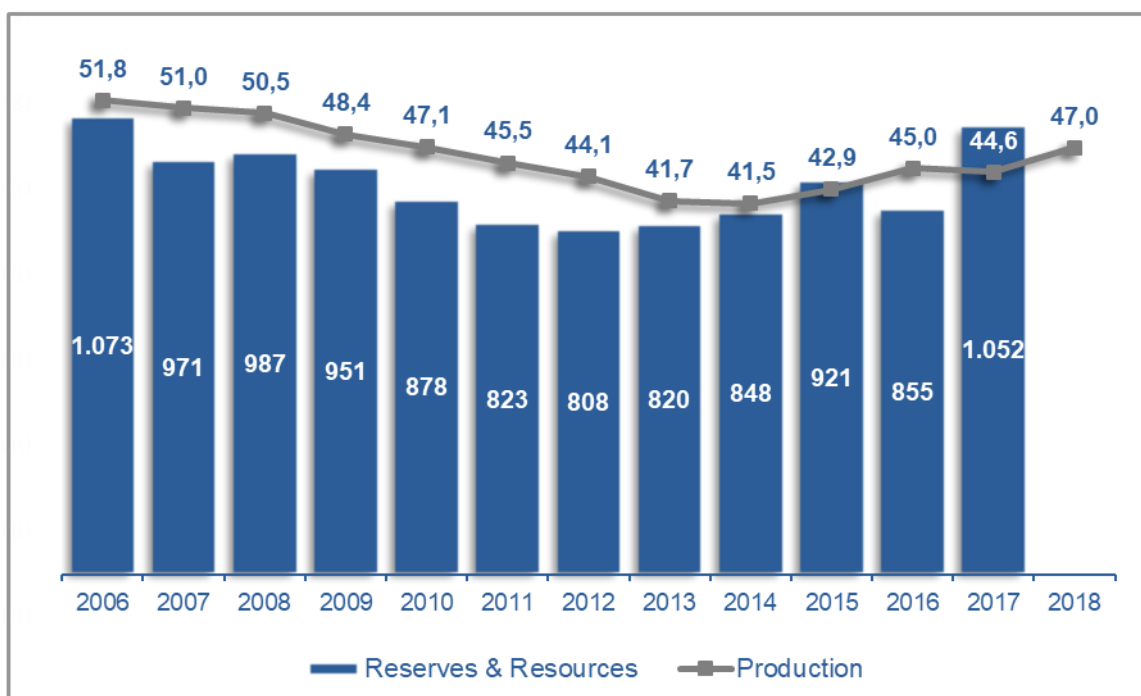
²⁵ Corresponde a la última información anual disponible en el sitio web de la SE.

Con respecto a las importaciones de gas natural por el Estado argentino, el abastecimiento desde Bolivia alcanzó un promedio de 16,9 millones m³/día en 2018, levemente inferior a los 18,1 millones m³/día del 2017. Asimismo, las importaciones de GNL regasificado en Chile en 2017 totalizaron 0,8 millones m³/día, un volumen inferior al registrado en 2016, que ascendió a 1,3 millones m³/día durante ese año. Adicionalmente, durante el año 2018 se exportó gas natural por un total de 269 millones de m³.

En base a la última información anual publicada por el MEN al 31 de diciembre de 2017, las reservas de gas natural totales dentro de Argentina alcanzaban 1.052.103 millones de m³, de los cuales el 39% eran reservas probadas; al 31 de diciembre de 2016, las reservas de gas natural totales dentro de Argentina alcanzaban 855.170 millones de m³, de los cuales el 39% eran reservas probadas.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción de gas natural en Argentina entre 2006 y 2018, y la evolución de las reservas de gas natural en Argentina entre 2006 y 2017:

Evolución de la Producción y Reservas de Gas Natural
En miles de millones de m³, 2006-2017/2018



Fuente: SE (últimos datos publicados a la fecha de este Prospecto) e IAPG.

*Petróleo Crudo*²⁶

En 2018, la producción total de petróleo crudo ascendió aproximadamente a más de 76 mil m³ por día, un volumen igual al registrado en 2017. En 2017, la producción total de petróleo crudo ascendió a 76 mil m³ por día, un volumen inferior al registrado en 2016 (81 mil m³ por día), continuando con la tendencia a la baja en la producción registrada durante los últimos dieciséis años.

En base a la última información anual publicada por la SE sobre importaciones de petróleo durante 2018, se importaron 1,2 miles de m³/día, un volumen 65% inferior al registrado durante 2017. Este volumen representó sólo un 2% de la producción nacional total durante 2018. Durante 2017 se importaron 3,4 miles de m³ por día, un volumen 37% superior al registrado durante 2016.

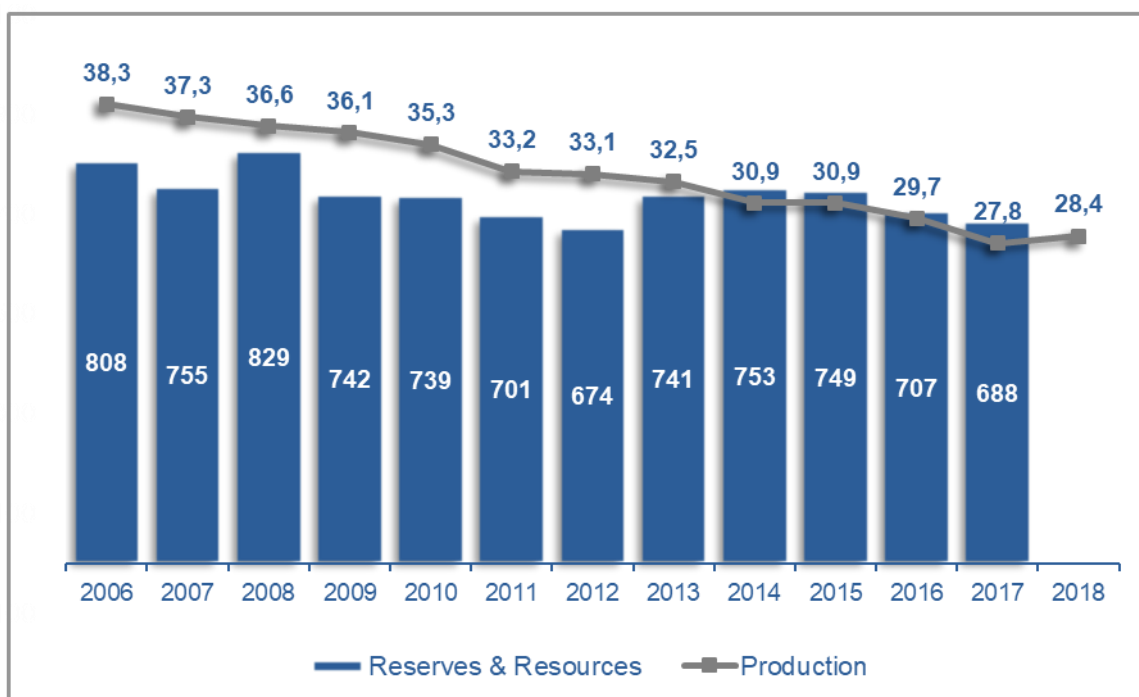
Durante 2018 se exportaron 3,4 millones de m³ de petróleo crudo, de los cuales el 74% corresponde a crudo Escalante exportado por la Sucursal.

²⁶ Corresponde a la última información disponible en el sitio web de la SE.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2017, las reservas de petróleo totales dentro del país alcanzaban 707.402 miles de m3 y 687.617 miles de m3, de las cuales 49% y 47% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción de petróleo en Argentina entre 2006 y 2018, y la evolución de las reservas de petróleo en Argentina entre 2006 y 2017:

Evolución de la Producción y Reservas de Petróleo
En millones de m3, 2006-2017/2018



Fuente: SE (últimos datos publicados a la fecha de este Prospecto) e IAPG.

Nota: "Reserves and Resources" significa "Reservas y Recursos". "Production" significa "Producción".

Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina

La siguiente sección resume las principales reglamentaciones aplicables a las operaciones y actividades comerciales de la Compañía.

Información general

Si bien a partir del año 2016 se inició un proceso de desregulación, la industria del petróleo y del gas argentino ha estado y sigue estando sujeta a ciertas políticas y reglamentaciones que han provocado y siguen provocando, en algunos casos, que los precios internos sean inferiores a los precios vigentes en el mercado internacional. Ocasionalmente en el pasado, las restricciones a la exportación y los requisitos de la oferta interna han sido las políticas imperantes para obligar a los productores de petróleo y gas locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.

El 5 de septiembre de 2018, se publicó el Decreto N° 801/2018 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. El mencionado decreto, entre otros cambios, eliminó el Ministerio de Energía de la Nación, delegando sus facultades al Ministerio de Hacienda. También en esa fecha, se publicó el Decreto N° 802/2018 en el Boletín Oficial, que crea la Secretaría de Gobierno de Energía dentro del ámbito del Ministerio de Hacienda.

Reseña de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Dominio de los hidrocarburos

En todas las leyes que regulan la actividad de petróleo y gas, en particular la Ley N° 17.319 (la "Ley de

Hidrocarburos”) de fecha 30 de junio de 1967, se le ha atribuido al gobierno nacional el dominio de las reservas de hidrocarburos. Sin embargo, desde el primer descubrimiento de petróleo en Argentina en 1907, ha existido una controversia permanente entre el gobierno nacional y las provincias sobre el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos y la facultad de legislar sobre esta cuestión. En diciembre de 2016, de conformidad con la Ley N° 26.197, el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos se trasladó a las provincias y esto tuvo consecuencias prácticas en relación con el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, la recaudación de regalías y el nivel de participación de las autoridades nacionales y provinciales.

Anteriormente, el 24 de septiembre de 1992, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 24.145 que aprueba la transferencia del dominio de las reservas de hidrocarburos a las provincias en donde se encuentran ubicadas. Sin embargo, esta ley estableció que la transferencia estaba sujeta a la promulgación de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos. La Ley N° 24.145 reconoce a las provincias una serie de derechos, entre los cuales se incluyen los siguientes: (i) el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes y nuevos, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la revocación de los permisos, concesiones y contratos como consecuencia de incumplimientos graves o por causas que se indican en la Ley de Hidrocarburos, (v) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución argentina y, de conformidad con el artículo 124 de la misma, se les otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios.

En agosto de 2003, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 546/03 transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos en determinados lugares designados como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales.

Por último, desde la promulgación de la Ley N° 26.197 en diciembre de 2006, que modificó la Ley de Hidrocarburos, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación efectiva de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. El gobierno nacional conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La ley también establece que el gobierno nacional conserva la facultad de otorgar concesiones de transporte respecto de: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias, y (ii) concesiones de transporte directamente relacionadas con oleoductos para fines de exportación.

Antecedentes hasta el período de desregulación

Desde sus inicios en 1907, la industria del petróleo y gas en Argentina ha sido altamente regulada y se ha caracterizado por interferencias importantes del gobierno a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (“YPF S.E.”) una de las primeras Compañías Petroleras Nacionales (NOC, por sus siglas en inglés) en la historia, creada en 1922.

Desde 1920 hasta 1990, el sector público argentino dominó la exploración, explotación, desarrollo, producción, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos, mientras que el sector privado sólo desempeñó un papel secundario, limitado a actividades bajo contrato con YPF S.E. y Gas del Estado S.E., la empresa estatal que operaba el sistema de transmisión y distribución de gas natural.

La Ley de Hidrocarburos, promulgada en 1967, estableció el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo y gas. Si bien esta ley establece un “sistema de concesiones (impuestos y regalías)”, hasta antes de 1990, no se había otorgado ninguna concesión en virtud de la misma y casi todas las tareas de exploración y explotación de petróleo en Argentina estaban a cargo de YPF S.E., o de empresas privadas en su nombre que operaban en virtud de contratos de servicio.

Tras la promulgación en 1989 de las Leyes N° 23.696 y 23.697 (la “Ley de Emergencia Económica” y la “Ley de Reforma del Estado”, respectivamente), que abogaron por la desregulación de la economía y la privatización de empresas estatales argentinas, en ese mismo año se promulgaron ciertos decretos presidenciales (Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89; los “Decretos de Desregulación Petrolera”) con relación a la desmonopolización y la desregulación de la industria del petróleo y del gas. Los Decretos de Desregulación Petrolera eliminaron las restricciones sobre las importaciones y exportaciones de petróleo

crudo y, a partir del 1° de enero de 1991, desregularon la industria petrolera nacional, incluidos los precios del petróleo crudo y productos derivados.

En 1992, se promulgó la Ley N° 24.076 (la “Ley de Gas Natural”), que configuró el fundamento para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural. Después de un período de transición, la desregulación de los precios del gas natural finalmente tuvo lugar en enero de 1994 (véase el Decreto N° 2731/93). Como consecuencia, los precios en boca de pozo podían negociarse libremente entre las partes, generalmente en virtud de contratos a largo plazo, ya sea con empresas de servicios públicos de gas natural, generadores de energía, industrias o incluso clientes extranjeros. La Ley de Gas Natural también dispuso la creación del Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) para administrar y hacer cumplir el marco legal recién adoptado para el transporte, la distribución y la venta de gas natural en Argentina. Esta nueva estructura legal para la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas y demás transportistas tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna. Se construyeron gasoductos transfronterizos para la interconexión entre Argentina, Chile, Brasil y Uruguay, y hasta la medida permitida por el gobierno nacional, los productores han estado exportando gas natural a los mercados chileno y brasileño.

El período de emergencia

Nuevos impuestos de emergencia y restricciones de comercialización

A pesar del éxito del marco regulatorio de petróleo y gas a lo largo de la década de los 90, a principios de 2002, en medio de una crisis financiera, Argentina comenzó a modificar su política de petróleo y gas hacia un sistema más regulado y controlado por el gobierno.

En enero de 2002, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), la cual representó un cambio profundo en el modelo económico vigente a partir de esa fecha. La Ley de Emergencia Pública, entre otras cuestiones, otorgó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de promulgar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica que Argentina enfrentaba en ese entonces. La Ley de Emergencia Pública venció el 31 de diciembre de 2017, salvo específicamente con respecto a la emergencia social, la cual se prorrogó parcialmente hasta el 31 de diciembre de 2019 a través de la Ley N° 27.345.

La Ley de Emergencia Pública ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, permitiendo al Poder Ejecutivo Nacional fijar la tasa aplicable de los mismos. Luego de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, se promulgaron muchas otras leyes y reglamentaciones que pretendían superar la crisis económica, entre las que se incluyen (1) la conversión a pesos de los depósitos, obligaciones y tarifas de los servicios públicos, incluidos los servicios públicos de distribución de electricidad y gas natural, entre otros; y (2) la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, instruyéndose al Poder Ejecutivo Nacional a determinar la tasa aplicable a los mismos. La aplicación de estos derechos y la instrucción al Poder Ejecutivo Nacional se prorrogaron hasta enero de 2017 mediante la Ley N° 26.732. El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos dejaron de ser exigibles.

El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidas en la Ley N° 26.732 dejaron de ser exigibles. Sin embargo, el 4 de septiembre de 2018 el Poder Ejecutivo publicó el Decreto N° 793/2018, en virtud del cual se creó un arancel del 12% aplicable a todos los productos exportados y servicios, el cual permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2020. Conforme a los términos del Decreto N° 793/2018, dicho arancel de exportación está sujeto a un tope de Ps.4,00 por cada US\$1,00 de base imponible o del valor libre a bordo, según corresponda.

En julio de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1277/12, que formalmente derogó todas las normas que quedaron a raíz de la desregulación del sector desde 1989. Concretamente, derogó las principales disposiciones sobre la libre comercialización de hidrocarburos que estaban específicamente contempladas en el artículo 5 inciso d) y en los artículos 13, 14 y 15 del Decreto N° 1055/89, artículos 1, 6 y 9 del Decreto N° 1212/89 y los artículos 3 y 5 del Decreto N° 1589/89.

Con respecto a la comercialización de gas natural, a partir de 2002, las autoridades argentinas adoptaron una serie de medidas para restringir las exportaciones de gas natural desde Argentina. Estas medidas

incluyeron la emisión de instrucciones de oferta interna (que requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno argentino), la emisión de instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías de transporte y/o los comités de emergencia creados para abordar las situaciones de crisis.

En marzo de 2004, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 265/04 a través de la cual adoptó medidas tendientes a asegurar un abastecimiento adecuado de gas natural y electricidad al mercado local. En virtud de la Resolución 265/04 y demás reglamentaciones emitidas durante el período de emergencia, se limitaron las exportaciones de gas natural y se les ordenó a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales de gas natural al mercado local aparte de los volúmenes que están obligados a abastecer contractualmente.

El 4 de octubre de 2010, el Boletín Oficial publicó la Resolución ENARGAS N° 1410/10, que establecía nuevas normas para el despacho de gas natural, aplicables a todos los participantes en la industria del gas, e impuso las siguientes nuevas y más severas restricciones sobre los productores en materia de demanda prioritaria: (i) los distribuidores siguen siendo capaces de solicitar todo el gas necesario para cubrir la demanda prioritaria a pesar de que dichos volúmenes de gas superen aquellos que la ex Secretaría de Energía hubiera asignado en virtud del Acuerdo 2007-2011 ratificado por la Resolución N° 599/07; (ii) los productores están obligados a confirmar todo el gas natural solicitado por los distribuidores respecto de la demanda prioritaria; (iii) se establecen la demanda prioritaria y otro destino de la producción, estando las exportaciones en el último orden de prioridad. En caso de que un productor no pueda satisfacer la demanda solicitada, los operadores de oleoductos son responsables de redirigir el gas hasta que se cumpla con la demanda de los distribuidores de gas natural. La deficiencia de gas (i) se deduce del productor que sufre la deficiencia si es capaz de satisfacer la demanda de sus otros clientes en la misma cuenca o (ii) se recupera del resto de los productores de gas en caso de que el productor deficitario no sea capaz de abastecer a ninguno de sus clientes en la misma cuenca. Como resultado, este régimen impone una obligación de suministro solidaria a todos los productores en el caso de que uno de ellos sufra una deficiencia en el suministro de gas.

En relación con las actividades de refinación y comercialización de combustibles, desde 2004 se emitieron varias resoluciones que limitaron la capacidad de las refinerías de comercializar su producción y establecieron deberes de suministro obligatorio. Estas resoluciones incluyen, entre otras, la Resolución N° 1102/04, Resolución N° 1834/05 y la Resolución N° 1879/05, todas ellas emitidas por la ex Secretaría de Energía.

Además, la Resolución N° 25/06 de la Subsecretaría de Comercio Interno, emitida en el marco de la Ley N° 20.680, impuso a cada refinería argentina la obligación de suministrar toda demanda razonable de gasoil, mediante el abastecimiento de ciertos volúmenes mínimos (establecidos en virtud de la resolución) a sus clientes habituales, principalmente a los operadores de estaciones de servicio y distribuidores. Además, la Disposición N° 157/06 de la ex Subsecretaría de Combustibles establece que las estaciones de servicio que sean parte de contratos que crean algún grado de exclusividad entre la refinería y la estación de servicio y que por alguna razón pretendan rescindir dicho contrato, deben informar dicha rescisión en forma anticipada a la ex Subsecretaría de Combustibles a efectos de que proceda a informar tal circunstancia a la Subsecretaría de Comercio Interior. En ese caso, la Subsecretaría de Comercio Interior debe: (i) emitir una declaración sobre la procedencia de la finalización del contrato, y (ii) utilizar los medios necesarios para asegurar que la estación de servicio de que se trate celebre otro contrato con otra empresa refinadora o distribuidora de combustibles que asegure el abastecimiento.

En enero de 2008, la Subsecretaría de Comercio Interior dictó la Resolución N° 14/08, mediante la cual se indicó a las empresas refinadoras que optimizaran su producción a fin de obtener volúmenes máximos según su capacidad. Las Resoluciones N° 295/10, 13/11, 35/13 y 35/13 de la Subsecretaría de Comercio Interior establecieron la reversión de ciertos precios de los combustibles a los que se encontraban vigentes en fechas anteriores o topes provisorios a los precios de los combustibles.

Con respecto a las exportaciones, la Resolución 1679/04 de la ex Secretaría de Energía reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto 645/02, y dispuso que los productores, vendedores, empresas refinadoras y demás agentes del mercado que deseen exportar gasoil o petróleo crudo deben (i) registrar dichas operaciones, (ii) ofrecer el producto que se exportará al mercado interno, y (iii) demostrar que se ha cumplido con la demanda interna de dichos productos. Además, la

Resolución 1338/06 de la ex Secretaría de Energía agregó otros productos derivados del petróleo al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, entre los que se incluyen las naftas, fuel oil y sus derivados, combustible de aviación, coque, asfaltos, ciertos petroquímicos y ciertos lubricantes. La Resolución N° 715/07 de la ex Secretaría de Energía faculta a la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que debe importar cada empresa, en determinados períodos del año, para compensar las exportaciones de los productos incluidos en la jurisdicción de la Resolución 1679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario a los efectos de obtener la autorización para la exportación de los productos incluidos en el Decreto N° 645/02 (petróleo crudo, fuel oil, gasoil, coque y naftas, entre otros), el cual ha sido implementado por algunas resoluciones de la SE, siendo la última la Resolución N° 241-E2017 del 29 de septiembre de 2017.

En abril de 2002, el gobierno nacional y las principales compañías petroleras de Argentina celebraron un acuerdo sobre un subsidio provisto por el gobierno nacional a las empresas de transporte público de colectivos. El sistema de subsidios continuó estando vigente durante los años siguientes, parcialmente a través de nuevos acuerdos y parcialmente en función de comunicaciones mensuales emitidas por la Secretaría de Transporte de Argentina notificando a las compañías petroleras sobre los volúmenes que debían entregar a cada beneficiario a un precio fijo. El gobierno nacional compensa a las petroleras sujeto a órdenes de entrega.

En diciembre de 2017, el Decreto N° 1123/2017 facultó al Ministerio de Transporte para que firme convenios anuales en virtud de los cuales se pueda continuar con el esquema de subsidios al gasoil hasta el 2022. De conformidad con el convenio de 2018, el precio actual del Gasoil Grado 2 es de Ps.10 por litro y del Gasoil Grado 3 es de Ps.11 por litro.

El 21 de marzo de 2017, se publicó el Decreto 192/2017 en el Boletín Oficial de la República Argentina, mediante el cual se creó el “*Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados*” (el “*Registro*”), bajo la autoridad del MEN. En el Registro se ingresan las operaciones de importación de: (i) petróleo crudo y (ii) otros subproductos específicos enumerados en el artículo 2 del decreto. Por medio de esta norma, las sociedades que deseen llevar a cabo dichas operaciones de importación están obligadas a ingresar dicha operación en el Registro y a obtener la autorización del MEN antes de que se realice la importación. Este régimen estuvo en vigor hasta el 31 de diciembre de 2017, conforme lo establecido en el Decreto 962/2017.

Mayor participación del gobierno en el sector de petróleo y gas

En octubre de 2004, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.943 a través de la cual se creó Energía Argentina S.A. (“*ENARSA*”), actualmente denominada Integración Energética Argentina S.A., una empresa estatal de energía. El objeto social de ENARSA es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, almacenamiento, comercialización e industrialización de dichos productos, así como también el transporte y distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Además, la Ley N° 25.943 otorgó a ENARSA todos los permisos de exploración respecto de las áreas *offshore* ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que al momento en que entró en vigencia la ley se encontraban desocupadas (es decir, el 3 de noviembre de 2004). La Ley N° 27.007 incorporó modificaciones a la Ley N° 25.943, conforme se indica a continuación, en virtud de las cuales caducaron todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos respecto de los cuales no existían contratos de asociación suscriptos con ENARSA (con excepción de los permisos y concesiones otorgados con anterioridad a la ley 25.943) y se revirtieron a la ex Secretaría de Energía. Además, la Ley N°27.007 prevé un período de negociación de seis meses para la reconversión de dichos contratos de asociación con ENARSA a permisos o concesiones.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 26.741 mediante la cual se aprobó la expropiación de las acciones de YPF pertenecientes, en forma directa o indirecta, a Repsol YPF y sus entidades controladas o controlantes representativas del 51% del total del capital social de YPF. Las acciones sujetas a expropiación, que fueron declaradas de interés público, se distribuyeron de la siguiente manera: el 51% al gobierno nacional y el 49% restante entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

La Ley N° 26.741 también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional. Dicho principio general fue reglamentado por el Decreto N° 1277/2012, emitido en

julio de 2012.

Regímenes promocionales durante el período de emergencia

Los nuevos impuestos y restricciones de comercialización creados durante el período de emergencia provocaron una reducción significativa de las inversiones en el sector de *upstream*, lo cual a su vez provocó una escasez en la disponibilidad de gas natural, petróleo crudo y productos derivados en el mercado interno.

En octubre de 2006, la Ley N° 26.154 creó un régimen de incentivos fiscales destinado a estimular la exploración de hidrocarburos y que se aplica a los nuevos permisos de exploración otorgados a ENARSA respecto de las áreas *offshore* y aquellos sobre los que actualmente no existan derechos de terceros otorgados por la Ley de Hidrocarburos, e invitó a las provincias en las que se encuentran los depósitos de hidrocarburos a adherir a este régimen. La asociación con ENARSA es un requisito previo para poder acceder a los beneficios previstos en el régimen creado por la Ley N° 26.154. Los beneficios incluyen: el reembolso anticipado del impuesto al valor agregado sobre los gastos e inversiones realizados en la etapa de exploración y las inversiones realizadas en el período de explotación; la amortización acelerada de las inversiones realizadas en el período de exploración y el reconocimiento acelerado de gastos en relación con la producción durante un período de tres años, más que por el tiempo que dure la explotación; y exenciones al pago de derechos de importación por la introducción de bienes de capital que no se fabriquen en Argentina.

El Decreto N° 2014/08 del 25 de noviembre de 2008 creó el programa “Petróleo Plus” para fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 1312/08 del 1° de diciembre de 2008, aprobó el reglamento del programa. El programa permitió a las empresas productoras que aumentaban su producción y reservas en el marco del programa, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N° 394/07 y la Resolución N° 127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía. En febrero de 2012, la ex Secretaría de Energía estableció que los beneficios otorgados en virtud del programa “Petróleo Plus” quedaron provisoriamente suspendidos. Los efectos de la suspensión se extendieron a los beneficios devengados y aún no rescatados por las empresas a la fecha de emisión de la notificación. Las razones aducidas para la suspensión fueron que el programa “Petróleo Plus” se creó en un contexto en el cual los precios internos eran menores a los precios vigentes y que los objetivos que el programa perseguía ya se habían conseguido. El Decreto N° 1330/2015, del 13 de julio de 2015, estableció la cancelación del programa “Petróleo Plus” y dispuso el pago de los incentivos adeudados mediante los bonos públicos argentinos BONAR 2024. Además, el Decreto N° 1204/2016 dispuso el pago de los incentivos adeudados en virtud del programa.

El Decreto N° 2014/08 del 25 de noviembre de 2008 creó el programa “Refinación Plus” para fomentar la producción de gasoil y naftas. El programa se reglamentó a través de la Resolución N° 1312/08 de la ex Secretaría de Energía de fecha 1° de diciembre de 2008. Conforme a este programa, las empresas refinadoras que se comprometían a la construcción de una nueva refinería o a la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, tenían derecho a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N° 394/07 y la Resolución N° 127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

En febrero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 14/2015. La Resolución N° 14/2015 fue responsable de la creación del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo (el “Programa”), que estuvo vigente desde el 1° de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015.

En julio de 2013, el gobierno nacional emitió el Decreto N° 929/2013, que contemplaba políticas de promoción de inversión para la producción de hidrocarburos. Los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de petróleo y gas que cumplieran con los requisitos de inversión se beneficiarían con una reducción de los derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos. El Decreto N° 929/2013 prevé también el otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales por un período de 25 años al que se podrá adicionar en forma anticipada y simultánea con la nueva concesión la extensión del plazo de 10 años a los concesionarios que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

El 11 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 21/2016 dictada por el MEN, la cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de petróleo crudo tipo Escalante producido en la Cuenca Golfo San Jorge. Se pagó un estímulo por cada embarque en la medida que el precio promedio del petróleo Brent no superara los US\$47,50 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por el gobierno nacional ascendió a US\$7,50 por barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 28 de abril de 2016 se publicó el Decreto N° 442/2016 en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut, el cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de excedentes de petróleo crudo, después de satisfacer la demanda interna. Se pagó un estímulo por embarque en la medida que el precio promedio del petróleo Brent no superara los US\$47,20 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por la Provincia del Chubut ascendió a US\$2,50 por barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 2 de diciembre de 2016, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 1199/2016, que puso fin a los reembolsos por exportaciones desde puertos patagónicos que habían sido restituidos por el Decreto N° 2.229 del 2 de noviembre de 2015.

La ex Secretaría de Energía creó, a través de la Resolución N° 24/2008 emitida el 13 de marzo de 2008, un programa denominado “Gas Plus” a fin de incentivar la producción de gas natural proveniente de nuevos descubrimientos, nuevos yacimientos y gas de baja permeabilidad, entre otros factores. El gas natural producido bajo el programa “Gas Plus” no estuvo sujeto al Acuerdo 2007-2011 -ratificado por la Resolución N° 599/07 de la ex Secretaría de Energía – ni a las condiciones de precio establecidas en el mismo. La ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 1031/08, dictada el 12 de septiembre de 2008, modificó la Resolución N° 24/08, mediante la cual se establecen las condiciones específicas que deben cumplir los requirentes a los efectos de poder participar en el programa “Gas Plus”. La Resolución N° 695/09 modificó determinadas condiciones que exigen el cumplimiento de compromisos ya asumidos.

El 14 de febrero de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1/2013 emitida por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos (la “Comisión”). Esta resolución crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (“Plan de Gas”). En virtud de esta norma, se invitó a las empresas a presentar un proyecto ante la Comisión con anterioridad al 30 de junio de 2013, a los efectos de percibir una compensación de hasta US\$7,50 por mmBtu de gas natural inyectado sobre una curva de producción base ajustada a una curva de declino definida por el productor. Esta resolución se utilizó como un medio para incrementar la inyección de gas natural. Estos proyectos tenían que cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013, y estuvieron sujetos a la aprobación de la Comisión, e incluyeron un plazo máximo de cinco años, renovable a pedido del beneficiario, previa decisión de la Comisión. Si la sociedad beneficiaria no cumple en un mes determinado con el aumento de la producción comprometido, debe compensar los volúmenes no producidos. Además, la Comisión puede retirar un proyecto aprobado si tuviera lugar cualquiera de los siguientes eventos: (i) la omisión, inexactitud o distorsión de la información provista por la empresa en un proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto N° 1277/2012 y de sus normas o actos complementarios; (iii) incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del presente programa, previa intimación por un plazo no inferior a quince días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente por un plazo de al menos 180 días; o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa presentaran una disminución de precios o cantidades injustificadas.

Se creó un programa similar en virtud de la Resolución N° 60/2013 de la Comisión, con las modificaciones que se incorporan en la Resolución 83/2013, para los productores de gas que no presentaron sus proyectos de inyección adicional de gas natural con anterioridad a la fecha de vencimiento establecida en la Resolución N° 1/2013 de la Comisión. Los pagos recibidos en virtud de este nuevo programa varían desde US\$4,00 por MMBtu hasta US\$7,50 por MMBtu, dependiendo de la curva de producción alcanzada por la sociedad que corresponda. Además, entró en vigor un tercer programa de estímulo en virtud de la Resolución N° 185/2015 de la Comisión para empresas sin producción previa de gas en Argentina al momento de emisión de la resolución. Al igual que en el Plan de Gas, las empresas con un proyecto aprobado en virtud de esta nueva resolución recibirán un pago por la diferencia entre el precio obtenido en el mercado por la venta de toda su producción de gas y US\$7,50 por MMBtu. La producción de gas sujeta

a dicho pago se aplica solamente a la producción de áreas adquiridas por empresas con proyectos aprobados ya sea en virtud de la Resolución N° 1/2013 o de la Resolución N° 60/2013, siempre y cuando dicha producción fuera calculada con arreglo a estos programas como “inyección excedente” en contraposición a “inyección base”.

Se aprobó la Ley N° 27.007 para promover la explotación no convencional de hidrocarburos y reservas *offshore* y comprobadas de hidrocarburos. Las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley N° 27.007 incluyen, entre otras, (i) establecer los plazos básicos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales), (ii) introducir modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración, (iii) crear concesiones de explotación no convencionales que autoricen a sus titulares a exigir la subdivisión de un área existente en nuevas áreas y a que se le otorguen concesiones de explotación adicionales no convencionales, (iv) permitir al titular de una concesión de explotación no convencional que solicite la unificación con una concesión convencional adyacente y preexistente de su propiedad, (v) permitir una reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleo extra pesados y costa afuera y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional; (vi) establecer nuevos plazos para concesiones de explotación según el tipo (convencionales, no convencionales y *offshore*), con la opción de extenderlos por hasta 10 años, (vii) modificar el plan de regalías estableciendo, entre otros, (a) una posible reducción por parte de la autoridad que corresponda de hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, y (b) en caso de prórrogas, una reducción de hasta el 3% de las regalías aplicables al momento de la prórroga y hasta un máximo total de 18% en el pago de regalías para las siguientes prórrogas, y (viii) convertir en ley determinadas normas relacionadas con la importación de equipos de perforación en virtud del Decreto N° 927/2013 y el régimen de promoción para la explotación de hidrocarburos establecido en el Decreto N° 929/2013.

Marco regulatorio actual para la Industria del Petróleo y Gas

Información general

El gobierno nacional elegido el 10 de diciembre de 2015 ha adoptado medidas significativas en el sector de petróleo y gas, como el ajuste incremental de precios de los servicios públicos de gas natural y electricidad con subsidios cruzados, reducción de impuestos a la exportación de hidrocarburos, el levantamiento de barreras a la importación de combustibles y el comienzo de un proceso hacia una recontractualización en el mercado mayorista de gas natural y la apertura de mercados externos para el gas natural argentino, sean mercados regionales a través de gasoductos, o mercados globales vía licuefacción de gas natural y exportación de gas natural licuado (“GNL”).

Dominio de los hidrocarburos

Argentina es un país federal y desde la modificación de la Constitución en 1994, los recursos de petróleo y gas pertenecen a las provincias (excepto los depósitos *offshore* que se extienden más allá de las 12 millas náuticas, los cuales pertenecen al gobierno nacional). No obstante, el gobierno nacional tiene la facultad exclusiva de reglamentar el marco legal general en materia de extracción de petróleo y gas por medio del mandato constitucional que le ordena dictar las normas sustantivas que regulan las actividades mineras, garantizando así la uniformidad de la legislación.

En consecuencia, desde la promulgación de la Ley N° 26.197 en diciembre de 2006, las provincias son propietarias de los recursos de petróleo y gas y actúan como autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. El gobierno nacional conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La ley también establece que el gobierno nacional conserva la facultad de otorgar concesiones de transporte respecto de: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias, y (ii) concesiones de transporte directamente relacionadas con oleoductos para fines de exportación.

Legislación en materia de zonas de seguridad

La legislación argentina restringe la capacidad de sociedades no argentinas de ser titulares de bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos mineros ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales (principalmente en las zonas fronterizas). Asimismo, se requiere la aprobación previa del gobierno nacional para accionistas que no sean argentinos a los efectos de controlar sociedades

que sean propietarias de inmuebles, derechos mineros, permisos o concesiones de petróleo y gas ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales.

Restricciones en las Islas Malvinas

En marzo de 2007, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 407/07 que aprobó nuevas normas relativas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Según dicha Resolución, con las modificaciones incorporadas por la Resolución N° 194/13, se les prohíbe a los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación que contraten o tengan cualquier otra relación de beneficio con una empresa o entidad que desarrolle o haya desarrollado actividades de exploración de petróleo y gas en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas.

Régimen de exploración y explotación del segmento de upstream

Con la promulgación de la Ley N° 26.197, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivas jurisdicciones, otorgando, supervisando, modificando, prorrogando y revocando permisos de exploración y concesiones de explotación, y son principalmente responsables de dictar y hacer cumplir normas ambientales.

Varias provincias tales como Chubut (Ley N° 102 de 2012) y Neuquén (Ley N° 2453 de 2014) promulgaron sus propias leyes que regulan los permisos de exploración y concesiones de explotación del segmento de *upstream*. En general, estas leyes observan las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, y en caso de conflicto, prevalecerá la Ley de Hidrocarburos.

Luego de más de dos décadas sin que se licitase el otorgamiento de permisos de exploración costa afuera (“*offshore*”), el 2 de octubre de 2018 se publicó el Decreto N° 872/2018 en el Boletín Oficial de la República Argentina, el cual ordenó a la SE convocar a licitación pública internacional para el otorgamiento de permisos de exploración sobre 38 áreas costa afuera, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 65/2018 de la SE, por medio de la cual ésta convocó a la mencionada licitación y aprobó el pliego de bases y condiciones a tal efecto. Luego de acreditar determinadas capacidades técnicas y financieras durante la etapa de precalificación, los interesados presentaron sus ofertas el 16 de abril de 2019 a través de un acto público que contó con la presencia de variadas empresas internacionales y oficiales de la SE. En dicho acto se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas por un total de aproximadamente US\$724 millones. Cinco de dichas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de oferentes ofreció un Bono de Entrada de US\$5 millones en adición a las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. Como resultado, el 17 de mayo de 2019 se publicó la adjudicación de dichas áreas a través de la Resolución N° 276/2019 de la SE.

Permisos de exploración y concesiones de explotación

La Ley de Hidrocarburos es el principal marco regulatorio de la industria de los hidrocarburos, ya que creó un sistema de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el estado (federal o provincial, según la ubicación de los recursos), a través del cual las empresas son titulares de derechos exclusivos para explorar, desarrollar, explotar y poseer título sobre la producción en boca de pozo, a cambio del pago de regalías y la adhesión a un régimen fiscal general. La Ley de Hidrocarburos también ofrece a las empresas petroleras estatales (ya sean nacionales o provinciales) la posibilidad de otorgar derechos a través de los acuerdos de participación en la producción.

La Ley de Hidrocarburos además permite el reconocimiento superficial del territorio que no se encuentre cubierto por los permisos de exploración o concesiones de explotación previa autorización de la ex Secretaría de Energía y/o las autoridades provinciales competentes, según lo establecido por la Ley N° 26.197 y con el permiso del titular de la propiedad privada. La información obtenida como resultado del reconocimiento superficial debe entregarse al MEN y/o a las autoridades provinciales competentes, las cuales no pueden divulgar dicha información durante dos años sin el permiso de la parte que realizó el reconocimiento, excepto en relación con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación.

Los permisos de exploración y concesiones de explotación requieren que los titulares lleven a cabo todo el

trabajo necesario para encontrar o extraer hidrocarburos, utilizando técnicas apropiadas y haciendo determinadas inversiones. Además, los titulares deben:

- evitar daños en los yacimientos de petróleo y residuos de hidrocarburos;
- adoptar medidas adecuadas para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicaciones y el nivel de agua; y
- cumplir con las leyes y normas aplicables federales, provinciales y municipales.

En Argentina existen distintos tipos de concesiones y acuerdos en vigencia:

- concesiones de producción otorgadas en virtud de la Ley de Hidrocarburos por el gobierno nacional o las provincias;
- *joint ventures* y acuerdos de participación en la producción entre los operadores del sector privado y/o NOC federales o provinciales; y
- permisos de exploración.

El procedimiento para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación sobre nuevas áreas (que no sean las concesiones resultantes de un permiso de exploración o la subdivisión de una concesión existente) debe formalizarse mediante licitación pública y los criterios de selección de una oferta deben consistir en el valor de los compromisos de trabajo. Sin embargo, sin contemplar los casos especiales de un proceso de licitación en áreas vacantes de reservas probadas y la transferencia de acciones en concesionarios de zonas ya existentes, puede adquirirse una concesión de explotación no convencional a través de la titularidad de un permiso de exploración o una concesión convencional, sin necesidad de licitar en cualquiera de los casos.

En octubre de 2014, la Ley N° 27.007 modificó la Ley de Hidrocarburos por medio de: (1) la prórroga de los plazos de exploración y explotación y la determinación de los plazos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales); (2) la creación de un tipo especial de concesión para proyectos de hidrocarburos no convencionales que autoricen a sus titulares a exigir la subdivisión de un área existente en nuevas áreas y a que se le otorguen concesiones de explotación no convencionales adicionales; (3) la introducción de modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración; (4) topes en las regalías y ampliación de tarifas de bonificación; (5) una posible reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y *offshore* y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional; y (6) restablecimiento del derecho de exportar un porcentaje de la producción de petróleo y gas, manteniendo a la vez el producido de la exportación en el extranjero, entre otros beneficios.

La Ley N° 27.007, que se aplica a los permisos de exploración emitidos el o después del 31 de octubre de 2014, modifica el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos y establece el plazo de los permisos en dos períodos de tres años cada uno para la exploración convencional, los cuales son prorrogables por hasta cinco años, de modo que la duración máxima del permiso es de 11 años, y dos períodos de cuatro años, los cuales son prorrogables por otro período de cinco años en el caso de exploración no convencional por un total de 13 años y un total de 14 años para la exploración convencional *offshore*. Cada unidad de exploración cubre 100 kilómetros cuadrados y los permisos se encuentran limitados a 100 unidades, por un total de hasta 10.000 kilómetros cuadrados, o 150 unidades en el caso de permisos *offshore*, por un total de hasta 15.000 kilómetros cuadrados. En caso de que los titulares de un permiso de exploración descubran cantidades de petróleo o gas comercialmente explotables, tienen derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de dichas reservas. Tras el vencimiento de cada etapa de exploración (y la finalización de los respectivos compromisos exploratorios), el titular del permiso de exploración puede optar por retirarse o seguir a la siguiente fase. Sin embargo, a los efectos de entrar en la siguiente fase, el titular del permiso debe ceder el 50% de la superficie restante cubierta por el permiso.

Respecto de las concesiones de explotación, el artículo 27 y siguientes establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años.

- Explotación no convencional – 35 años, que incluye un período de plan piloto de hasta cinco años.
- Explotación sobre la plataforma continental y *offshore* – 30 años.

Los titulares de concesiones convencionales, dentro de la respectiva área de concesión, pueden exigir la subdivisión de la zona existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional que, a su vez, son titulares de las concesiones convencionales adyacentes y preexistentes pueden solicitar la unificación de ambas zonas como una única concesión de explotación no convencional, quedando establecido que la continuidad geológica de estas zonas está claramente demostrada.

La Ley de Hidrocarburos divide la fase de explotación de hidrocarburos no convencionales en un “período piloto”, que no puede superar los cinco años y un “período de desarrollo” que (junto con el período piloto) puede extenderse por hasta 35 años (además de cualquier prórroga que corresponda).

Prórrogas

Los titulares de concesiones de explotación pueden solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años cada uno.

La Ley de Hidrocarburos fija los diferentes montos que deben pagar los concesionarios a fin de obtener la prórroga de sus concesiones. Las regalías de hidrocarburos se fijaron en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Como en el régimen anterior, la tasa puede ser reducida hasta en un 5% en casos excepcionales, considerando la productividad, ubicación y otras particularidades de los depósitos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías puede incrementarse en un 3%, hasta un máximo del 18%. En virtud de la Ley N° 26.197, la facultad para prorrogar los plazos de los permisos y concesiones vigentes y nuevos recae en los gobiernos de las provincias donde se encuentre el área en cuestión (y del gobierno nacional respecto de áreas a más de 12 millas náuticas de la costa). A fin de tener derecho a una prórroga, una concesionaria debe haber cumplido con todas sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos, inclusive, entre otros, la constancia de pago de impuestos y regalías y el cumplimiento con obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, la explotación de hidrocarburos en el área en cuestión, y la presentación de un plan de inversiones para desarrollar la concesión. Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho a llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias o adecuadas para la explotación de petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. Una concesión de explotación permite que el titular obtenga una concesión de transporte para el petróleo y gas producido.

El otorgamiento de una prórroga es un trámite desregulado y normalmente implica prolongadas negociaciones entre el solicitante y el gobierno pertinente. Si bien la Ley de Hidrocarburos, con sus modificaciones, establece que las solicitudes deben presentarse al menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión, la práctica habitual de la industria consiste en iniciar el proceso mucho tiempo antes, normalmente tan pronto como haya indicios de la viabilidad técnica y económica de nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de concesión.

Informes

El 16 de marzo de 2006, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 324/06 mediante la cual exige a los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos que presenten en forma anual ante dicha autoridad información sobre las reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, debidamente certificada por auditores externos. Las concesionarias que exportan hidrocarburos están obligadas a certificar sus reservas comprobadas de petróleo y gas. Según el reglamento, la certificación no debe interpretarse como una certificación de reservas de petróleo y gas en virtud de las normas de la SEC. El 7 de noviembre de 2016 el MEN dictó la Resolución N° 69/2016, que incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N° 324/06 mediante la reforma de algunos de sus anexos técnicos que regulan la información que debe presentarse en relación con las reservas. También estableció sanciones para los productores en el caso de irregularidades en los informes presentados sobre reservas, entre las que se incluyen apercibimientos, suspensión del registro o baja del registro, según la magnitud de la irregularidad.

La Ley 26.741 declaró de “interés público nacional” las actividades hidrocarburíferas (incluidas la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos) en el territorio de Argentina. El Decreto N° 1277/12, publicado el 27 de julio de 2012, reglamentó diversos aspectos de esta ley. En particular: (i) derogó artículos de “decretos de desregulación” anteriores que establecieron el derecho de comercializar libremente productos derivados de los hidrocarburos en los mercados nacional y extranjero, y la exención de retenciones a las exportaciones; (ii) creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) estableció la obligación de las empresas hidrocarburíferas de presentar sus datos técnicos, de producción y económicos a la Comisión, como así también sus planes de inversión; y (iv) otorgó amplias facultades de monitoreo sobre dichos planes de inversión a la Comisión con el fin de garantizar “precios comerciales razonables en el mercado interno”. El Decreto N°272/2015 disolvió la Comisión y transfirió ciertas facultades al MEN.

Regalías y canon

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, debe pagarse una regalía del 12% al otorgante de la concesión en la jurisdicción en la que se llevan a cabo las operaciones. Las regalías se calculan sobre la producción de hidrocarburos. Se admiten ciertos descuentos que reflejan un pago regresivo (“*net-back*”) hasta la boca de pozo a los efectos de determinar el valor base para el cálculo de las regalías. Pueden negociarse pagos en especie con la provincia que corresponda. Si bien el pago de regalías no se computa a cuenta de impuestos, califica como un gasto deducible a los efectos del impuesto a las ganancias.

La Ley de Hidrocarburos determina que las regalías son el único mecanismo reconocido a la autoridad otorgante para participar en la explotación de hidrocarburos. Así, se ha eliminado la capacidad de las provincias de incorporar obligaciones monetarias, tales como las “tarifas extraordinarias de explotación”.

Las provincias solamente pueden cobrar la tasa vigente de regalías del 12% sobre los precios de venta reales (determinados en forma regresiva a la boca de pozo), más un 3% adicional en el caso de prórrogas de las concesiones (limitado al 18% arriba mencionado). Las regalías pueden reducirse hasta un 5% teniendo en cuenta la productividad del yacimiento.

Además, de conformidad con los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben pagar un canon anual en función de la superficie de tierra en cuestión y que varía según la fase (exploración o explotación) de la operación. Estas cantidades fueron actualizadas por la Ley N° 27.007 y pueden ajustarse parcialmente a partir del segundo período de exploración básica a la luz de las inversiones efectivamente llevadas a cabo.

La Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación no se verán afectados por la creación de nuevos impuestos o el aumento de impuestos existentes ordenados por el estado municipal o provincial pertinente durante todo el plazo del permiso o concesión que corresponda.

Importación de equipos

El Decreto N° 629/2017 introdujo un “Régimen de Importación de Bienes Usados para la Industria Hidrocarburífera”, que admitía la importación definitiva de bienes usados con una antigüedad no mayor a los 10 años desde su fabricación. El Régimen establecía una tasa de importación que oscilaba entre el 0% y el 14% para bienes incluidos en las posiciones arancelarias mencionadas en los anexos del Decreto N° 629/2017. Tanto los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras como los sujetos que hubieran acreditado la prestación de servicios directamente a la industria del petróleo y gas podían acceder a este beneficio. El régimen tuvo vigencia desde el 11 de agosto de 2017 hasta el 30 de junio de 2019.

Posteriormente, con fecha 20 de mayo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 361/2019, mediante el cual se decidió establecer en un cero por ciento (0%) la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el art. 762 de la Ley N° 22.415 y sus modificatorias (el “Código Aduanero”) hasta el 31 de diciembre de 2019, aplicable a: (i) los bienes de capital que se importen para ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollos de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales, comprendidos en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del MERCOSUR que a esos efectos individualicen, en conjunto el Ministerio de Producción y Trabajo y la SE; (ii) los bienes que se importen en el marco de los Decretos N° 1174/2016 y 629/2017 y de las Resoluciones N° 909/1994 del ex Ministerio

de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones, y N° 256/2000 del ex Ministerio de Energía y sus modificaciones; y (iii) las destinaciones suspensivas de importación temporaria, cualquiera fuera el régimen bajo el cual se cursen.

Adicionalmente, mediante el Decreto N° 555/2019 se estableció un régimen transitorio, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020, para la importación de consumo de ciertos bienes usados (con un máximo de 10 o 20 años de antigüedad, según el bien de que se trate) destinados a las actividades de exploración, perforación o explotación de la industria hidrocarburífera. Podrán acceder a este régimen: (i) los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras previsto en la Resolución N° 407 del 29 de marzo de 2007 de la ex SE; y (ii) quienes acrediten la provisión de bienes y servicios directamente relacionados a la actividad hidrocarburífera para alguna de las empresas inscriptas en dicho registro y que requieran para su normal desarrollo el ingreso al país de los bienes alcanzados por el Decreto. Asimismo, el Decreto establece el procedimiento para la realización de estas importaciones, las alícuotas aplicables, que en ciertos casos serán del 0%, y dispone que para estas operaciones no aplicará la tasa de estadística.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de hasta 35 años, prorrogables, para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos a partir de presentación de ofertas competitivas. De conformidad con la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales pertinentes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión de transporte para el petróleo, gas y los productos petrolíferos que éstos produzcan sin tener que presentarse a una licitación. El plazo de una concesión de transporte puede prolongarse por un período adicional de diez años previa solicitud al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N° 27.007 que se aplica a las concesiones emitidas en o después de octubre de 2014, que no sean las ya reglamentadas por leyes anteriores, para el transporte de hidrocarburos líquidos, permite al Poder Ejecutivo Nacional adjudicar concesiones para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos durante plazos equivalentes a los otorgados para concesiones de explotación vinculadas a dichas concesiones de transporte, tras la presentación de ofertas competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede prorrogarse por plazos adicionales equivalentes a los de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene derecho a: (i) transportar petróleo, gas y productos petrolíferos; y (ii) construir y operar tuberías de petróleo, gas y otros productos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías ferroviarias y demás instalaciones y equipamiento necesario para la eficaz operación de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos para terceros sin discriminación alguna a cambio del pago de una tarifa. Esta obligación, sin embargo, se aplica a las concesiones de productores sólo en la medida en que los titulares de las concesiones dispongan de capacidad excedente y se encuentren expresamente subordinados a los requisitos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación de la ex SE respecto de los oleoductos y tuberías de productos petrolíferos y de ENARGAS respecto de los gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos y las instalaciones relacionadas vuelven automáticamente al gobierno nacional sin pago alguno a favor del titular. Los gasoductos y sistemas de distribución vendidos en relación con la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente, según se describe más arriba.

El 7 de febrero de 2019, el Gobierno Argentino emitió el Decreto N° 115/2019, que modifica ciertas disposiciones del Decreto N° 44/1991. En virtud de este Decreto, en el caso de oleoductos y tuberías de productos petrolíferos, los titulares de concesiones de transporte respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones, tendrán derecho a celebrar contratos de transporte en firme, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto N° 115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (capacidad disponible), permanecerá sujeta al régimen de tarifa regulada del Decreto N° 44/1991. El Decreto N° 115/2019, entre otros asuntos, reguló lo siguiente: (i) la tarifa de transporte podría ser revisada en un período de cinco años antes o después si es requerido por el concesionario de transporte, (ii) la nueva concesión de transporte tendrá un período inicial de 35 años y una posible extensión de un período adicional de 10 años, (iii) el acuerdo de capacidad de transporte, y (iv) el procedimiento de expansión de transporte. En fecha 1 de julio de 2019, se aprobaron, mediante la Resolución N° 357/2019, los términos y condiciones de los concursos a ser convocados conforme el Decreto mencionado sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión

de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

De conformidad con la Ley Nº 26.197, todas las concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no estén directamente conectadas a una tubería de exportación fueron transferidas a la provincia que corresponda. El Poder Ejecutivo Nacional conserva la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte directamente conectadas a tuberías de exportación.

Reversiones

Los permisos de exploración y concesiones de explotación o de transporte caducan ni bien tenga lugar cualquiera de los siguientes eventos:

- por falta de pago de una anualidad del canon respectivo tres meses después de vencido el plazo para abonarlo;
- por falta de pago de las regalías tres meses después de vencido el plazo para abonarlas;
- por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o de cualquier otro tipo;
- por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la Autoridad de Aplicación o de observar las técnicas adecuadas en las operaciones;
- en el caso de permisos de exploración, por no haber solicitado una concesión de explotación en el plazo de 30 días a partir de la declaración de comercialidad de los hidrocarburos;
- por quiebra del titular del permiso o concesión;
- por fallecimiento o fin de la existencia jurídica del titular del permiso o concesión; o
- por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros sin discriminación alguna o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para estos transportes.

La Ley de Hidrocarburos además establece que debe otorgarse un plazo, cuya duración será determinada por la ex SE y/o las autoridades provinciales competentes, a los permisionarios y concesionarios incumplidores para que subsanen dichas transgresiones antes de la declaración de caducidad.

Una vez caducada o extinguida una concesión de explotación, todos los pozos de petróleo y gas, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o al gobierno nacional, ya sea que se trate de una reserva sujeta a jurisdicción local o nacional (por ejemplo, ubicada en la plataforma continental o a una distancia mayor a 12 millas náuticas de la costa), sin que deba hacerse pago alguno al concesionario.

Normas de comercialización de hidrocarburos

Normas de comercialización de petróleo crudo y subproductos

Si el mercado interno ha sido suficientemente abastecido, el productor puede exportar su producción de petróleo crudo. A los efectos de exportar el petróleo crudo o subproductos, los productores o las refinerías deben haber obtenido previamente un permiso del MEN.

Debido a la reciente devaluación del peso argentino junto con los incrementos de los precios internacionales de petróleo crudo, el gobierno argentino patrocinó en el año 2018 un acuerdo de estabilidad de precios a corto plazo con YPF, PAE, Shell Argentina y otros comercializadores de combustibles, mediante los cuales estas compañías acordaron mantener los precios del combustible vigentes el 8 de mayo, 2018 durante los meses de mayo y junio de 2018, sujeto a ciertos mecanismos de compensación acordados en el mismo. Estos acuerdos han perdido vigencia.

Asimismo, dada la abrupta variación reciente del tipo de cambio y el contexto económico y social imperante, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 (según el mismo fuera modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019) por el cual se congelaron los precios del petróleo. En ese sentido, se estableció que, hasta el 13 de noviembre de 2019, las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deben ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de cuarenta y seis pesos con sesenta y nueve centavos por dólar estadounidense (\$46,69/USD) y un precio de referencia Brent de cincuenta y nueve dólares por barril (US\$59/bbl). A su vez, se dispuso un precio máximo, hasta el 13 de noviembre de 2019, para las naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustible por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio). El precio máximo es el precio que estaba vigente el día 9 de agosto de 2019. Mediante la Resolución N° 557/2019, la SE: (i) autorizó el aumento de los precios en hasta un 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y (ii) aumentó el tipo de cambio de referencia para las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local a Ps.49,30 por cada Dólar Estadounidense y mantuvo el precio de referencia Brent en US\$59 por barril.

Asimismo, el artículo 4° del mencionado Decreto estableció que las empresas productoras de hidrocarburos deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales.

A efectos de atenuar el impacto de las medidas implementadas por el gobierno mediante el Decreto N° 556/2010, la SE emitió la Resolución N° 552/2019 que dispuso: (i) una transferencia a las empresas productoras de petróleo que lo soliciten de Ps.116,10 por barril de petróleo entregado al mercado local durante el mes de septiembre de 2019; y (ii) una transferencia a empresas productoras de biocombustibles beneficiarias del régimen de promoción de biocombustibles establecido por las Leyes N° 26.093 y 26.334, que lo soliciten, del equivalente al 6% del precio establecido por la SE para el mes de agosto de 2019, aplicable a la producción entregada al mercado local durante el mes de septiembre de 2019. La solicitud de estas compensaciones por las empresas productoras de petróleo deberán incluir la renuncia de quienes lo soliciten a realizar reclamos relacionados con la aplicación de los Decretos N° 566/2019 y N° 601/2019, mientras que en el caso de las empresas productoras de biocombustibles, deberán renunciar a realizar reclamos relacionados con las normas que establecen la metodología de determinación de precios de los biocombustibles y las que definen sus respectivos precios en el marco del régimen de promoción previsto en la Ley N° 26.093.

La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional a establecer una política nacional para el desarrollo de reservas de hidrocarburos en Argentina con el objeto principal de satisfacer la demanda interna. El comprador final de petróleo crudo en el mercado interno puede ser una refinería, un gran productor o una comercializadora de combustible.

El mercado mayorista de gas natural

Con respecto al gas natural, los productores también deben haber obtenido previamente un permiso de exportación de la SE.

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 (i) creó el Mercado Electrónico de Gas (“MEG”) que coordina las ventas diarias de gas al contado y los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural y (ii) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte (además reglamentado por la Resolución N° 1146/04, dictada el 9 de noviembre de 2004, y la Resolución N° 882/05 emitida por la ex Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

El 22 de agosto de 2018 la SE dictó la Resolución N° 104/2018, modificada por la Resolución N° 9/2018, en virtud de la cual: (i) se derogan las Resoluciones N° 299/98 y N° 131/01 que contenían el procedimiento original para obtener un permiso de exportación, (ii) se deroga la Resolución N° 265/2004, la cual había suspendido el otorgamiento de permisos bajo los citados regímenes, (iii) se deroga la Resolución N° 8-E/2017 (emitida por el gobierno nacional a principios de 2017), la cual definía procedimientos especiales para otorgar permisos de exportación de gas natural que estaban sujetos a compromisos de importación, y

(iv) se establecen nuevos procedimientos para obtener permisos de exportación de gas.

En el marco del nuevo régimen de permisos de exportación, por Resolución de la SE N° 11/2018 de fecha 21 de septiembre de 2018, Pan American Sur S.A. resultó adjudicataria de un permiso de exportación interrumpible de largo plazo para exportar gas a Chile hasta el año 2020.

Posteriormente, el 24 de julio de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 417/2019 de la SE, mediante la cual: (i) se sustituyen los procedimientos para obtener permisos de exportación de gas establecidos por Resolución N° 104/2018, por un nuevo procedimiento previsto por la presente Resolución; (ii) se encomienda a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles: (y) la reglamentación de los mecanismos de sustitución de energía que será de uso también para las exportaciones de gas natural bajo condición firme, y (z) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que este en riesgo la seguridad del abastecimiento interno; y (iii) se faculta a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles a otorgar permisos de exportación mediante la emisión del certificado pertinente. Con fecha 29 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 506/2019 de la SE que estableció el mecanismo de compensación para el MEM por los mayores costos que tuviere que asumir el Estado Nacional derivado de mayores consumos de combustibles (gas natural importado, GNL, carbón, fueloil y gasoil) de costo superior al gas nacional que se autoriza a exportar en condición firme. Dicho sistema de compensación consiste en el establecimiento en 0,1 y 0,2 dólares estadounidenses por millón de BTU (US\$/MMBTU) exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía previsto para exportaciones en condición firme a la República de Chile para el período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020.

A través de la Resolución N° 89/2016 de fecha 1° de junio de 2016 dictada por el MEN se modificaron las normas de despacho de gas natural establecidas en la Resolución N° 1410/10 del ENARGAS a los efectos de promover la re-contractualización del mercado mayorista de gas natural. Con arreglo a lo dispuesto en esta resolución, el 5 de junio de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución I/3833, que establece el “Procedimiento complementario para solicitudes, confirmaciones y control de gas” y el 26 de junio de 2018, ENARGAS emitió la Resolución N° 124/2018, que provee un texto enmendado y modificado del régimen de despacho de gas natural. Este nuevo régimen sustituye al régimen establecido por Resolución I/1410 y demás regulaciones que contradigan a la nueva resolución.

Los precios en el mercado mayorista de gas natural se encuentran desregulados, sujeto a determinados condicionamientos en los suministros destinados al abastecimiento de la demanda eléctrica y para el abastecimiento de usuarios que compran gas a los distribuidores.

En el caso de la demanda destinada a generación de energía eléctrica, la Resolución 95/2013 de la ex Secretaría de Energía monopoliza casi todas las compras realizadas a través de CAMMESA.

Con fecha 1 de agosto de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 46/2018 del ME que: (i) instruye a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica, y (ii) establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el precio del gas en boca de pozo (“PIST”) para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1 de agosto de 2018.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 70/2018 de la SE, modificatoria de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la referida Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

En el caso de la demanda destinada al abastecimiento para los usuarios que compran gas a los distribuidores, el 7 de octubre de 2016 y luego de la celebración de las audiencias públicas sobre revisión de tarifas, el MEN dictó la Resolución N° 212/2016 que establece nuevos precios de gas natural y nuevos cuadros tarifarios de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las “*Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes*” (las “*Bases y Condiciones*”). Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones, hasta el 31 de diciembre de 2019, considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destacan: (i) el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición del gas; (ii) el establecimiento de los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y Condiciones; (iii) el establecimiento de penalidades ante incumplimientos de cualquier parte de su obligación de entregar gas o tomar el mismo; (iv) el establecimiento de los precios del gas, en dólares Estadounidenses, para cada cuenca para los próximos dos años, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme a las negociaciones libres aplicables; (v) el establecimiento de pautas de pago de las compras efectuadas por las distribuidoras de gas por redes (las “*Distribuidoras*”) a los productores; (vi) la asunción, por parte de ENARSA, de la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (correspondientes a las zonas de menor precio de gas residencial cobrado a usuarios y consumidores), durante el período de transición.

Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y Condiciones establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes. Como consecuencia de ciertas variables macroeconómicas, los productores de gas natural y los distribuidores iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos individuales de suministro celebrados de conformidad con las Bases y condiciones para abordar dos cuestiones principales: (i) el pago por parte de los distribuidores de las deudas que surjan de las diferencias de tipo de cambio (que resultaron del tipo de cambio dólares Estadounidenses – pesos Argentinos utilizado por los distribuidores para el pago de los precios por el volumen del gas natural, tipo de cambio considerado en las tarifas del gas natural, frente al tipo de cambio que se debería haber considerado según los acuerdos de suministro, por el período de abril a septiembre de 2018) (“*Deuda ER*”); y (ii) los precios del gas natural para el período de octubre a diciembre de 2018.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1053/2018 por el cual, conforme su artículo 7, el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes: (i) 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del BNA para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (“pizarra”); (ii) las cuotas serán percibidas por las distribuidoras que inmediatamente pagarán a los productores; y (iii) Distribuidoras y productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el Decreto N° 1053/18 dispuso en su artículo 8 que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Adicionalmente, el mencionado Decreto facultó a ENARGAS para regular aún más las condiciones antes mencionadas.

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 72/2019 emitida por el ENARGAS, que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas, aplicable a partir del 1° de abril de 2019. La mencionada Resolución, entre otros aspectos, establece que, a los efectos del traslado a tarifas del precio del gas convenido en dólares, el ENARGAS definirá el tipo de cambio a considerar para la conversión a pesos en base al valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas)

observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas. Para los volúmenes de gas sujetos a exportación, que no se encuentran cubiertos por acuerdos específicos, se aplicarán las disposiciones de la sección 9.4.2.6 del reglamento básico de la licencia de distribución y el Decreto N° 1020/95, siempre que la información necesaria para los cálculos aplicables esté disponible.

Asimismo, el día 20 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 466/2019 emitida por el ENARGAS, mediante la cual se aprobó la metodología para determinar el monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N° 1053/2018. La Resolución N° 466/2019, modificada por Resolución N° 554/2019, aprobó el modelo de solicitud de adhesión al régimen instituido por el mencionado Decreto, el cual deberá ser presentado completo hasta el 15 de octubre de 2019, por las distribuidoras y los proveedores que adhieran al régimen.

Finalmente, ante la abrupta variación reciente del tipo de cambio, la SE ha resuelto mediante el dictado de la Resolución N° 521/2019, publicada el 3 de septiembre de 2019 en el Boletín Oficial, diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020. Asimismo, dicha resolución difiere el ajuste tarifario de las distribuidoras de gas natural por variaciones de precios del gas en punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020, instancia en la cual se efectuarán las adecuaciones pertinentes a los períodos a considerar para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas por el diferimiento.

Consideraciones adicionales sobre regímenes promocionales

El 11 de enero de 2017 algunos de los productores y refinerías firmaron con el gobierno nacional el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”. El acuerdo creó un sistema de precios donde el precio local del petróleo siguió la trayectoria de los precios internacionales durante 2017 con el objetivo de que los precios locales converjan con los precios internacionales. En septiembre de 2017, el MEN consideró que se cumplieron las condiciones para desregular el precio local de modo que el acuerdo ya no se encuentra vigente.

Gas Natural

La Ley 27.007 incorpora al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) a los proyectos, conforme fueran autorizados por el MEN, que impliquen una inversión directa en moneda extranjera mayor a US\$250 millones durante los primeros tres años del proyecto. Además, modificó el porcentaje de hidrocarburos que, a partir del tercer año, estarían sujetos a los beneficios del régimen. Respecto de las concesiones de explotación convencionales y no convencionales, como así también las concesiones *offshore* en profundidades menores o iguales a los 90 metros, el porcentaje es del 20%; respecto de concesiones *offshore* en profundidades mayores a los 90 metros, el porcentaje es del 60%. Además, la Ley N° 27.007 crea un aporte de “Responsabilidad Social Corporativa” fijado en un 2,5% del monto de inversión inicial del proyecto que corresponda. Asimismo, el Estado Nacional debe hacer un aporte para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras de petróleo y gas, el cual debe determinarse a la luz del alcance del proyecto. En cuanto a los beneficios de importación, la Ley N° 27.007 prevé una reducción de los derechos de importación según lo establecido por el Decreto 927/2013, para bienes de capital e insumos considerados esenciales para la implementación de los planes de inversión.

Conforme se describe bajo “Regímenes promocionales durante el período de emergencia” más arriba, en febrero de 2013, el Estado Nacional lanzó el Programa de Estímulo al Gas Natural, un régimen de promoción que busca un aumento en producción y reservas. Para más detalles sobre este Programa, véase “Regímenes promocionales durante el período de emergencia” más arriba.

Posteriormente, el MEN dictó la Resolución N° 97/2018, que establece un procedimiento para cancelar las compensaciones pendientes de pago en virtud del programa correspondiente al período 2017. Según la norma, las compensaciones se cancelan mensualmente en 30 cuotas iguales y consecutivas a partir de enero de 2019.

El 2 de marzo de 2017, el MEN emitió la Resolución N° 46-E/2017, modificada por la Resolución 419-E/17, que creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural

proveniente de Reservorios No Convencionales” o “Programa de Estímulo de la Resolución 46-E”, con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de áreas no convencionales en la Cuenca Neuquina.

En virtud de este programa, vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2021, las empresas participantes deben ser titulares de Concesiones de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales ubicadas en la cuenca Neuquina (que se extiende hasta la cuenca Austral en virtud de la Resolución N° 447-E/2017) y presentar un plan de inversiones específico que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría Nacional de Recursos Hidrocarbúferos.

Las empresas tienen derecho a cobrar una compensación que se calcula como la diferencia entre el precio mínimo garantizado (fijado en: (i) US\$7,50/MMBTU para 2018, (ii) US\$7,00/MMBTU para 2019, (iii) US\$6,50/MMBTU para 2020, (iv) US\$6,00/MMBTU para 2021) y el precio promedio mensual ponderado por volumen de ventas totales de gas natural en Argentina, publicado por la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos. La Resolución 419-E/17 define las pautas consideradas por la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos para determinar el precio promedio mensual ponderado por volumen de ventas totales de gas natural en la Argentina.

La compensación en virtud del programa se calcula sobre la producción de Gas No Convencional por comercializar; esto es, el gas natural ya acondicionado para su comercialización, excluyendo los consumos internos en el yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (el precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa en el mercado local) y el precio mínimo.

La Resolución N° 419-E/2017 del MEN, de fecha 2 de noviembre de 2017, modificó en forma parcial el Programa de Estímulo de la Resolución 46-E. La resolución hace una distinción entre concesiones de explotación con una producción -medida entre junio de 2016 y julio de 2017- inferior o superior a 500.000 m³/d. Respecto de las concesiones con una producción igual o superior a 500.000 m³/d, los beneficios del Programa de Estímulo de la Resolución 46-E solamente se aplican a los volúmenes de producción superiores a la producción inicial de la concesión. En definitiva, no se otorga ningún beneficio a las concesiones que no alcanzan un promedio de producción de más de 500.000 m³/d durante cualquier período de doce meses consecutivos antes de diciembre de 2019.

De conformidad con la resolución, se paga un 88% de la compensación a la empresa con derecho a recibirla, mientras que el 12% restante se abona a las provincias donde se ubican las áreas de explotación no convencionales que forman parte del programa. Asimismo, el programa prevé pagos provisorios equivalentes al 85% de la compensación que corresponda, en función de las proyecciones de producción presentadas por la empresa participante. El primer pago provisorio debe hacerse antes del último día hábil del mes siguiente al momento en que se aprueba la incorporación de la empresa al Programa de Estímulo de la Resolución 46-E (o la aprobación de un nuevo permiso de producción en el Programa de Estímulo de la Resolución 46-E) o en febrero de 2018, según corresponda. El mencionado importe provisorio se ajusta en función de las declaraciones juradas de la sociedad que corresponda.

Con fecha 3 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 97/2018 del ME que aprueba el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, al que podrán adherir las empresas beneficiarias (el “Procedimiento”).

En el marco de dicha Resolución, cada empresa puede optar por percibir las compensaciones bajo el Procedimiento manifestando su adhesión dentro de los 20 días hábiles de la publicación de la Resolución. Para ello, se exige renunciar a todo derecho, acción, recurso y reclamo, administrativo y/o judicial, con fundamento en el Programa, con excepción de: (i) la impugnación de los actos administrativos que determinen las compensaciones que corresponden de acuerdo con el Procedimiento; y (ii) el incumplimiento de los pagos previstos bajo el Procedimiento por un monto mínimo de 3 cuotas, a opción de cada empresa beneficiaria. La determinación del monto de la deuda se realizará del siguiente modo: 85% del monto en dólares calculado según el tipo de cambio al momento de la inyección (“tipo de cambio del Programa”) y el 15% del monto en dólares pero devaluado (multiplicado por el cociente entre el tipo de cambio del Programa y el tipo de cambio correspondiente a las fechas de pago de las resoluciones de compensación ya emitidas o de la fecha de publicación de la Resolución 97/2018, según corresponda). Finalmente, la deuda comenzará a cancelarse a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales y

consecutivas, en pesos al tipo de cambio promedio, indicado en la Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina (“BCRA” o “Banco Central”), del mes anterior a cada cuota.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual incluye, en su artículo 55, la autorización para la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta US\$1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 del Plan Gas I (conforme lo dispuesto en la Resolución N° 97/2018 del ME).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución N° 54/19 de la SE, que modifica parcialmente la Resolución N° 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el art. 55 de la Ley N° 27.467. Dispone, entre otras cuestiones, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de diez días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación con los programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Conjunta N° 21/19 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión, con fecha 27 de febrero de 2019, de los “Bonos Programas Gas Natural” por un monto hasta un valor nominal de US\$1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas. Dicho programa no devenga interés.

Actividades de *midstream* y *downstream* de gas natural

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea para el transporte un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como el caso de la Compañía, tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna.

La Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural aplicable a los cuales considera como servicios públicos, y tiene el objeto de: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, el transporte y la distribución de gas natural; (iv) asegurar el abastecimiento suficiente del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y la distribución eficaz y segura. Toda la capacidad de transporte de gas en gasoductos, excepto por aquella que corresponda a evacuación de producción propia del concesionario en virtud de los artículos 28 y 43 de la Ley de Hidrocarburos, se encuentra sujeta a dicho régimen regulado.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural y prohíbe ciertas formas de propiedad cruzada entre transportistas, distribuidores y vendedores minoristas de una manera que pueda permitirles a ellos o a sus afiliadas controlar a más de un tipo de dichas entidades.

El sistema de transmisión de gas se divide actualmente en dos sistemas principalmente en función de su geografía (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), diseñados para darle a ambos sistemas acceso a las fuentes de gas y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos empresas transportadoras. Además, el sistema de distribución se divide en nueve distribuidoras regionales, entre las que se incluyen dos distribuidoras que abastecen el área del Gran Buenos Aires.

El Decreto N° 589 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N° 729 de fecha 22 de mayo de 1995 incorporando como segundo párrafo la posibilidad que en el caso de gasoductos que se construyan o amplíen a futuro, los transportistas puedan negociar libremente sus contratos de transporte con productores en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, limitando el régimen regulado a la capacidad de transporte no comprometida en tales contratos.

El Decreto N° 465/2019 de fecha 5 de julio de 2019 instruyó a la SE a convocar a licitación pública nacional e internacional, a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que contemple como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto que conecte la Subzona Neuquén (en las proximidades de la localidad de Tratayén de la Provincia del Neuquén) con la localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la Ciudad de San Nicolás de los Arroyos de la Provincia de Buenos Aires. Dicha licencia permitirá un régimen de libre negociación contractual y fijación de precios de transporte por un plazo de

17 años contados a partir de la suscripción de la licencia. En ningún caso los valores que surjan de la negociación podrán ser trasladables a los cuadros tarifarios finales de los usuarios de la demanda prioritaria de gas natural. De esta forma, la SE convocó a la licitación mediante la Resolución 437/2019, y mediante la Providencia N° 77786944, la SE postergó, debido a pedidos de prórroga, la fecha de apertura de sobres para el 12 de noviembre de 2019.

Normas de comercialización de gas licuado de petróleo

La Ley N° 26.020, promulgada el 9 de marzo de 2005, establece el marco legal para la industria y la comercialización de gas licuado de petróleo (“GLP”), cuya autoridad de aplicación es la ex Secretaría de Energía (la “Ley de GLP”). Esta ley controla las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en la Argentina y declara que estas actividades son de interés público, con vistas a asegurar un abastecimiento normal, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no han tenido, históricamente, acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley de GLP incluye a todas las partes que participan en la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en Argentina. Adicionalmente, la Ley de GLP establece el principio de libre acceso a la industria y el mercado de GLP, así como a la libre importación de GLP y ciertas restricciones a las exportaciones, que solamente pueden aprobarse si el abastecimiento interno no resulta afectado.

La Ley de GLP:

- crea un Registro de Envases de GLP, obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad;
- protege las marcas de los fraccionadores de GLP;
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la autoridad debe publicar en forma periódica los precios de referencia del GLP vendido en envases de 45 kg o menos;
- requiere que la ex Secretaría de Energía: (i) establezca mecanismos de transferencia del GLP a fin de garantizar acceso al producto a todos los agentes de la cadena de abastecimiento; (ii) establezca mecanismos de estabilización de precios de GLP cobrados a los fraccionadores locales de GLP; y (iii) junto con la Comisión de Defensa de la Competencia de Argentina, efectúe un análisis del mercado de GLP y su comportamiento, a los efectos de establecer límites a la concentración de mercado para cada etapa, o a la integración vertical a lo largo de toda la cadena de la industria del GLP (limitaciones que comprenden a las sociedades vinculadas, controlantes o controladas);
- concede acceso abierto a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y
- crea un fondo fiduciario para atender el consumo de GLP envasado para comunidades de bajos recursos y la expansión de redes de distribución de gas natural a nuevas áreas, donde sea técnicamente posible y económicamente viable. El fondo fiduciario se financia a través de: (i) multas establecidas por Ley N° 26.020, (ii) asignaciones del Presupuesto General del Estado, (iii) fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con instituciones nacionales o internacionales, y (iv) fondos que la ex Secretaría de Energía pueda determinar sobre los operadores de la industria del GLP.

La ex Secretaría de Energía fijó, mediante varias resoluciones posteriores, los precios de referencia aplicables a ventas de envases de GLP de menos de 45 kilogramos y a ventas de GLP a granel exclusivamente a los fraccionadores de GLP. Además, la ex Secretaría de Energía aprobó el método de cálculo de la paridad de exportación de GLP que es actualizada todos los meses por la ex Subsecretaría de Combustibles.

La Disposición N° 168/05 de la ex Subsecretaría de Combustibles exige que los posibles exportadores de GLP obtengan primero una autorización de la ex Secretaría de Energía. Al hacerlo, las empresas primero deben demostrar que la demanda local se encuentra cubierta o que se ha hecho una oferta para vender GLP a la demanda local y que la misma ha sido rechazada.

El 19 de diciembre de 2008, la ex Secretaría de Energía y los productores de gas natural argentinos celebraron un Acuerdo Complementario principalmente destinado a otorgar un subsidio cruzado a los consumidores de GLP de bajos ingresos. El Acuerdo Complementario se prorrogó en varias oportunidades hasta el (i) 31 de diciembre de 2010, (ii) 31 de diciembre de 2011, (iii) 31 de diciembre de 2012, (iv) 31 de diciembre de 2013, y (v) hasta el 31 de diciembre de 2014. El Acuerdo Complementario no se ha prorrogado nuevamente.

Precios de referencia de la cadena de comercialización de butano

El 5 de abril de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N° 56-E/2017 en el Boletín Oficial, en virtud de la cual se fijaron los nuevos precios de referencia máximos para los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos bajo el “Programa Hogar” (Decreto N° 470/2015 y Resolución N° 49/2015 de la ex Secretaría de Energía) y modifica los precios de referencia establecidos en la Resolución N° 70/2015 de la Secretaría de Energía.

El 7 de junio de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N° 75/2017 en el Boletín Oficial, que modifica las normas aplicables al “Programa Hogar” y establece que el ajuste de los precios de referencia aplicables a los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg no será aplicado automáticamente en períodos trimestrales. En cambio, dichos ajustes deben hacerse según el criterio de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos en su carácter de autoridad de aplicación del Programa Hogar. Además, la resolución establece que el ajuste de los precios de referencia para los productores y fraccionadores de GLP a cuenta de la Actualización por Revisión Integral establecidos en las normas del Programa Hogar tendrá lugar únicamente después de hacer un análisis previo de las variaciones de costos y su incidencia, y teniendo en cuenta los factores, regionales, de distribución y logísticos.

La Resolución N° 287-E/2017 del MEN, publicada el 1° de diciembre de 2017, estableció nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para productores de butano y propano con vigencia a partir del 1° de diciembre de 2017, e introdujo enmiendas al Anexo de la Reglamentación del Programa Hogares con Garrafa aprobado por la Resolución N° 49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores por servicios complementarios de cualquier tipo, sea cual fuere su denominación, si al hacerlo se superan los precios máximos de referencia y las desviaciones máximas permitidas.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N° 5/2018 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinados a la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano; con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

Refinación del segmento de *midstream* y comercialización del segmento de *downstream*

El Decreto N° 1212/89 reglamenta las actividades de refinación de hidrocarburos realizadas por productores de petróleo y otros terceros. Este decreto, junto con la normativa emitida por la ex Secretaría de Energía, reglamenta los aspectos comerciales, ambientales, de calidad y seguridad de refinerías y estaciones de servicio. Además, autorizó las importaciones, eliminó el régimen de cuotas de petróleo vigente a la fecha de emisión del decreto y desreguló la instalación de refinerías y estaciones de servicio. Se delegaron a las autoridades provinciales y municipales ciertas facultades de supervisión y contralor de la ex Secretaría de Energía y, por consiguiente, la refinación y venta de productos refinados también debe cumplir con las normas provinciales y municipales técnicas, de salud, seguridad y ambientales.

Las actividades de refinación de petróleo crudo realizadas por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las empresas de petróleo en el registro mantenido por la ex Secretaría de Energía y al cumplimiento de las normas ambientales y de seguridad, así como con la legislación ambiental provincial y las inspecciones municipales de salud y seguridad.

La inscripción se otorga en función de normas financieras, técnicas y de cualquier otro tipo. Conforme se indica a continuación, las bocas de expendio de combustibles líquidos, puntos de venta en los que se fracciona el combustible, la reventa a grandes usuarios y los contratos de suministro entre estaciones de servicio y compañías petroleras también están deben inscribirse en la ex Secretaría de Energía.

La Resolución N° 419/1998 de la ex Secretaría de Energía, con sus modificatorias, exige que las empresas petroleras que llevan a cabo actividades de importación, exportación, procesamiento y comercialización (incluidas las estaciones de servicio) sean sociedades anónimas y estén inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, sujeto a requisitos técnicos y financieros. La inscripción en el Registro de Empresas Petroleras debe renovarse todos los años.

La Resolución N° 1102/2004 de la ex Secretaría de Energía establece que los combustibles líquidos y el petróleo crudo solamente pueden ser comprados y vendidos por empresas registradas en la ex Subsecretaría de Combustibles. Además, las empresas que lleven a cabo actividades de almacenamiento, distribución y/o comercialización de combustible también deben estar inscriptas en la ex Subsecretaría de Combustibles.

El Decreto N° 1060/2000 y la Resolución N° 1879/2005 de la ex Secretaría de Energía establecen que los contratos de suministro celebrados entre las refinерías y los operadores de estaciones de servicio no pueden extenderse más allá: (i) de 8 años para las nuevas estaciones de servicio; y (ii) de 5 años para renovaciones y prórrogas de contratos anteriores.

En virtud de la Resolución N° 1283/2006 de la ex Secretaría de Energía, la comercialización local de productos refinados debe cumplir con determinadas especificaciones técnicas.

Por medio de la Resolución N° 5/2016, publicada en el Boletín Oficial el 1 de junio de 2016 y vigente a partir de junio de 2016, el MEN definió las nuevas especificaciones para la comercialización de nafta y gasoil en Argentina. La Resolución SE N° 558/2019, publicada en el Boletín Oficial el 20 de septiembre de 2019, modificó la Resolución N° 5/2016 extendiendo los plazos en materia de contenido de azufre. Las empresas petroleras deben presentar un cronograma de inversiones para los próximos 4 años con el objeto de cumplir con las nuevas normas aplicables a nafta y gasoil. La fecha límite para hacer esta presentación venció el 30 de septiembre de 2016. De conformidad con el artículo 1 de la Resolución N° 5/2016, el Anexo II de la Resolución N° 1283/2006 ha sido sustituido por el Anexo I de dicha resolución. La Resolución N° 5/2016 actualiza el reglamento que regula esta norma haciendo especial referencia a las normas ASTM D 5191 y ASTM 4953 que no se incluyeron en el régimen anterior. Se prevé además que las refinерías locales cuya producción de fuel oil no cumpla con esta norma deben presentar un plan de ajuste ante el MEN en el plazo de 90 días después de la publicación de la Resolución, incluidas las obras y acciones que deben llevarse a cabo a los efectos de cumplir con la norma 24 meses después de la publicación de la Resolución.

Normativa Ambiental en Argentina

Los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, con la reforma del año 1994, y otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales recientemente sancionadas, fortalecieron el marco legal para la protección del medio ambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más estricta en cuanto a la aplicación de las leyes y reglamentaciones ambientales, incrementando las sanciones por eventuales desacatos a las mismas.

De conformidad con los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes de la República Argentina tienen derecho a un ambiente sano y el deber de preservarlo para las generaciones futuras. Las personas que provoquen daños al medio ambiente tienen la obligación de subsanar el daño causado conforme a lo previsto en la ley aplicable. El gobierno nacional tiene derecho a dictar normas mínimas para la protección del medio ambiente, mientras que las provincias y los municipios también pueden dictar normativa en la materia.

Nuestras operaciones están sujetas a leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales que regulan la calidad ambiental en Argentina. Estas leyes y reglamentaciones establecen la obligación de obtener ciertos permisos, definen normas sobre determinados aspectos de calidad ambiental, establecen sanciones y demás responsabilidades ante la violación de dichas obligaciones y prevén los deberes de subsanación del daño ambiental provocado.

En general, la Emisora está sujeta a los requisitos de las siguientes leyes federales en materia ambiental (incluidas sus respectivas disposiciones reglamentarias y complementarias). A modo de ejemplo:

- Constitución Nacional (Artículos 41 y 43, entre otros);
- Ley General del Ambiente N° 25.675;

- las normas NAG (emitidas por ENARGAS) de protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases distribuidos por tuberías;
- Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- Ley sobre Preservación del Aire N° 20.284;
- Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB N° 25.670;
- el Código Penal; y
- el Código Civil y Comercial de la Nación, el cual establece las reglas generales del derecho de responsabilidad civil.

Estas leyes y reglamentaciones abordan cuestiones ambientales de índole nacional, entre ellas, la eliminación de efluentes líquidos, la investigación y limpieza de sustancias peligrosas, los reclamos por daños a recursos naturales y responsabilidad por actos ilícitos extracontractuales con respecto a sustancias tóxicas. Se puede dictar normativa provincial y local que complementa esas leyes y reglamentaciones de índole nacional.

En lo particular, la Compañía está sujeta a la Resolución N° 105/92 dictada por la ex Secretaría de Energía, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental (“EIA”) ante la ex Secretaría de Energía y, en todo caso, antes de dar inicio a cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo o gas, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la ex Secretaría de Energía. Las empresas también están obligadas a presentar estudios ambientales ante el organismo con frecuencia anual. Puede suceder que los EIA estén sujetos a aprobación provincial.

La Compañía también está sujeta a muchas otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, incluyendo, sin carácter restrictivo, aquellas que rigen en materia de venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos y Estudios de Impacto Ambiental.

Habida cuenta de que las actividades de la Compañía se llevan a cabo en distintas jurisdicciones provinciales, se deben tener en cuenta las reglamentaciones aplicables en cada una de ellas.

La reseña precedente de las principales leyes ambientales aplicables en Argentina es simplemente un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva del marco legal aplicable en Argentina en materia ambiental. Este resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con cuestiones ambientales vigentes a la fecha de este Prospecto, las cuales están sujetas a cambios.

Seguro Ambiental

Conforme al artículo 22 de la Ley N° 25.675, toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, debe contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar la disposición de fondos para reparar los daños que pudiere haber provocado. El artículo 22 a su vez dispone que esa persona, según el caso, deberá integrar un fondo de restauración ambiental que posibilite la instrumentación de acciones de reparación.

En septiembre de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional reglamentó ciertos aspectos de la citada ley a través del Decreto N° 1638/2012, en virtud del cual se establecieron dos posibles tipos de coberturas: el Seguro de Caucción por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva y el Seguro de Responsabilidad por Daño

Ambiental de Incidencia Colectiva. A su vez, dispuso las pautas que la Superintendencia de Seguros de la Nación deberá seguir al elaborar planes de seguro que brinden la cobertura prevista en el Artículo 22 de la Ley N° 25.675. Dicho decreto establece también que: (i) corresponde a las aseguradoras, en función de los criterios de determinación aplicables previstos en la Resolución N° 1398/2008 adoptada por la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, determinar el monto mínimo asegurable de entidad suficiente para ofrecer la cobertura prevista en dicho Artículo 22 de la Ley N° 25.675, y (ii) las aseguradoras deben realizar un estudio de la situación ambiental inicial a fin de relevar el riesgo y detectar daños preexistentes, denominado “nivel de complejidad ambiental” (“NCA”). El NCA se calcula aplicando una fórmula polinómica, desarrollada en la Resolución N° 1639/2007 emitida por la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. De acuerdo con los valores de la NCA, el riesgo se divide en tres categorías, considerándose “actividades riesgosas para el ambiente” a aquellas identificadas en las categorías 2 y 3 que corresponden a una complejidad ambiental media o alta, respectivamente.

Con fecha 28 de junio de 2019, fue dictado el Decreto N° 447/2019 que entrará en vigencia a partir de los 90 días hábiles de su publicación. Este Decreto derogó el Decreto N° 1638/2012 y dispuso los seguros que deberán contratar las personas jurídicas o humanas en el marco del art. 22 de la Ley N° 25.675, que son: (i) seguro de caución por daño ambiental de incidencia colectiva; (ii) pólizas de seguro con transferencia de riesgo; u (iii) otros instrumentos financieros o planes de seguro que sean aprobados por la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable y la Superintendencia de Seguros de la Nación. Tales seguros, así como los actualmente vigentes, deberán garantizar la efectiva remediación del daño causado hasta el monto mínimo asegurable.

Impuestos

Impuesto a las Ganancias

La Sucursal está alcanzada por el impuesto a las ganancias bajo el criterio de renta mundial. Los impuestos efectivamente pagados a fiscos extranjeros pueden ser utilizados como créditos fiscales contra el impuesto a las ganancias de Argentina en la medida de la obligación de tributar impuestos en Argentina sobre los ingresos de fuente extranjera que están alcanzados por impuestos a las ganancias del extranjero.

Los costos de exploración deben ser activados hasta la etapa de producción o de abandono. La amortización de los activos se calcula por aplicación del método de las unidades de producción. El costo del abandono puede ser susceptible de deducción por aplicación del principio de lo devengado, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

De conformidad a lo previsto por las reformas introducidas por la Ley 27.430, la Ley 27.468 y las regulaciones emitidas consecuentemente, sólo se admite el ajuste por inflación sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC en los siguientes casos: (a) para las inversiones o adquisiciones de activos efectuadas en los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 (b) sobre los activos existentes al cierre del ejercicio fiscal finalizado el 30 de diciembre del año 2017, si se paga el impuesto especial por el revalúo de bienes de uso, y (c) generalmente, si se verifica un porcentaje de variación del IPC, calculado desde el inicio y hasta el cierre de cada ejercicio, superior al 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer período fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2018, respectivamente.

Los quebrantos impositivos pueden ser trasladados a períodos futuros por un lapso de cinco ejercicios fiscales.

La alícuota corporativa del impuesto a las ganancias es del 30% por los ingresos devengados en los ejercicios económicos 2018 y 2019, y del 25% por los ingresos devengados a partir del ejercicio 2020 en adelante.

La distribución de las ganancias de la sucursal está sujeta a una retención impositiva del 7% en concepto de las ganancias devengadas en los ejercicios económicos 2018 y 2019, y del 13% por las ganancias devengadas a partir del ejercicio 2020 en adelante.

Las transacciones entre la Sucursal y partes relacionadas en el extranjero están alcanzadas por la normativa de precios de transferencia.

Argentina tiene 20 tratados para evitar la doble imposición actualmente en vigencia (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Reino de los Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza, Reino Unido y Uruguay).

Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

Las ventas de bienes muebles ubicados en Argentina y los servicios prestados en Argentina, las importaciones de mercaderías a Argentina y los servicios prestados en el extranjero y utilizados en Argentina se encuentran alcanzados por el Impuesto al Valor Agregado.

Los proveedores locales de bienes y servicios agregan el IVA a sus facturas.

En el caso de las locaciones o prestaciones gravadas realizadas por sujetos del exterior en el país se aplica el régimen de responsable sustituto, debiendo el contribuyente local abonar el IVA a la AFIP.

La alícuota estándar es del 21%, pero existe una tasa reducida del 10,5% para algunas ventas y servicios, tales como las ventas de activos fijos en tanto y en cuanto éstos se encuentren incluidos en un listado adjunto a la Ley N° 20.631, y sus modificatorias, que define los activos listados de conformidad con el Código Aduanero y ventas de GLP. También existe una tasa incrementada del 27% para la venta de gas a las industrias. El gas vendido a las plantas de energía eléctrica está sujeto a una tasa del 21%.

Las importaciones deben tributar IVA sólo si son definitivas. Las importaciones temporarias están exentas de IVA, pero las mercaderías importadas deben ser re-exportadas en un lapso de 3 años. Las exportaciones están exentas de IVA.

El IVA acumulado que se le paga a los proveedores de bienes y servicios (créditos fiscales) se recupera cuando: (i) el contribuyente factura sus productos a sus clientes locales; o (ii) el contribuyente exporta sus productos y solicita un reembolso al fisco argentino.

El IVA debe ser originado en la compra, la construcción o la fabricación de activos sujetos a amortización (salvo los automóviles) que el contribuyente no pudo recuperar al cabo de 6 períodos fiscales mensuales pueden ser reembolsados. La exigencia es que dichos activos aún pertenezcan al contribuyente en el momento del reembolso.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (“IGMP”)

Se trata de un tributo que grava los activos en poder de la Sucursal a una alícuota del 1% en tanto y en cuanto el valor total de dichos activos exceda los Ps.200.000. El impuesto se paga anualmente. El impuesto a las ganancias puede ser utilizado para compensar el IGMP, que sólo es pagadero en la medida que el importe a pagar en concepto de IGMP supere el importe pagadero en concepto de impuesto a las ganancias.

La Ley N° 27.260 (publicada en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016) derogó este impuesto con vigencia a partir del 1 de enero de 2019.

Impuesto a los Bienes Personales

Se trata de un impuesto que grava la diferencia entre los activos y pasivos de la Sucursal el 31 de diciembre de cada año. Este tributo se paga anualmente. La alícuota en vigencia actualmente es el 0,25%. Las entidades tales como la Sucursal han sido declaradas fuera del alcance de este impuesto a través de un fallo pronunciado por la Corte Suprema de la Nación que fue aceptado por el fisco argentino.

Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias

Este impuesto grava cada débito y cada crédito en cuentas bancarias mantenido por la Sucursal en entidades financieras que se rigen por la Ley N° 21.526. En general se impone al 0,6% sobre cada débito y cada crédito. La entidad financiera actúa como agente de retención. Existe la posibilidad de aplicar el 33% del impuesto pagado por cada crédito y débito de este impuesto como un crédito contra el impuesto a las ganancias.

Impuesto a los Ingresos Brutos

El impuesto a los ingresos brutos grava los ingresos brutos obtenidos del ejercicio habitual de una actividad económica en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires. Se trata de un impuesto provincial y cada provincia tiene su propia legislación, pero las provincias han firmado un convenio multilateral que sienta las reglas para la asignación de la base imponible entre ellas.

Es de aplicación a todas las etapas de la cadena comercial y el importe pagado en concepto de impuesto sobre los ingresos brutos no es susceptible de ser usado como crédito. La alícuota impositiva depende de la provincia y de la actividad pero se ha convenido que no debe exceder el 3% para las ventas de productos del negocio de *upstream* y del 3,5% para las ventas de los productos refinados.

Impuesto de sellos

El impuesto de sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso que se celebren en la Ciudad de Buenos Aires o en una provincia de la Argentina, o que produzcan efectos en ellas.

El impuesto de sellos se aplica sobre el valor económico de los acuerdos escritos que se celebren en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires, tanto en el caso de que dicho acuerdo se firme en dicha jurisdicción como en el caso de que dicho acuerdo tenga efecto en dicha jurisdicción. Es un impuesto provincial por lo que cada provincia tiene su propia legislación y la tasa aplicable varía en cada jurisdicción, siendo la base imponible el valor económico de los actos y/o acuerdos que se están ejecutando. En principio, los acuerdos que tienen efectos fuera del territorio provincial no están alcanzados por este impuesto.

De acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, los contratos instrumentados mediante “carta oferta” no se encuentran alcanzados por este impuesto.

Impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono

La transferencia de combustibles dentro de Argentina se encuentra alcanzada por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono. Estos impuestos gravan la importación (en caso de que sean importados) y la primera venta de estos combustibles por el importador o el fabricante local, según corresponda. Estos tributos se imponen sobre un monto fijo (en pesos argentinos) por litro, dependiendo del tipo de combustible, de acuerdo con la siguiente tabla:

Concepto	Impuesto sobre los combustibles líquidos	Impuesto al dióxido de carbono
	Impuesto (en Ps. por litro)	Impuesto (en Ps. por litro)
Nafta sin plomo, hasta 92 RON	11.111	0.68
Nafta sin plomo, de más de 92 RON	11.111	0.68
Nafta virgen	11.111	0.68
Gasolina natural o de pirólisis	11.111	0.782
Solvente	11.111	0.68
Aguarrás	11.111	0.68
Gasoil	6.853	7.82
Diesel	6.853	7.82
Kerosene	6.853	7.82
Fuel oil*	N/A	0.86
Coque de petróleo (por Kg.)*	N/A	0.093

*Los siguientes impuestos son estipulados gradualmente. El monto referido en la tabla es desde 2019.

Estos montos serán ajustados por inflación trimestralmente y se ajustara nuevamente en septiembre de 2019. Sin embargo, el Ministerio de Hacienda en diversas oportunidades ha postergado y desdoblado tales aumentos.

El impuesto se suma al importe facturado en el momento de la primera venta; el contribuyente debe pagar estos impuestos sobre los combustibles mensualmente comercializados.

La ley establece las siguientes exenciones: (i) exportaciones, (ii) ventas de combustibles a la Patagonia, (iii) ventas de combustibles que serán usados como materia prima para otros combustibles imposables, y (iv) ventas de biocombustibles.

Tasa municipal sobre los combustibles

Hay varias municipalidades que gravan los combustibles con un impuesto, principalmente, en la Provincia de Buenos Aires. Se trata de una imposición de aproximadamente Ps.0,30 por litro de combustible vendido en los puntos de expendio de combustibles ubicados dentro de la municipalidad relevante. Actualmente, la legalidad de este impuesto es objeto de cuestionamientos en el seno de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Regalías

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación tienen la obligación de pagar regalías a la provincia en la que se producen el petróleo y el gas. Las regalías se calculan sobre el valor del crudo en boca de pozo y los volúmenes de gas natural vendidos. Las regalías se gravan a una alícuota del 12% y existe un 3% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas, hasta un máximo del 18%. El valor en boca de pozo se calcula sobre el volumen y el precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de tratamiento, transporte y almacenamiento y otras deducciones. La Ley de Emergencia Pública estableció que los aranceles de exportación no deben ser detraídos del precio de exportación de hidrocarburos al momento de calcular las regalías al 12%. El cargo por regalías irrogado en Argentina se contabiliza como costo de producción. Con arreglo a la Ley de Hidrocarburos, todo el petróleo y el gas producidos por el titular de un permiso de exploración con anterioridad al otorgamiento de una concesión de explotación están sujetos a un pago de una regalía del 15%.

c) Descripción de las actividades o negocios

Operaciones de *upstream*²⁷

Actividades de exploración, desarrollo y producción

Introducción

En la actualidad, la Sucursal posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo y gas en Argentina, las cuales están ubicadas en las tres principales cuencas de hidrocarburos del país.

Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2018 fueron: (i) en la cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón (que representó el 91,3% de la producción total de petróleo, y el 46,3% de la producción total de gas); (ii) en la Cuenca Neuquina, en las áreas San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este (que en conjunto representaron el 2,9% de la producción total de petróleo y el 23,3% de la producción total de gas) y en el área Lindero Atravesado (que representó el 0,6% de la producción total de petróleo y el 18,2% de la producción total de gas); y (iii) en la Cuenca Noroeste, en el área Acambuco (que representó el 1,0% de la producción total de petróleo y el 12,1% de la producción total de gas).

La Sucursal lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarburífero en Argentina en virtud de concesiones de explotación otorgadas por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales de Argentina y convenios de asociación con terceros. Las actividades son desarrolladas solamente por la Sucursal o en virtud de contratos operativos con otros socios en *joint ventures* según la práctica del sector a nivel internacional. Las concesiones y los contratos operativos de la Sucursal son a largo plazo, incluidas aquellas concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, que fueron prorrogadas por un plazo de diez años hasta 2026 y 2027. Además, la Sucursal tiene el derecho de continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos operativos con las dos empresas estatales de las Provincias del Chubut y Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

Además de sus participaciones en las áreas de producción, en la actualidad, la Sucursal posee participaciones en seis áreas de exploración en Argentina. A la fecha del Prospecto, la superficie de exploración neta ascendía aproximadamente a 9,5 mil Km², de los cuales la totalidad se encuentra en Argentina. Las actividades de exploración en Argentina por lo general se llevan a cabo en el marco de permisos de exploración otorgados por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales, y en virtud de

²⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

convenios de asociación con terceros. El siguiente mapa señala las principales áreas de operaciones del segmento de *upstream* de la Emisora:



Producción²⁸

Para junio 2019, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de la Sucursal fue de 168.3 mboe, neto de montos reinyectados en yacimientos y consumidos en las operaciones y plantas de procesamiento. En este semestre, la producción de petróleo crudo y gas representó aproximadamente el 63% y el 37%, respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Sucursal medida en boe.

La Sucursal tiene acceso a la tecnología de subsuelos y a los procesos de obra de BP. Considerando el volumen de la Sucursal, la asistencia integral técnica y de procesos de una empresa de 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

²⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

y caracterización de reservorios, perforación y terminación a alta presión y alta temperatura y tecnología de inyección. Entre los principales 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 petróleo crudo producido por la Sucursal es el Escalante, obtenido en el área Cerro Dragón, que representó aproximadamente el 91,3% de su producción total de petróleo en 2018. Escalante es una mezcla de petróleo dulce de 24 grados API con bajo contenido de azufre, lo que lo hace atractivo para las refinерías del mundo. Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representó aproximadamente el 4,1% de la producción total de petróleo de la Sucursal en 2018. El resto de crudo producido por la Sucursal es más ligero y se vende generalmente a refinерías locales en Argentina. A nivel nacional, la Sucursal abastece de petróleo Escalante a su refinерía de Campana.

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 tres ejercicios:

	Petróleo (<i>mmbbl</i>)	Gas ⁽¹⁾ (<i>mmcf</i>)	LPG (<i>mmbbl</i>)	Total ⁽²⁾ (<i>mboe</i>)
2016	100,2	398,7	0,5	169,5
2017	98,3	369,9	—	162,0
2018	102,6	355,4	—	163,9

(1) El promedio de producción diario de gas es mostrado neto de los montos reinyectados en el reservorio y consumido en las operaciones y procesado en las plantas de procesamiento de gas.

(2) La Emisora ha utilizado la conversión de un barril de petróleo equivale a 5.800 pies cúbicos de gas y 1 barril de GLP es equivalente a un barril de petróleo.

Reservas²⁹

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según la certificación de Ryder Scott y RPS, eran de 2.163,7 mmboe, consistentes en 1.600,1 mmbbl de petróleo y condensado y 3.268,7 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.287,6 mmboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 75,0%, y el gas aproximadamente el 25,0%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2018, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2018 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 11 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 21 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 de BP, 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 de la Sucursal al 31 de diciembre de 2018³⁰:

	Petróleo (<i>mmbbl</i>)	Gas (<i>bcf</i>)	Total (<i>mmboe</i>)
Probadas	965,6	1.867,7	1.287,5
Probables	408,5	938,5	570,5
Posibles.....	226,0	462,5	305,7
Total Reservas Certificadas	1.600,1	3.268,7	2.163,7

²⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2018 para las áreas Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este y Bandurria Centro fue realizada por Ryder Scott. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2018 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike Estancia La Escondida, y Acambuco fue realizada por RPS. Las certificaciones de las reservas otorgadas por Ryder Scott y RPS constituyen una auditoría independiente completa de las mismas e implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas y no probadas para todos los activos de la 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 Sociedad de Ingenieros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*). Véase “Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas—La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía”.

La Sucursal está obligada a presentar estimaciones de las reservas de petróleo y gas ante determinadas autoridades regulatorias gubernamentales argentinas. La base de presentación de información sobre reservas ante dichas autoridades, en el caso de áreas en las que la Sucursal no reviste la calidad de 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.

El siguiente cuadro muestra las estimaciones de la Sucursal de sus reservas de petróleo y gas probadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2018:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (en m3)	Gas natural (en miles de m3)	Total combinado (en m3 de petróleo equivalente) ⁽¹⁾
Reservas al 31 de diciembre de 2017	150.667.479	52.465.016	203.132.495
Adición neta de reservas del ejercicio	8.802.089	5.155.043	13.957.132
Producción del ejercicio	(5.953.541)	(4.730.349)	(10.683.890)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	153.516.027	52.889.710	206.405,737

⁽¹⁾ A los efectos del cálculo, la conversión de 1.000 m3 de gas natural es igual a 1 m3 de petróleo crudo.

Las reservas de la Sucursal se encuentran ubicadas en Argentina.

Áreas de la Sucursal³¹

El siguiente cuadro contiene cierta información sobre las áreas de producción en las que la Sucursal tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2018. Las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro (ambas situadas en Argentina) no tenían producción o reservas probadas al 31 de diciembre de 2018. En general, la Sucursal actualiza las estimaciones de reservas con frecuencia anual.

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Participación de la Sucursal (%)	Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2018			Desarrolladas (%)	Producción Diaria Neta Promedio de 2018 (mboe)	Producción Diaria Neta Promedio de los primeros seis meses de 2019 (mboe)
			Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)			
Argentina								
Cuenca	Aguada Pichana							
Neuquina	Este ⁽³⁾	18,2/14,0	0,5	156,4	27,5	67,9	8,4	10,9
	San Roque	16,5	0,9	52,4	9,9	84,2	3,9	3,5

³¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Lugar	Área/Yacimiento (1)	Participación de la Sucursal (%)	Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2018			Desarrolladas (%)	Producción Diaria Neta Promedio de 2018 (mboe)	Producción Diaria Neta Promedio de los primeros seis meses de 2019 (mboe)
			Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)			
Cuenca Golfo San Jorge	Lindero Atravesado	62,5	6,7	277,3	54,5	64,6	11,8	11,4
	Bandurria Centro (4)	100,0	16,4	21,6	20,1	43,3	2,2	3,3
	Aguada Pichana Oeste	45,0	—	139,3	24,0	25,6	2,6	3,4
	Aguada de Castro.....	45,0	—	—	—	—	—	1,0
	Coirón Amargo Sur Este	55,0	2,3	0,7	2,4	18,5	0,2	0,2
	Cerro Dragón/ Anticlinal Funes(5).....	100,0/70,0	895,4	1,068,0	1,079,5	56,7	122,0	122,3
	Estancia La Escondida.....	25,0	0,2	0,1	0,2	69,1	0,1	0,1
	Piedra Clavada	100,0	22,7	3,1	23,3	72,4	2,6	2,6
	Koluel Kaike	100,0	17,7	11,0	19,6	55,8	1,7	1,7
	Cuenca Noroeste	Acambuco	52,0	2,8	137,8	26,5	88,8	8,4
Total		<u>N/A</u>	<u>965,6</u>	<u>1.867,7</u>	<u>1.287,5</u>	<u>57,6</u>	<u>163,9</u>	<u>168,3</u>

(1) La Sucursal tiene a su cargo la operación de las áreas Lindero Atravesado, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Bandurria Centro, Coirón Amargo Sur Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro y Acambuco, mientras que la operación de las áreas Aguada Pichana Este, San Roque y Estancia La Escondida está a cargo de sus socios en *joint ventures*.

(3) La Sucursal posee una participación del 14% en el área Aguada Pichana Este, excepto por los pozos de *shale* gas finalizados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y gas compacto, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación de Vaca Muerta, en los que la participación de la Sucursal es del 18,18%.

(4) El 10 de julio de 2015, la Sucursal, su socio en el área Bandurria y la Provincia del Neuquén celebraron un acuerdo transaccional en virtud del cual el área Bandurria se dividió en tres áreas nuevas, asignando el 100% de cada una de ellas a cada socio. Esas tres áreas fueron determinadas por el Decreto N°1541/2015, Decreto N°1542/2015 y Decreto N°1543/2015, otorgándose a la Sucursal, por Decreto N°1543/2015, una participación del 100% en la concesión a 35 años para explotación no convencional en el área Bandurria Centro.

(5) Cerro Dragón y Anticlinal Funes se consideran dos áreas.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo y gas de 2018 para cada área de producción en la que la Sucursal posee participación³²:

³² Corresponde a información interna de la Sucursal.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Área/Yacimiento	Petróleo (mbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
ARGENTINA			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes.....	93,6	164,7	122,0
Acambuco.....	1,0	43,0	8,4
San Roque	0,3	20,7	3,9
Aguada Pichana Este	0,2	47,3	8,4
Aguada Pichana Oeste.....	—	14,9	2,6
Lindero Atravesado	0,7	64,9	11,8
Piedra Clavada.....	2,6	—	2,6
Koluel Kaike.....	1,7	—	1,7
Bandurria Centro	2,1	0,1	2,2
Coirón Amargo Sur Este.....	0,2	—	0,2
Estancia La Escondida.....	0,1	—	0,1
Total.....	102,6	355,4	163,9

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo y gas para el período intermedio de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 para cada área de producción en la que la Sucursal posee participación³³:

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019

Área/Yacimiento	Petróleo (mbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
ARGENTINA			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes.....	95,1	157,9	122,3
Acambuco.....	0,9	40,4	7,9
San Roque	0,4	18,2	3,5
Aguada Pichana Este	0,3	62,1	10,9
Aguada Pichana Oeste.....	—	20,0	3,4
Aguada de Castro	—	6,1	1,0
Lindero Atravesado	1,2	11,4	11,4
Piedra Clavada.....	2,6	—	2,6
Koluel Kaike.....	1,7	—	1,7
Bandurria Centro	3,0	2,0	3,3
Coirón Amargo Sur Este.....	0,2	—	0,2
Estancia La Escondida.....	0,1	—	0,1
Total.....	105,3	365,8	168,3

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha de este Prospecto referida a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Sucursal³⁴:

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Superficie Bruta	Participación de la Sucursal (%)	Superficie Neta
Argentina				
Cuenca Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz).....	7.004,6	90	6.304,1
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut)	1.814,2	90	1.632,7
	Centro Golfo San Jorge Marina-1 (Santa Cruz) ...	253,1	90	227,8
	Meseta Cerón Chico.....	1.219,7	100	1.219,7
Cuenca Neuquina	Aguada Cánepa	112,4	90	101,2
	Acambuco B	47,5	100	47,5
Total.....		10.451,5		9.533,1

³³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁽¹⁾ La Sucursal tiene a su cargo ciertas operaciones de exploración de forma exclusiva y en *joint ventures*.

Cerro Dragón y Anticlinal Funes^{35 36}

Las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge, en las Provincias del Chubut y Santa Cruz, Argentina. La Sucursal opera las áreas y posee participaciones del 100% y 70% en Cerro Dragón y Anticlinal Funes, respectivamente. Cerro Dragón es la principal área de producción de la Compañía. En 2018, Cerro Dragón (incluyendo Anticlinal Funes) representó 85,0% de la producción total de petróleo de la Compañía y el 24,3% de su producción total de gas. Durante 2018, la producción diaria neta promedio fue de 122,0 mboe (93,6 mbbbls de producción de petróleo diaria neta promedio y 164,7 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el total de pozos en producción en esta área era de 5.956, con 3.530 pozos inyectoros y 777 pozos inyectoros activos. Cerro Dragón también contiene 67,9% del total de reservas probadas de la Compañía (1.079,5 mmoeb) al 31 de diciembre de 2018. Específicamente, el total de reservas probadas de petróleo netas en Cerro Dragón es de 895,4 mmbbl y las reservas probadas de gas netas ascienden a 1.068,1 bcf. Prácticamente todas las instalaciones y operaciones en el área Cerro Dragón están automatizadas, se abastecen de electricidad a través de usinas a gas de propiedad de la Compañía, y son monitoreadas mediante un sistema de vigilancia de pozos computarizado. Las concesiones de la Compañía en Cerro Dragón fueron prorrogadas hasta 2026 y 2027. Además, la Compañía tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos operativos con las dos empresas estatales de las provincias de Chubut y Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

Lindero Atravesado^{37 38}

El área Lindero Atravesado está situada en la Cuenca Neuquina de Argentina. La Sucursal posee una participación del 62,5% en el área, que es operada por la Sucursal. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 11,8 boe y representó 0,6% del total de producción de petróleo de la Compañía (0,7 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio) y 9,6% del total de producción de gas de la Compañía (64,9 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área contaba con un total de 200 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 54,5 mmoeb, de los cuales 6,7 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 277,3 a reservas probadas de gas netas. En 2009, la Provincia del Neuquén, la Sucursal e YPF acordaron una prórroga a 10 años para el área Lindero Atravesado, comenzando en 2016 hasta 2026. En 2015, la Provincia del Neuquén otorgó a la Sucursal y a YPF una concesión para la explotación no convencional de esta área por un plazo de 35 años. La Compañía acordó un programa piloto con la Provincia del Neuquén, con una inversión bruta de US\$590 millones, para la perforación de 40 pozos hasta diciembre de 2018. El compromiso de inversión ya ha sido cumplido.

*Aguada Pichana Este*³⁹

El área Aguada Pichana está situada en la Cuenca Neuquina de Argentina. La Sucursal posee una participación del 14% en el área, que es operada por Total Austral S.A. (“Total Austral”). La participación se incrementa a 18,18% con respecto a ciertos pozos de *shale gas* terminados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y *tight gas*, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación Vaca Muerta. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 8,4 mboe (0,2 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 47,3 mmcf de producción de gas diaria neta promedio) y representó el 13,3% del total de producción de gas de la Sucursal. Al 31 de diciembre de 2018, el área contaba con un total de 311 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 27,5 mmoeb, de los cuales 0,5 correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 156,4 a reservas probadas de gas netas. Entre el año 2017 y fines de 2018, la Sucursal concluyó la Fase 1^a del proyecto de desarrollo de *shale gas* (20 pozos horizontales en la formación de Vaca Muerta). Durante el año 2019, la Sucursal está desarrollando la Fase 1B del proyecto de desarrollo de *shale gas* (40 pozos horizontales en la formación de Vaca Muerta). A la fecha de este Prospecto, la Sucursal lleva perforados 8 pozos nuevos, 4 de los cuales ya fueron conectados.

³⁵ Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁶ Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Compañía (no de la Emisora).

³⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁸ Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Compañía (no de la Emisora).

³⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

*San Roque*⁴⁰

El área San Roque está situada en la Cuenca Neuquina de Argentina. La Sucursal posee una participación del 16,47% en el área, que es operada por Total Austral. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 3,9 mboe (0,3 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 20,7 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área tenía en total 67 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 9,9 mmboe, de los cuales 0,9 correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 52,4 a reservas probadas de gas netas. En 2009, la Provincia del Neuquén y los socios de la Sucursal en el área San Roque acordaron una prórroga de 10 años en los términos de la concesión para la producción de hidrocarburos, desde 2017 hasta 2027.

*Bandurria Centro*⁴¹

El área Blandurria Centro está situada en la Cuenca Neuquina, Argentina. La Sucursal posee una participación del 100% en el área, que es operada por la Sucursal. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,2 mboe (2,1 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 0,12 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área tenía en total 18 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 20,1 mmboe, de los cuales 16,4 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 21,6 bcf a reservas de gas netas. La Sucursal resultó adjudicataria de una concesión para explotación no convencional en el área Bandurria Centro por un plazo de 35 años. El plazo de la concesión incluye un período para un proyecto piloto que abarca desde el 1 de agosto de 2015 hasta el 31 de julio de 2019, durante el cual la Sucursal asumió el compromiso de invertir US\$304 millones. El proyecto piloto está en marcha y se perforaron más de 19 pozos horizontales ya que fue cumplido en exceso lo comprometido, habiéndose invertido US\$341 millones y perforado 23 pozos horizontales.

Piedra Clavada y Koluel Kaike^{42 43}

El área Piedra Clavada y Koluel Kaike está situada en la Cuenca Golfo San Jorge de Argentina. La Sucursal posee una participación del 100% en el área, que es operada por la Sucursal. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 4,3 mboe. En esta área sólo se produce petróleo. Al 31 de diciembre de 2018, el área contaba con un total de 585 pozos en producción. En esta área, se produce crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 42,9, de los cuales 40,5 correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 14,2 bcf a reservas probadas de gas netas.

Acambuco^{44 45}

El área Acambuco está situada en la Cuenca Noroeste de Argentina. La Sucursal posee una participación del 52% en el área, que es operada por la Sucursal. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 8,4 boe (1,0 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 43,0 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área tenía en total 6 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 26,5 mmboe, de los cuales 2,8 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 137,8 bcf a reservas probadas de gas netas.

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro^{46 47}

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro están situadas en la zona oeste de la Cuenca Neuquina de Argentina, cubriendo una superficie de 761 km². La Sucursal opera y posee una participación del 45% en las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro, en asociación con Total Austral e YPF. El principal objetivo de estas áreas es la producción de *shale* gas desde la formación Vaca Muerta. La Sucursal, Total Austral e YPF se han comprometido con la Provincia del Neuquén a realizar un programa piloto consistente

⁴⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴² Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴³ Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Compañía (no de la Emisora).

⁴⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁵ Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Compañía (no de la Emisora).

⁴⁶ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁷ Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Compañía (no de la Emisora).

en la perforación y terminación de 14 pozos horizontales. La Sucursal se ha comprometido a invertir US\$90 millones en el proyecto piloto antes de julio de 2019. Las obras de construcción de las instalaciones están en curso y se ha iniciado la primera producción de gas. El 13 de julio de 2017, la Sucursal celebró un acuerdo con la Provincia de Neuquén, Total Austral, YPF y Wintershall Energía S.A., para dividir el área Aguada Pichana en dos áreas: Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste. En el marco del mencionado acuerdo, la Sucursal llegó a un acuerdo con Total Austral e YPF, compañías propietarias del área Aguada de Castro adyacente, para operar y adquirir una participación en la misma. Como resultado de dicho acuerdo, la Provincia del Neuquén otorgó al consorcio una concesión a 35 años para la explotación no convencional de hidrocarburos en estas áreas.

Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área Aguada Pichana Oeste fue de 2,6 mboe (14,9 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área tenía en total 5 pozos en producción. En 2019, el área incorporó 3 pozos de producción adicionales, con lo cual, al mes de junio 2019, contaba con un total de 8 pozos de producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 27,5 mmbbl, de los cuales 0,5 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 156,4 bcf a reservas probadas de gas netas.

Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz y Chubut)

La Sucursal posee una participación del 90% en la explotación de tres áreas de exploración y producción offshore en la Cuenca Golfo San Jorge Marina de Argentina, a través de convenios de asociación con las empresas de energía provinciales de propiedad estatal Fomento Minero de Santa Cruz S.E. (“Fomicruz”), de la Provincia de Santa Cruz, y Petrominera Chubut S.E. (“Petrominera”), de la Provincia del Chubut, con relación a las partes del área Centro Golfo San Jorge Marina situadas en cada una de las respectivas provincias. Estas áreas se encuentran en aguas someras (de entre 20 y 100 metros de profundidad) y se las considera de alto riesgo debido a las incertidumbres geológicas existentes en el área. Al 31 de diciembre de 2017, Pan American había invertido unos US\$63,1 millones, principalmente, en la adquisición de sísmica 3D en unos 1.700 km².

En abril de 2013, entró en vigencia la Ley Provincial N° 3313 sancionada por la Provincia de Santa Cruz. Esta ley prohíbe realizar actividades de prospección sísmica a más de 120 decibelios en aguas dentro del dominio público provincial de la Cuenca Golfo San Jorge.

Con fecha 3 de enero de 2019, las autoridades del gobierno de la Provincia de Santa Cruz sancionaron la Ley Provincial N° 3635, la cual modificó la Ley Provincial N° 3313, posibilitando la libre adquisición de sísmica 3D en 1.200 km². Este plan se llevará a cabo en 2020.

*Meseta Cerón Chico*⁴⁸

El 23 de octubre de 2019 se adjudicó a la Sucursal (en un 70%) y a BC Desarrollos Energéticos S.A. (en un 30%) el permiso de exploración sobre el área Meseta Cerón Chico. El área está situada en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, al sur del área Cerro Dragón. La Sucursal ejerció la opción de adquirir a BC Desarrollos Energéticos S.A. su participación en el área. La adquisición se consumó en octubre de 2018. Mediante Decreto N° 929/2018, de fecha 8 de octubre de 2018, la Gobernadora de la Provincia de Santa Cruz autorizó la cesión de la totalidad de la participación de BC Desarrollos Energéticos S.A., por lo cual la Sucursal se convirtió en la única titular del permiso.

En cumplimiento de los compromisos de trabajo asumidos en el permiso, la Sucursal registró y procesó la sísmica 3D en el área del permiso y prevé perforar un pozo exploratorio durante el 2019.

*Aguada Cánepa*⁴⁹

El 24 de julio de 2015, la Sucursal celebró un acuerdo de *joint venture* con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”), la empresa de petróleo y gas de propiedad de la Provincia del Neuquén, para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el área Aguada Cánepa, situada en la Provincia del Neuquén, Argentina. La Sucursal posee una participación del 90% y GyP posee una participación del 10%. Conforme a lo convenido en el acuerdo, la Sucursal se encargará de la operación del área, la perforación de un pozo exploratorio y la realización de ciertas pruebas petrofísicas. La Sucursal también es responsable de todos

⁴⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

los costos de exploración, sin derecho alguno a reembolso. Los costos de desarrollo y producción serán distribuidos entre la Sucursal y GyP según sus respectivas participaciones en el *joint venture*. El 31 de octubre de 2017, se concluyeron las operaciones de perforación del tercer pozo de exploración de gas compacto. El 29 de marzo de 2019, el Gobernador de la Provincia del Neuquén emitió el Decreto Provincial N° 380/2019 por medio del cual convierte el permiso exploratorio convencional oportunamente otorgado a GyP en un permiso exploratorio no convencional, autorizando el pase a un segundo período por dos años a contar desde el 17 de octubre de 2018. Adicionalmente, dispone que se tenga por cumplido el compromiso de inversiones y el plazo correspondiente al primer período del permiso convencional. Por último, mediante el referido Decreto se aprueba el compromiso de perforar un pozo exploratorio a la formación Vaca Muerta y, sujeto a los resultados del mismo, a re-perforar el pozo ACax-1 y a reinterpretar sísmica 3D.

*Coirón Amargo Sur Este*⁵⁰

La Sucursal posee una participación del 55% en el área Coirón Amargo Sur Este, en asociación con GyP y Madalena Austral S.A. (actualmente, Madalena Energy Argentina S.R.L.). El área está situada en la zona este de la Cuenca Neuquina de Argentina, cubriendo una superficie de 228 km². La Sucursal se comprometió a realizar dos pozos de exploración con el objetivo de hallar *shale oil* en la formación de Vaca Muerta. A diciembre de 2017, la Sucursal había realizado dos reingresos para estimular y analizar el petróleo de la formación Vaca Muerta, los cuales resultaron exitosos y los pozos fueron puestos en producción. La Sucursal está evaluando un posible plan de desarrollo para el área, sujeto a que se obtenga un resultado positivo de la evaluación. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 0,2 mboe. Al 31 de diciembre de 2018, el área tenía en total 4 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 2,4 mmbbl, de los cuales 2,3 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 0,7 bcf a reservas probadas de gas netas.

En septiembre de 2018, la Provincia del Neuquén aprobó una concesión para la explotación de hidrocarburos no convencionales. Las partes interesadas acordaron llevar a cabo un programa piloto en dos fases. En la primera fase, acordaron invertir US\$70 millones para completar un total de cinco pozos durante los años 2019 y 2020. En la segunda fase, las partes interesadas acordaron invertir la suma de US\$50 millones para completar tres pozos adicionales, como también las instalaciones e interconexiones relacionadas con esos pozos en los años 2021 y 2022. La segunda fase está supeditada a los resultados de la fase anterior. A su vez, las partes interesadas acordaron aportar US\$4 millones para financiar gastos de infraestructura y responsabilidad social corporativa.

Para mayor información sobre las áreas de Pan American, véase “*Información sobre Pan American—Operaciones de upstream—Áreas de Pan American*”.

*Ventas y comercialización de petróleo crudo y gas natural*⁵¹

En 2018, las ventas de petróleo y gas de la Sucursal ascendieron a un total de Ps.123.450 millones. En 2018, el 44% de las ventas totales de petróleo y gas de la Sucursal fueron efectuadas a clientes locales, mientras que el 56% restante fueron exportaciones. El 23% de las ventas de petróleo en 2018 fueron ventas locales, mientras que el 77% restante fueron exportaciones. Respecto a las ventas de gas en 2018, 98% fueron ventas locales, mientras que el 2% restantes fueron exportaciones. La Sucursal no depende de un único cliente, excepto por su refinería propia.

El siguiente cuadro detalla los principales clientes de la Sucursal en 2018⁵²:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018
	<i>(en millones de pesos)</i>
Clientes	
BP Oil Supply.....	12.950
CAMMESA.....	6.441
Axion Argentina.....	5.542
Vitol Inc.	5.368
Trafigura PTE Ltd.	3.152

⁵⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁵¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁵² Corresponde a información interna de la Sucursal.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

	<i>(en millones de pesos)</i>
Glencore LTD.....	3.101
Petrochina Internacional (América)	2.704
Integración Energética Argentina	2.670
Aluar Aluminio Argentino SAIC.....	1.922
Otros ⁽¹⁾	79.200
Total.....	123.050

⁽¹⁾ Cada uno de ellos representa, individualmente, menos del 5% de las ventas totales.

*Comercialización de petróleo*⁵³

En 2018, la Sucursal comercializó 21,4 mmbbl de petróleo crudo producido por sus yacimientos situados en Argentina y Bolivia en los mercados locales de Argentina y Bolivia, como también desde Argentina hacia los mercados internacionales, en condición FOB. Las ventas de petróleo a refinadores locales, incluida la refinería de Axion Argentina antes de la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal, se consumaron principalmente en virtud de contratos de suministro. Habitualmente, los contratos de suministro en el mercado local son contratos *spot* y a corto plazo (no más de tres meses). El petróleo que no se comercializa en virtud de los diversos contratos de suministro existentes en ese momento generalmente se comercializa en el mercado *spot*, incluso a través de exportaciones. Debido a su alta liquidez, el mercado *spot* representa para la Sucursal en boca de expendio continua para su producción de petróleo no comprometida.

Para el caso de las exportaciones, la Sucursal está obligada a ofrecer la producción en primer lugar a las refinerías locales en Argentina. Los precios de las exportaciones de la Sucursal reflejan principalmente el precio del petróleo Escalante argentino vigente en el mercado internacional y guardan relación con los precios de referencia internacionales del crudo, como el Brent. La Sucursal percibe los pagos de sus exportaciones en dólares estadounidenses. En el caso de las ventas locales en pesos, si bien una parte sustancial de dichas ventas locales está vinculada al dólar estadounidense, la Sucursal recibe los pagos en pesos.

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 91,3% de la producción total de petróleo de la Sucursal. El Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido de 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 azufre, el Escalante se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido ácido. Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representa aproximadamente el 4% de la producción total de petróleo de la Sucursal. El resto del crudo producido por la Sucursal en otras áreas es más ligero y se entrega generalmente a su refinería de Campana.

La Sucursal exporta petróleo Escalante en la terminal de carga de Caleta Córdova, en condición FOB. El crudo producido en el área Cerro Dragón es transportado a través del oleoducto de propiedad de la Sucursal a la terminal de almacenamiento y despacho de Caleta Córdova, de propiedad de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (“Termap”). El crudo producido en las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike es transportado a través del oleoducto de propiedad de YPF a la terminal de almacenamiento y despacho de Caleta Olivia, también de propiedad de Termap.

La Sucursal 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 Oleoductos del Valle S.A. (“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 Golfo San Jorge (donde está ubicada

⁵³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

el área Cerro Dragón) proveen instalaciones, servicios de almacenamiento y carga de petróleo; véase “*Información sobre Pan American—Descripción de las actividades o negocios—Otras actividades*”.

*Comercialización de gas*⁵⁴

La producción de gas de la Sucursal en Argentina se comercializa a sus clientes locales a través de tres canales: (i) distribuidoras locales (“DL”), (ii) centrales generadoras: el gas natural se comercializa a través de CAMMESA, que está a cargo del suministro de gas a esas centrales, e (iii) industrias: las ventas se realizan principalmente a través de contratos anuales. En ciertos casos, el gas producido en áreas en las que la Sucursal no posee una participación del 100% es comercializado por ésta junto con sus socios en el área relevante. Generalmente, la producción de gas de la Sucursal en Bolivia se exporta a Argentina.

Al 31 de diciembre de 2018, la producción de gas se hallaba comprometida a través de 100 contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 383 mmcf. En general, los contratos de suministro de gas reflejan el precio a boca de pozo vigente en la cuenca en cuestión. En ciertos casos, la fluctuación de precios estará sujeta a un mínimo o máximo o a ambos. La Sucursal estructura sus contratos de gas con cláusulas “en firme” en virtud de las cuales el comprador está obligado a comprar una cantidad convenida de gas, pero también en ciertos casos tiene derecho a comprar un volumen mayor si así lo requiere. Si en algún período determinado el comprador opta por tomar un volumen menor a la cantidad mínima de gas que está obligado a adquirir, podrá tomar la diferencia en un momento posterior durante la vigencia del contrato. Algunos contratos de suministro de gas contienen una cláusula de exclusividad que le exige al comprador satisfacer todos sus requerimientos de gas a través de la Sucursal. La remuneración del comprador por este convenio de exclusividad se ve reflejada en el volumen “en firme.”

Las ventas de gas por volumen de la Sucursal en 2018 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente un 28% a DL, 32% a industrias locales, 26% a plantas generadoras, 12% a estaciones minoristas de GNC y 2% a exportación.

La Sucursal considera que el volumen de sus reservas de gas y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva por sobre sus competidores. La Sucursal ha realizado varias inversiones en distribución y transporte de gas y en generación energética para optimizar y asegurar su capacidad para transportar, entregar y comercializar su producción de gas. Véase “*Información sobre Pan American—Descripción de las actividades o negocios—Otras actividades*”.

Operaciones de *downstream*

Introducción⁵⁵

El 1 de abril de 2018, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal. Tras la integración, la Sucursal se dedica a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos de petróleo refinados, entre ellos, combustibles, lubricantes, GLP y productos químicos.

En 2018, la Sucursal fue la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados, en términos de ventas, según datos publicados por el MEN. En 2018, las ventas de gasoil y nafta de la Sucursal representaron el 15,7% y 15,2% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente. Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, las ventas de gasoil y nafta de la Sucursal representaron el 17,4% y 15,0% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente.

La Sucursal desarrolla sus actividades de refinación en la refinería de Campana, la cuarta refinería más importante de Argentina en términos de producción de crudo al 30 de junio de 2019, según datos publicados por el MEN. Asimismo, la Sucursal opera una planta de mezcla y acondicionamiento de aceite lubricante en la refinería; cuatro terminales de almacenamiento y distribución (Campana y Puerto Galván, ambas localidades situadas en la Provincia de Buenos Aires; San Lorenzo en la Provincia de Santa Fe; y Caleta Paula en la Provincia de Santa Cruz, (adquirida en mayo de 2018) y suministra combustible de aviación en tres aeropuertos (Ezeiza y Aeroparque en el área metropolitana de Buenos Aires, y Pajas Blancas, en la Provincia de Córdoba).

⁵⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁵⁵ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Al 30 de junio de 2019, nuestro negocio de *downstream* realizó ventas minoristas a través de 632 estaciones de servicio ubicadas en todo el país, que funcionan bajo el nombre “AXION energy” y, bajo la licencia de marca otorgada por ExxonMobil, “Esso” (estas últimas se encuentran en proceso de transición a “AXION energy”). La Sucursal es propietaria de 66 de estas estaciones de servicio que opera directamente, mientras que las restantes son operadas por terceros en virtud de contratos de suministro. Tras la adquisición de la terminal de Caleta Paula en mayo de 2018, la Sucursal sumó aproximadamente otras 33 estaciones de servicio operadas por terceros, ubicadas en la región de la Patagonia Argentina, a su red de estaciones de servicio. Asimismo, al 30 de junio de 2019, la Sucursal contaba con 25 estaciones de agroservicio dedicadas a abastecer, principalmente, al sector agrícola y a pequeñas empresas.

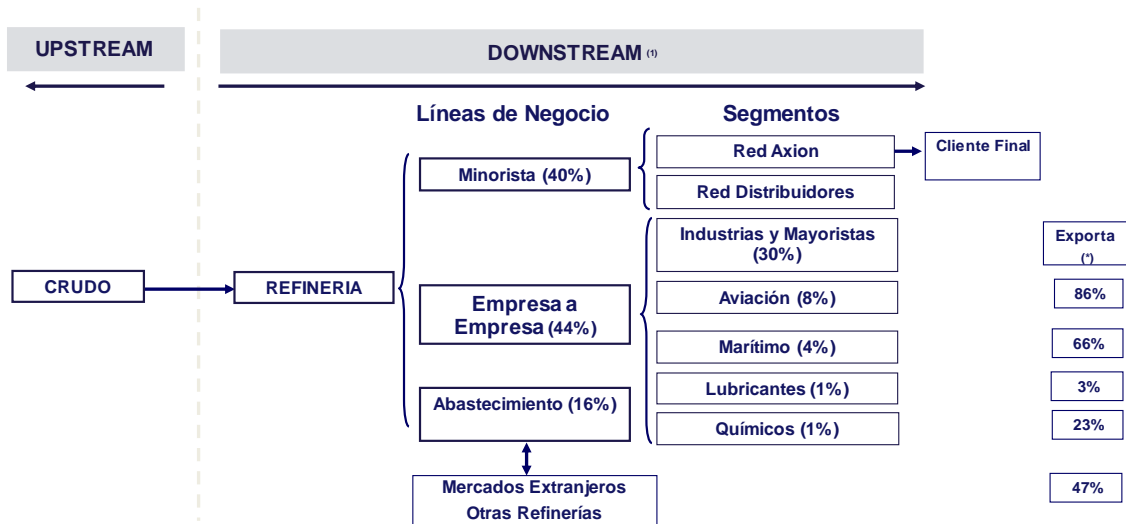
La mayor parte del crudo que procesa la Sucursal proviene de proveedores de crudo locales, incluido su negocio de *upstream* en Argentina. Somos la mayor proveedora de petróleo crudo a la refinería de Campana, representando aproximadamente el 78% y 82% de todo el petróleo crudo procesado por la refinería en 2018 y en los primeros seis meses de 2019, respectivamente. El petróleo crudo que procesa la Sucursal es transportado desde las Cuencas Golfo San Jorge, Neuquina y Austral hasta la refinería de la Sucursal para su procesamiento.

Las operaciones de distribución y comercialización de la Sucursal están organizadas en tres líneas de negocio principales:

- la división minorista, la cual representó el 41% y 40% de las ventas de combustible por volumen durante el año 2018 y los seis meses finalizados el 30 de junio de 2019, respectivamente, opera a través de la red de estaciones de servicio “AXION energy” y “Esso” (estas últimas bajo la licencia de marca otorgada por ExxonMobil y que se encuentran en proceso de transición a “AXION energy”), incluidas aquellas operadas por la Sucursal y por concesionarios que operan bajo la marca;
- la división empresa a empresa, la cual representó el 42% y 40% de las ventas de combustible por volumen del año 2018 y los seis meses finalizados el 30 de junio de 2019, respectivamente, incluye ventas a clientes industriales y mayoristas (29%), clientes de los sectores de aviación y marítimo (8% y 4%, respectivamente), ventas de lubricantes (1%) y productos químicos (1%); y
- la división de abastecimiento, la cual representó el 17% y el 20% de las ventas de combustible por volumen del año 2018 y los seis meses finalizados el 30 de junio de 2019, respectivamente, la que se encarga principalmente de las exportaciones, importaciones y operaciones comerciales con otras compañías del sector de petróleo y gas.

El siguiente gráfico es una descripción funcional de las actividades de refinación, distribución y comercialización de la Sucursal⁵⁶:

⁵⁶ Corresponde a información interna de la Sucursal.



Notas:

(1) Porcentaje del volumen de ventas de combustible de la Sucursal en Junio de 2019.

Refinación⁵⁷

La refinación de la Sucursal está ubicada en el puerto de Campana, Provincia de Buenos Aires, aproximadamente 75 kilómetros al noroeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, sobre el Río Paraná. La refinación es una de las refinaciones más importantes de Argentina en términos de capacidad de conversión de petróleo crudo pesado (producido en la región sur y la región oeste de Argentina), lo cual le permite obtener productos de mayor valor agregado, entre ellos, gasoil, nafta, combustible de aviación, y gas licuado de petróleo y otros productos refinados, que incluyen solventes para usos petroquímicos y el coque utilizado en la industria metalúrgica. La refinación se construyó originalmente en 1906 como una planta simple de tipo “hydro skimming” y tuvo varias reformas a lo largo de los años, la última de ellas, en el año 1987. Actualmente, se está realizando en ella un gran proceso de ampliación y modernización adicional.

La refinación puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 14% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de Argentina al 30 de junio de 2019. La capacidad de utilización, definida como como la capacidad efectivamente utilizada de cada unidad de la refinación, dividida por la capacidad máxima de refinación, fue de 86%, 77% y 82% en 2016, 2017 y 2018, respectivamente. La refinación procesó un promedio de 80, 70 y 74 mil barriles de petróleo crudo por día en 2016, 2017 y 2018, respectivamente. La producción disminuyó de 2016 a 2017 debido, en gran parte, a paradas programadas en el marco de la implementación del proyecto de ampliación de la refinación, con fecha de consumación prevista en gran medida para fines de 2019. De la cantidad total de petróleo crudo procesados en la refinación de Campana en 2018, aproximadamente 82% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala del API (principalmente Escalante), y el resto (18%) corresponde a petróleo crudo liviano con una gravedad superior a 30° API de densidad. Durante los primeros seis meses del año 2019, la capacidad de utilización de la refinación ascendió a 85% con una capacidad de procesamiento promedio de 78 mil barriles de crudo por día.

La refinación consta de las siguientes unidades principales:

- una unidad de destilación atmosférica y una unidad de destilación al vacío e instalaciones auxiliares;
- una unidad de coqueo retardado, la cual le permite a la Sucursal procesar un mayor volumen de petróleo crudo pesado y producir mayores cantidades de combustibles livianos con mayor valor agregado;
- una unidad de craqueo con fluido catalítico para convertir, a través de un proceso catalítico, la materia prima en flujos de nafta y gasoil comercial;

⁵⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

- una unidad de hidrotreatmento para eliminar el azufre, las olefinas, el nitrógeno y algunos compuestos aromáticos, la cual le permite a la Sucursal reducir los niveles de azufre en sus productos para que cumplan cada vez más con las estrictas normas ambientales vigentes;
- una unidad reformadora en la que se utiliza un agente catalítico para obtener una mayor producción de nafta de alto octanaje a partir de cortes de nafta; y
- una unidad de hidrogenación de solventes, la cual procesa nafta y aguarrás para producir solventes alifáticos para usos químicos.

Además, la Sucursal posee una planta de mezcla y acondicionamiento de aceites lubricantes en la refinería, con una capacidad instalada de más de 700.000 barriles al año, donde se mezclan bases lubricantes importadas y aditivos para abastecer de lubricantes a las estaciones de servicio y clientes industriales de la Sucursal.

Modernizaciones de la Refinería⁵⁸

Durante los últimos cinco años, la refinería de Campana ha atravesado mejoras como parte de un ambicioso plan de ampliación. La Sucursal sigue adelante con el plan de modernización de la refinería y sus respectivas instalaciones, incorporando nuevos procesos diseñados para cumplir con las especificaciones de productos locales cada vez más exigentes, permitiéndole producir una gama más amplia de productos de alto margen. Estas modernizaciones han contribuido a mejorar el margen de refinación y atender mejor las necesidades de los clientes de la Sucursal, cuya demanda de productos refinados de mayor calidad ha incrementado en los últimos años. Estas modernizaciones también han contribuido a mantener la posición de mercado de la Sucursal en Argentina y cumplir con las reglamentaciones ambientales.

Los principales objetivos del plan de expansión de la refinería de la Sucursal consisten en incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería y obtener productos de mayor valor de cada barril de crudo. El proyecto de ampliación de la Sucursal también apunta a aportar mayor flexibilidad operativa y posibilitar futuros incrementos de la producción en la medida de lo necesario, facilitando así futuras expansiones de la refinería. Este proyecto consta de los siguientes componentes, entre otros:

- incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería;
- incorporar una nueva unidad de coqueo retardado;
- actualizar la tecnología de varias unidades de procesos existentes para mejorar el rendimiento económico;
- incorporar un nuevo proceso de hidrotreatmento de gasoil;
- incorporar unidades para remover y recuperar azufre para el tratamiento del gas combustible producido por los distintos procesos;
- efectuar incorporaciones y modernizaciones en la infraestructura de la refinería para dar apoyo al crecimiento de las operaciones (por ejemplo, tanques de almacenamiento, líneas eléctricas y terminales de despacho); y
- realizar otras inversiones relacionadas con cambios en la infraestructura, actualizaciones de la tecnología y mantenimiento de oficinas, entre otras cosas.

La Sucursal estima que el proyecto requerirá de una inversión total de US\$1.500 millones. Al 30 de junio de 2019, nuestro negocio de *downstream* lleva invertidos US\$1.300 millones. Su plan de expansión ha tenido impacto en la producción de la Sucursal desde sus comienzos en 2015 a la fecha de este Prospecto debido a paradas programadas y no programadas, estando prevista su consumación en gran medida para fines del año 2019. La Sucursal también está evaluando otros proyectos complementarios.

⁵⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Como parte de los esfuerzos de Argentina por disminuir la contaminación atmosférica, todos los productos de petróleo vendidos en Argentina deben cumplir con normas ambientales cada vez más exigentes. A la fecha de este Prospecto, los productos refinados de la refinería de la Compañía cumplen con las reglamentaciones ambientales nacionales y provinciales de Argentina en todos sus aspectos significativos. A su vez, el plan de ampliación de la Compañía apunta a mejorar la calidad de sus combustibles y reducir las emisiones y permitir al país incrementar la producción de combustibles limpios en 8%. También reducirá la tasa de importaciones de diésel ultra bajo en azufre (ULSD) en más de 2 millones de m³ por año.

Específicamente, el plan de ampliación prevé tratar el gas combustible de la refinería para reducir las emisiones de azufre en un 99%, a fin de cumplir con los nuevos requisitos regulatorios para enero de 2020 y enero de 2024, de acuerdo con las Resoluciones N°5/16 y N° 558/19 de la SE.

El siguiente cuadro describe las especificaciones de azufre actuales y futuras aplicables a productos refinados⁵⁹:

Especificaciones de azufre en ppm	Actuales	Después de enero de 2019	Después de enero de 2022
Nafta regular (Nafta Grado 2).....	150	150	50
Nafta Premium (Nafta Grado 3)	50	10	10
Gasoil regular uso rural (gasoil Grado 2 LD)	1500	1000	350
Gasoil regular uso urbano (gasoil Grado 2 HD)	500	500	350
Gasoil Premium (gasoil Grado 3)	10	10	10

Producción⁶⁰

En la refinería se elabora una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo. El siguiente cuadro indica, por categoría, la producción de productos de petróleo refinados por volumen para Axion Argentina y la Sucursal para los períodos indicados⁶¹:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(miles de barriles por día)</i>				
Materia prima					
Petróleo crudo ⁽¹⁾	79,7	70,3	73,8	75,5	78,1
Otras compras ⁽²⁾	7,4	8,6	9,2	8,5	10,2
Total	87,2	78,9	83,0	80,0	88,3
Productos refinados					
Gasoil	33,9	31,0	34,1	35,6	35,8
Nafta para automóviles	18,8	18,9	19,2	20,8	19,9
Otras naftas	4,8	2,4	4,2	4,9	5,2
Combustible de aviación	6,8	6,3	6,8	7,4	6,0
Fuel oil intermedio ..	1,0	1,8	1,6	1,4	2,4
Fuel oil	9,8	6,3	2,4	2,6	7,3
GLP	5,2	4,0	4,4	6,0	4,7
Coque	5,4	4,8	5,5	6,6	5,4
Otros productos refinados.....	6,5	7,0	9,0	5,6	6,1
Total productos refinados	92,2	82,5	87,2	90,8	92,8
Químicos					
Hexano	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Solventes	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5
Total químicos	0,8	0,7	0,8	0,9	0,9
Total productos refinados y químicos....	93,0	83,2	88,0	91,7	93,7

⁵⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁽¹⁾ Incluye importaciones de crudo.

⁽²⁾ Incluye compras de componentes y compras de gasoil con contenido de azufre ultra bajo.

En 2018 y durante los primeros seis meses del año 2019, el segmento de producción de *downstream* produjo un promedio de 91,7 y 93,7 miles de barriles de productos refinados por día, respectivamente y la refinería de Campana despachó un total de 5,4 y 2,8 millones de metros cúbicos de productos refinados, respectivamente, al mercado local y a los mercados internacionales (incluyendo su producción interna y compras de terceros). La producción disminuyó de 2016 a 2018 debido, en gran parte, a paradas programadas en el marco de la implementación del proyecto de ampliación de la refinería, con fecha de finalización prevista en gran medida para fines de 2019. El gasoil y la nafta representan el grueso de la producción de refinados de la Sucursal. Durante los primeros seis meses del año 2019, el gasoil representó la mayor parte de las ventas de productos refinados por volumen (42%), seguido de la nafta (24%), aceites combustibles y aceites combustibles intermedios (“**IFO**”) (10%), combustible de aviación (6%), y otros productos refinados (18%).

*Suministro de petróleo crudo*⁶²

La configuración de alta conversión de la refinería, la cual le permite producir un tipo de crudo para refinación relativamente pesado con mínima inclusión de crudo liviano (menos del 20%), le permite a la Sucursal mitigar los efectos de la merma en la producción de petróleo liviano en Argentina. El petróleo crudo pesado de Argentina proveniente de la Cuenca Golfo San Jorge, si bien también está disminuyendo, sigue registrando excedentes de producción en relación con la demanda interna de las refinerías.

La Sucursal obtiene el petróleo crudo que procesa a través de su negocio de *upstream* y, en menor medida, a través de terceros, representando aproximadamente el 80% de todo el petróleo crudo procesado en el primer semestre de 2018. El restante 20% de crudo es procesado y adquirido por terceros a un precio por barril que varía, según el grado de petróleo crudo.

La refinería es abastecida a través de un oleoducto exclusivo que conecta a las ciudades de Campana y Brandsen, donde se encuentra ubicada una terminal de petróleo crudo. En Brandsen, este oleoducto exclusivo conecta el oleoducto de YPF que vincula Puerto Rosales (Bahía Blanca) con La Plata. El esquema logístico acordado entre las mencionadas compañías se diseñó con miras a asegurar el volumen necesario para abastecer el 100% de las necesidades actuales de petróleo crudo de la refinería.

Como parte del proyecto de ampliación y de las obras complementarias, la Sucursal está evaluando llevar a cabo obras de infraestructura menores, según las nuevas necesidades de transporte y logística derivadas de la ampliación, lo que incluye, entre otras cuestiones, las conversiones en curso con YPF para la extensión del oleoducto “Puerto Rosales-Brandsen”.

Todo el crudo entrante se recibe y almacena en uno de los tres principales tanques de almacenamiento de crudo situados en la refinería. La capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de la refinería es de 341.000 barriles aproximadamente, o aproximadamente 3,5 días a plena producción.

*Distribución y comercialización*⁶³

La Sucursal cuenta con: (i) cuatro terminales para despacho de productos: dos ubicadas en la Provincia de Buenos Aires (Campana y Puerto Galván), una tercera en la Provincia de Santa Fe (San Lorenzo) y una cuarta en la Provincia de Santa Cruz (Caleta Paula, la cual fue adquirida en mayo de 2018); (ii) tres terminales de carga en los principales aeropuertos de Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Córdoba); y (iii) una red de distribución terrestre operada por terceros transportistas que abastece a las estaciones de servicio minoristas.

A continuación se detalla la capacidad de despacho máxima de cada terminal de productos: (i) Campana: 73.000 barriles por día (incluyendo nafta, gasoil, fuel oil, combustible de aviación y querosén); (ii) Galván: 24.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); (iii) San Lorenzo: 28.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); y (iv) Caleta Paula: 3.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil).

⁶² Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Con sus cuatro terminales de distribución propias, la Sucursal puede distribuir sus productos en todo el país: (i) desde Campana, la Sucursal distribuye productos directamente a través de camiones de carga en las terminales de carga, o por vía marítima desde su muelle en el Río Paraná, abasteciendo a los clientes situados principalmente en el sur de la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y otras regiones centrales de Argentina, como es el caso de Entre Ríos y Corrientes, (ii) desde Bahía Blanca/Puerto Galván, la Sucursal distribuye productos principalmente en el sur de las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Tierra del Fuego y Río Negro; (iii) desde San Lorenzo, la Sucursal distribuye productos principalmente en las Provincias de Córdoba, Misiones, Catamarca, Santa Fe, La Rioja, Mendoza, Santiago del Estero, entre otras Provincias de la región noroeste de Argentina, y (iv) desde Caleta Paula, la Sucursal distribuye productos principalmente en la región sur de la Patagonia Argentina (excepto por la Provincia de Tierra del Fuego).

Para más información sobre las terminales de carga, véase “*Información sobre la Emisora—Descripción de las actividades o negocios—Ventas de combustible—Aviación*”.

La red de distribución terrestre estaba compuesta por flotas de terceros en virtud de contratos de transporte por plazo determinado por unos 5 millones de metros cúbicos de productos limpios y de desecho, usando un sistema moderno, seguro y eficiente en la red de camiones de carga.

Canales de venta de productos refinados

La Sucursal comercializa sus productos a través de los siguientes canales:

- la red de estaciones de servicio de Axion, la cual incluye estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal y operadas por esta, estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal y operadas por concesionarios, y estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios en virtud de contratos de suministro a largo plazo – situadas principalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las Provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba;
- comercialización mayorista a estaciones de servicio y distribuidores minoristas independientes;
- clientes industriales, incluyendo plantas de generación de energía, empresas mineras, metalúrgicas y empresas de transporte, entre otras;
- aerolíneas;
- empresas marítimas; y
- contratos de suministro a corto plazo y ventas spot.

Las ventas de la Sucursal están organizadas en tres líneas de productos principales:

- combustible comercializado a través de la división minorista, la división empresa a empresa (la que incluye ventas a clientes de los sectores de aviación, marítimo, industrial y mayorista) y la división de abastecimiento;
- lubricantes; y
- productos químicos.

El siguiente cuadro detalla el volumen de ventas de productos refinados para los períodos 2016, 2017, 2018 y para el segmento de *downstream* para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018, respectivamente⁶⁴:

⁶⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(Volumen en miles de m³)</i>				
Minorista ⁽¹⁾	2.053,42	2.057,1	2.241,6	1.074,60	1.125,3
.....					
Empresa a empresa					
Industrial y mayorista ⁽²⁾	2.074,62	1.699,4	1.532,6	834,04	813,2
.....					
Sector marítimo ⁽³⁾	199,41	276,8	258,1	120,56	158,5
.....					
Sector de aviación ⁽⁴⁾	392,5	395,9	401,6	225,91	120,0
.....					
Abastecimiento ⁽⁵⁾	840,0	769,7	935,9	420,67	563,7
.....					
Total ventas de combustible	5.559,9	5.198,9	5.369,7	2.675,78	2.780,7
.....					
Lubricantes	36,18	38,3	28,2	17,35	7,8
.....					
Productos químicos	56,95	51,4	50,3	25,02	23,6
Total ventas	5.653,1	5.288,6	5.448,2	2.718,16	2.812,1
.....					

- (1) Incluye nafta, gasoil y querosén a través de su red "Axion energy" y redes de concesionarios.
(2) Incluye gasoil, fuel oil, nafta, asfaltos, coque, GLP y querosén.
(3) Incluye ventas de fuel oil y gasoil para el sector marítimo.
(4) Incluye ventas de combustible de aviación en los aeropuertos de Buenos Aires y Córdoba.
(5) Incluye ventas spot en el mercado interno, principalmente, a compañías del sector, y exportaciones.

El siguiente cuadro muestra los montos en dólares de las ventas de productos refinados para los períodos indicados⁶⁵:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018	Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019
	<i>(en millones de US\$)</i>	
Gas oil.....	1.285,0	689,5
Nafta.....	884,5	380,3
Combustible de aviación.....	270,5	101,5
Aceite combustible.....	95,0	99,8
Otros.....	503,0	187,7
Ventas Totales.....	3.038	1.459

Ventas de combustible⁶⁶

Ventas minoristas⁶⁷

La Sucursal vende grados regulares y *premium* de nafta y gasoil sin plomo, así como GNC y querosén, a través de la red de estaciones de servicio Axion en Argentina. Al 30 de junio de 2019, la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 632 estaciones de servicio ubicadas en todo el país. Al 30 de junio de 2019, la Sucursal, a través de su negocio de *downstream*, era propietaria de 66 estaciones de servicio operadas directamente por ella y era propietaria de 13 estaciones de servicio operadas por concesionarios, mientras que las 553 estaciones de servicio restantes eran de propiedad de terceros concesionarios y operadas por ellos.

El siguiente cuadro detalla las estaciones de servicios operadas por Axion / la Sucursal y operadas por concesionarios para cada uno de los períodos indicados⁶⁸:

⁶⁵ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶⁶ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁶⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2016	2017	2018	2019
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por Axion.....	72	71	68	66
Estaciones de servicio de propiedad de Axion y operadas por concesionarios	24	20	17	13
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios	484	492	546	553
Total.....	580	583	631	632

La Sucursal comercializa sus combustibles bajo las marcas “AXION energy” en sus estaciones de servicio: (i) “AXION PREMIUM”, una nafta premium, sin plomo, de alto octanaje, con aditivos de performance y el más bajo contenido de azufre (< 50 ppm), que cumple con la norma Euro 5 sobre emisiones; (ii) “AXION SUPER”, una nafta de calidad superior, sin plomo, con aditivos de performance y bajo contenido de azufre (< 150 ppm); (iii) “AXION EURO + DIÉSEL”, un combustible premium para motores diésel, que cumple con las normas Euro 4 y 5 sobre emisiones, contiene aditivos de performance y presenta el más bajo contenido de azufre (< 10 ppm); (iv) “AXION DIÉSEL”, un combustible de calidad superior para motores diésel de servicio liviano y pesado que requieren gasoil para un correcto funcionamiento, con aditivos de performance y bajo contenido de azufre (< 500 ppm); y (v) AXION DIÉSEL, un combustible de calidad superior para motores diésel de servicio liviano y pesado que requieren gasoil para un correcto funcionamiento, con aditivos de performance y contenido medio de azufre (< 1500 ppm). Además, en algunas de sus estaciones de servicio, la Sucursal revende GNC que adquiere de terceros como combustible alternativo para vehículos automotores, y vende querosén con fines principalmente de calefacción.

Los combustibles de marca “AXION energy” incluyen mezclas de biocombustibles para cumplir con las exigencias del MEN (etanol y biodiesel, para naftas y gasoil, respectivamente).

La Sucursal desarrolla actualmente un programa de fortalecimiento de su imagen y ha efectuado trabajos de ingeniería y construcción en su red de estaciones de servicios para adaptarla a la marca “AXION energy”. En octubre de 2014, se inauguró la primera estación de servicio “AXION energy”. Al 30 de junio de 2019, la Sucursal contaba con 606 estaciones de servicio “Axion energy” (operadas por la Sucursal y por concesionarios).

En la Argentina, la mayoría de las 632 estaciones de servicio de la Sucursal también cuentan con tiendas de autoservicio, las cuales son operadas directamente por ésta o por terceros. Estas tiendas llevan el nombre de “Spot!” y “Spot! Café”, el nuevo formato de tienda de autoservicio para las estaciones de servicios Axion, buscando ofrecer a sus clientes la más amplia variedad y calidad de productos. Las tiendas de la Sucursal están diseñadas para ofrecer practicidad y satisfacer las necesidades cotidianas de sus clientes. Al 31 de diciembre de 2018, sumaban 497 las tiendas de autoservicio (65 operadas por la Sucursal y 432 por terceros) operando bajo este nuevo formato.

*Industrial y Mayorista*⁶⁹

La Sucursal abastece a sus clientes industriales, comerciales y mayoristas de una amplia variedad de productos tales como GLP, querosén, naftas, gasoil, *fuel oil*, coque y asfaltos. Los clientes industriales de la Sucursal incluyen los siguientes subsegmentos:

- industrial y comercial: clientes que compran directamente productos de combustible terminados (incluyendo, gasoil, naftas y fuel oil) para su propio consumo, tales como empresas de transporte, usinas eléctricas, agronegocios, minería y otros; y
- mayorista: clientes que revenden gasoil y naftas a consumidores finales y a fraccionadoras que revenden GLP.

Las ventas de la Sucursal a clientes industriales y comerciales se concentran en los siguientes tipos de clientes:

⁶⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

- usinas eléctricas (generación térmica), que celebran contratos por plazo determinado de compra de fuel oil y gasoil asociada a la disponibilidad de gas natural;
- revendedores y estaciones de servicio de bandera blanca, que compran naftas, gasoil, fuel oil, coque y productos intermedios para reventa a clientes finales;
- empresas de transporte (de carga y pasajeros), que compran principalmente gasoil;
- otras industrias (tales como agro-negocios, empresas mineras, siderúrgicas y compañías automotrices, entre otras) que compran volúmenes significativos de gasoil, naftas, fuel oil, coque y asfaltos; y
- fraccionadoras de GLP.

La distribución a los clientes industriales y comerciales de la Sucursal se realiza a través de camiones o barcos, desde su refinería y desde sus terminales de distribución ubicadas en Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván y San Lorenzo.

El siguiente cuadro presenta información sobre las ventas de combustible de la Sucursal a clientes industriales y comerciales, por sub segmentos y tipos de clientes, para los períodos indicados⁷⁰:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018	Para el período de seis finalizado el 30 de junio de 2019
	<i>(en miles de m³)</i>	<i>(en miles de m³)</i>
Tipos de cliente o industria		
Usinas eléctricas	75,1	70,7
Revendedores.....	962,8	497,1
Empresas de transporte	236,7	115,5
Otras industrias	258,0	129,9
Total ventas de combustible	1.532,6	813,2

Aviación⁷¹

La Sucursal abastece de combustible a las principales aerolíneas internacionales a través de estaciones de reabastecimiento en el Aeropuerto Internacional de Ezeiza Ministro Pistarini (“Ezeiza”), ubicado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, el principal aeropuerto internacional de la Argentina; Aeropuerto Internacional Jorge Newbery (“Aeroparque”), ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y Aeropuerto Internacional Ingeniero A. Taravella de Pajas Blancas (“Pajas Blancas”), ubicado en la Provincia de Córdoba. La Sucursal abastece a los aviones con combustible de aviación (*jet fuel*), un tipo de combustible sujeto a estrictos requisitos de rendimiento internacionales dadas las extremas condiciones de vuelo en las que funcionan las turbinas de las aeronaves.

En 2018, la Sucursal, fue la tercera proveedora de combustible de aviación más importante de Argentina y realizó más de 22.000 operaciones de reabastecimiento, con una participación del 20,3% en el mercado de combustibles de aviación de Argentina, según datos publicados por el MEN. Las empresas antecesoras de la Sucursal cuentan con 44 años de trayectoria en Ezeiza, 7 años en Aeroparque, y 28 en Pajas Blancas, sin accidentes que provocaran la pérdida de días de operaciones de reabastecimiento.

Marítimo⁷²

A través de sus terminales de distribución en Campana, San Lorenzo y Puerto Galván, la Sucursal abastece de combustibles marinos a distintos tipos de clientes, tales como embarcaciones de pesca y barcas que navegan el Río Paraná / Paraguay, cruceros y buques de transporte de pasajeros, y buques de carga internacionales en tránsito en aguas argentinas. El abastecimiento de estos combustibles se realiza a través

⁷⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷² Corresponde a información interna de la Sucursal.

de camiones, barcasas o mediante una línea directa de combustible desde los muelles de Campana o San Lorenzo. La Sucursal vende fueloil marino en tres grados diferentes (IFO 380, IFO 180 e IFO 60), así como gasoil marino de dos tipos (GOM 1500 ppm S y 500 ppm S).

*Importaciones y exportaciones*⁷³

A través de su división de abastecimiento, la Sucursal también realiza operaciones comerciales, ventas a metalúrgicas y exportaciones de combustibles a mercados extranjeros.

En 2016, 2017 y 2018, las exportaciones representaron el 9,7%, 8,9% y 6,7% respectivamente, de las ventas consolidadas totales por volumen de Axion Argentina (anterior a la TFC) o del segmento de *downstream* de la Sucursal (posterior a la TFC). Las exportaciones realizadas en esos tres años constaron principalmente de naftas intermedias (de muy bajo octanaje) con destino a Paraguay, para las que no existe demanda en Argentina.

Durante 2016, 2017 y 2018, Axion Argentina o la Sucursal (posterior a la TFC) importó 17,7%, 24,0% y 21,3% de las ventas de gas oil, respectivamente, para cumplir con los requisitos de abastecimiento, principalmente de contenido ultra bajo de azufre, que no es producido por la refinería o en los períodos de paradas programadas durante los cuales no logró producir la cuota de demanda local de gasoil que debía abastecer en virtud de la normativa aplicable. En tanto respecta a importaciones de nafta, en 2017 y 2018, la Compañía importó un 4,8% y un 14,1% de sus ventas de nafta, respectivamente. Durante los primeros seis meses del 2019 la Sucursal importó el 13,3% de gas oil de bajo azufre de las ventas totales del mismo producto e importó naftas por el 3,3% de sus ventas de dicho producto refinado.

*Lubricantes*⁷⁴

A partir de agosto de 2018, la Sucursal y Castrol, compañía líder de lubricantes a nivel mundial, han conformado un acuerdo en la Argentina a partir del cual la Sucursal elabora e importa en forma exclusiva en su planta de Campana el amplio portafolio de lubricantes Castrol para el segmento de autos, motos, vehículos comerciales y flotas, como así también para los segmentos industriales, petróleo, gas y marinos. La Sucursal comercializa lubricantes Castrol a través de su red de distribuidores autorizados con cobertura nacional y su amplia red de estaciones de servicios.

*Químicos*⁷⁵

Como parte del proceso de refinación de petróleo crudo, la refinería produce solventes alifáticos y olefinas para usos químicos y petroquímicos. La Sucursal comercializa olefinas a clientes industriales locales y solventes a clientes industriales y distribuidores, locales y del exterior. En 2018, la Sucursal vendió 25,4 millones de metros cúbicos de olefinas, de los cuales 9,5 millones de metros cúbicos fueron exportados.

*Salud, seguridad y ambiente*⁷⁶

La Sucursal es una empresa social y ambientalmente responsable que promueve la mejora constante de sus prácticas y políticas de salud, seguridad y ambiente. La Sucursal cree en el cuidado del ambiente en el que opera y la seguridad, salud y el desarrollo de las personas y las comunidades es una condición esencial para las actividades que desarrolla.

La Sucursal ha desarrollado, implementado y procurado continuamente reforzar los procesos de gestión que a lo largo de los años le han permitido mejorar sus propios registros de desempeño en materia de salud, seguridad y ambiente (“SSA”).

*Seguridad*⁷⁷

Para información sobre esta materia, véase “*Políticas de la Emisora—Seguridad*”.

⁷³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷⁵ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷⁶ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

Cumplimiento ambiental⁷⁸

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal están sujetas a diversas leyes y reglamentaciones locales, provinciales y nacionales relacionadas con el impacto general de las operaciones sobre el medio ambiente, incluyendo, sin limitación, emisiones atmosféricas, uso del agua y aguas residuales, la disposición o remediación del suelo y agua contaminados con productos y subproductos de petróleo, la disposición de residuos peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones. La Sucursal cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros forestales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. 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 son interpretadas y aplicadas a la fecha del presente Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con normas industriales de recuperación secundaria y es empleada para actividades de perforación y reacondicionamiento, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a control de calidad, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2002. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015. Los programas de gestión ambiental y social de *upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (“CFI”). En relación con las operaciones de *downstream*, los lubricantes y plantas comerciales de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente.

Responsabilidad Social Empresaria⁷⁹

La Sucursal opera de acuerdo con su Política de Operaciones de Sustentabilidad, la cual fue actualizada en julio de 2018. La política apunta a maximizar el valor para los accionistas y la compañía, a la vez que se enfoca en la integridad de la salud, seguridad y medio ambiente, poniendo énfasis en los intereses y relaciones con la comunidad. Destaca, entre otras cuestiones: las normas de seguridad y prevención de derrames y otros eventos, manejo general de riesgos, cuidado del medio ambiente y educación y aportes de grupos de interés. La política también aspira a garantizar la seguridad y bienestar de los empleados de la Sucursal. La Sucursal prevé trabajar junto a socios de *joint ventures* y de otro tipo que compartan sus valores sociales.

Seguros⁸⁰

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos daños materiales para los activos *onshore* y *offshore* (incluida su refinería, plantas de lubricantes y terminales), incluyendo pérdida de beneficios por interrupción de las operaciones y pérdida de ingresos por producción, responsabilidad civil *onshore* y *offshore*, responsabilidad civil marítima, responsabilidad civil aeronáutica, costos de control de pozos/gastos extras del operador (OEE, por sus siglas en inglés) y daños a la carga transportada. La Sucursal mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil operativa frente a terceros con respecto a sus actividades, incluidos los riesgos ambientales por acontecimientos súbitos y accidentales como los derrames de combustible. En forma conjunta con su consultora de seguros, la Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal posee cobertura de reaseguros de empresas líderes del sector en los mercados internacionales e intenta mantener relaciones de largo plazo con sus suscriptores de

⁷⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷⁹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸⁰ Corresponde a información interna de la Sucursal.

reaseguro. Los programas de reaseguros de *upstream* y *downstream* de la Sucursal se renuevan el 1 de julio de cada año.

Adicionalmente, la Sucursal contrata una cobertura de seguro de caución ambiental de acuerdo con la Ley N° 25.675 por las siguientes instalaciones: (i) la refinería de Campana; (ii) la planta de lubricantes de Campana; (iii) las terminales de distribución de Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván, San Lorenzo y Caleta Paula; (iv) las terminales de recarga de combustible aeroportuarias de Ezeiza, Pajas Blancas y Aeroparque; y (v) algunas estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Provincia de Buenos Aires. Todos los proyectos y las instalaciones en construcción están asegurados en cumplimiento de la Ley N° 25.675. La Sucursal mantiene asimismo seguro de todo riesgo para el proyecto de ampliación de su refinería de Campana y seguro de accidentes de trabajo (Aseguradora de Riesgo de Trabajo o ART), responsabilidad civil del automotor, bienes y petróleo crudo y productos en tránsito y en depósitos.

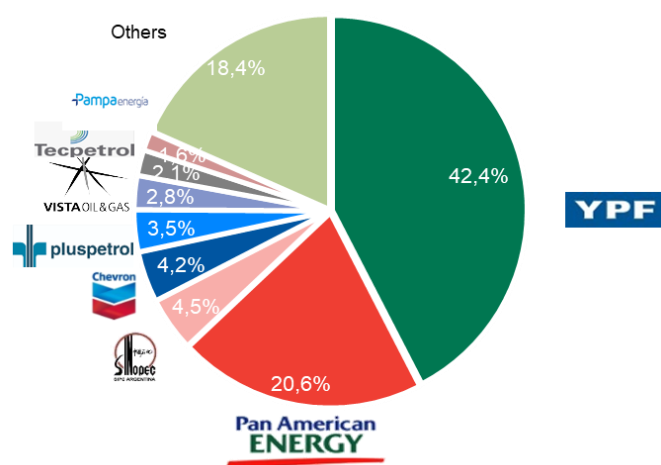
La Sucursal considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria en los países en los que opera. Según requieren las normas locales, los seguros se contratan con compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (principalmente, Lloyds Londres, Europa y Estados Unidos). Las pólizas de seguro de la Sucursal se renuevan en tiempo oportuno. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Sucursal oscilan hasta US\$2 millones para el negocio de *upstream* y hasta US\$5 millones para el negocio de *downstream*. Desde 1998, la Sucursal ha efectuado cuatro reclamos significativos conforme a sus pólizas de seguro por un monto total de US\$33 millones, ninguno de los cuales fue rechazado.

Competencia

Operaciones de *upstream*

Sobre una base boe combinada, la Compañía fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en Argentina durante 2018 y los primeros seis meses de 2019, representando aproximadamente el 17,1% y el 16,6% de la producción local de petróleo y gas combinada, respectivamente. El mayor productor global tanto de petróleo como de gas en Argentina en 2018 y los primeros seis meses de 2019 fue YPF, con participación estatal del gobierno argentino en un 51%, que representó aproximadamente el 42,4% de la producción de petróleo y el 31,0% de la producción de gas durante los primeros seis meses del año 2019. Pan American fue el segundo productor de petróleo más importante de Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 20,6% de la producción de petróleo local en 2018 y aproximadamente el 20,6% en los primeros seis meses de 2019.

Los otros cinco grandes productores de petróleo en Argentina fueron YPF, Pluspetrol, Sinopec, Chevron y Vista Oil and Gas, que en conjunto con la Compañía representaron aproximadamente el 80,4% y el 78,0% de la producción total de petróleo en 2018 y los primeros seis meses de 2019, respectivamente. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de Argentina durante los primeros seis meses de 2019 con respecto al mercado petrolero argentino.

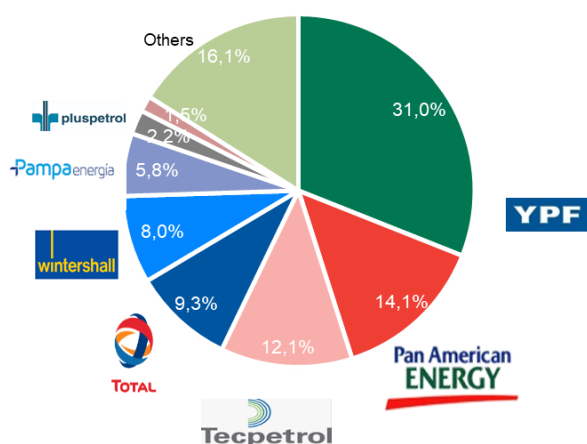


Fuente: IAPG.

La Sucursal fue la segunda productora de petróleo más importante de Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 20,2% de la producción de petróleo local en 2018 y aproximadamente el 20,3% en los primeros seis meses de 2019.

Pan American fue también la segunda productora de gas más importante de Argentina en términos de volumen en 2019, representando aproximadamente el 14,9% de la producción de gas local en 2018 y aproximadamente el 14,1% en los primeros seis meses de 2019.

Los otros cinco grandes productores de gas en Argentina fueron YPF, Total Austral, Wintershall Energía S.A., Pampa/Petrobras Energía y Tecpetrol que juntamente con la Compañía representaron aproximadamente un 80,5% de la producción total de gas en 2018 y un 80,3% en los primeros seis meses de 2019. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de Argentina durante los primeros seis meses de 2019 con respecto al mercado de gas argentino.



Fuente: IAPG.

La Sucursal fue también la segunda productora de gas más importante de Argentina en términos de volumen en 2018, representando aproximadamente el 10,8% de la producción de gas local y aproximadamente el 10,6% en los primeros seis meses de 2019.

Operaciones de downstream

Al 30 de junio de 2019, ocho refinерías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 645.000 barriles por día. Tres de estas refinерías se encuentran ubicadas a una distancia considerable del mercado de Buenos Aires. Las tres refinерías que abastecen a Buenos Aires son: (i) la refinерía YPF–La Plata (189.000 barriles por día); (ii) la refinерía Shell (Raizen)–Buenos Aires (110.000 barriles por día); y (iii) la refinерía de Campana de Pan American (95.000 barriles por día). Tres de las ocho refinерías son operadas por YPF (representando en conjunto el 50% de la capacidad total de producción local), y por Shell (16%), Pan American (14%), Oil Combustibles (5%), Pampa Energía (las cuales fueron vendidas a Trafigura) (5%), y Refinería del Norte S.A. (“Refinor”) (5%), según datos de la SE.

Los principales competidores en los mercados de nafta y gasoil en Argentina son YPF, Shell y Trafigura Argentina S.A. (luego de la adquisición de Petrobras Argentina S.A./Pampa.). En los primeros seis meses de 2019, el negocio de *downstream* de la Sucursal tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de aproximadamente 15,2%, en comparación con aproximadamente 57,7% (YPF), 20,2% (Shell), y 5,3% (Trafigura), según la SE. En los primeros seis meses de 2019, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de gas oil, era de 17,8%, en comparación con 57,6% (YPF), 14,7% (Shell), y 6,3% (Trafigura), según la SE. Los principales competidores en términos de ventas de fuel oil, principalmente a las plantas de generación de energía, son YPF, Shell y Trafigura. En los primeros seis meses de 2019, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de *fuel oil* y aceites combustibles intermedios (“IFO”), era de 24,0%, en comparación con aproximadamente 32,3% (Shell), 22,2% (YPF) y 20,0% (Trafigura), según la SE. La participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas

de combustible de aviación, era de 11,8%, en comparación con 62,1% (YPF) y 26,1% (Shell), según el MEN. Los principales competidores en el segmento de negocios de GLP son YPF, Shell y Transportadora Gas del Sur.

Procedimientos legales⁸¹

La Sucursal periódicamente es parte de procedimientos de arbitraje y acciones legales en el curso habitual de sus negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, controversias laborales e impositivas con ciertas provincias de Argentina y la Administración Federal de Ingresos Públicos.

La Sucursal considera que no existen acciones legales, investigaciones, juicios o procedimientos en trámite en su contra o en contra de su patrimonio que puedan tener un efecto sustancial adverso sobre sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Controversia por falta de suministro de GLP⁸²

El 22 de mayo de 2017, la Sucursal y Pan American Sur fueron notificadas de las Resoluciones RESOL-2017-63-APN-SECRH#MEM y RESOL-2017-64-APN-SECRH#MEM dictadas por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que impusieron multas por la supuesta falta de suministro de GLP al mercado local durante 2016. El monto total de las multas se estimó en Ps.354 millones. La Sucursal y Pan American Sur están tomando medidas tendientes a obtener la anulación y revocación de las resoluciones en las instancias administrativa y judicial, por considerar que las multas que les fueran impuestas carecen de justificación.

⁸¹ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸² Corresponde a información interna de la Sucursal.

INFORMACIÓN SOBRE PAN AMERICAN

a) Reseña histórica

Introducción a Pan American

Pan American es una compañía integrada de energía líder en la industria, que desarrolla operaciones de *upstream* y de *downstream* en Argentina, así como operaciones de *upstream* en Bolivia y México. Pan American se dedica principalmente a la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo y gas natural, a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados y servicios petroleros. En 2018, Pan American fue la mayor productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, y la principal exportadora de petróleo de Argentina, en cada caso, en términos de volumen, según datos publicados por el IAPG. El mismo año Pan American poseyó la cuarta refinería más importante de Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo, según datos publicados por el MEN de Argentina.

La Compañía se ha concentrado tradicionalmente en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas convencional en Argentina y Bolivia, inclusive en su área principal, Cerro Dragón, situada en Argentina, que produce Escalante, una mezcla de petróleo crudo dulce con bajo contenido de azufre. La Compañía también se encuentra enfocada en reservorios no convencionales, en particular exploración y producción de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación de Vaca Muerta en la Argentina, así como en desarrollos *offshore* en el sur de Argentina, y en aguas someras fuera de la costa de México, donde apunta a diversificar sus operaciones como uno de los primeros participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México. Asimismo, la Compañía ha comenzado a involucrarse selectivamente en proyectos de energía renovable en Argentina.

Pan American, cuyas compañías predecesoras llevan más de sesenta años funcionando en Argentina, es una alianza estratégica 50/50 entre BP plc y BC, antes conocida como Bidas Corporation. Por su parte, BC es de titularidad indirecta de BEH y CNOOC, con una tenencia del 50% cada una.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas al grupo Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de Pan American. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió la totalidad de sus activos y pasivos, en calidad de empresa en marcha, a la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 (transferencia de fondo de comercio). Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal. El presente Prospecto contiene información financiera para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 de Pan American que refleja esta integración.

La Compañía considera que la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a su Sucursal contribuye a una mejor alineación de los intereses de sus accionistas BP y BC y le otorga mayor flexibilidad para optimizar su oferta de productos en respuesta a las condiciones del mercado. En la actualidad, la Compañía está llevando adelante la ampliación y modernización de la refinería de Campana, que a su criterio le permitirá abastecer el crecimiento esperado en la demanda de diésel y nafta en Argentina durante la próxima década. La Compañía también está en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red de estaciones de servicio, con el objeto de mejorar sus capacidades de comercialización a fin de consolidar su cobertura nacional.

La Sucursal posee una de las calificaciones corporativas más altas de Argentina y es una de las pocas entidades locales con una calificación corporativa internacional que supera la calificación soberana de Argentina, lo cual, a juicio de la Compañía, refleja una sólida estructura de participación accionaria, una posición de mercado firme, una base importante de reservas a largo plazo, antecedentes en el mantenimiento de un nivel conservador de endeudamiento financiero, al mismo tiempo que se mantiene 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

Antecedentes de Pan American

Alianza Estratégica

Pan American fue constituida como sociedad continuadora de las actividades de Amoco Argentina Oil Company, luego del anuncio de una alianza estratégica entre Bridas Corporation (actualmente BC), y Amoco Corp. (actualmente BP) el 7 de septiembre de 1997. Como resultado de la alianza, BC aportó a Pan American algunos de sus activos en Argentina, creando la segunda productora de gas y petróleo más importante de Argentina. Como parte de la operación, BC también adquirió una participación minoritaria en las operaciones de Amoco Corp. en Bolivia. Al inicio de sus operaciones, Pan American tenía reservas certificadas por aproximadamente 1,1 mil millones de boe y una producción de aproximadamente 115.000 boepd.

Amoco Corp. y BC celebraron la alianza estratégica para mejorar los negocios de ambas compañías combinando las fortalezas y los recursos de dos empresas de energía exitosas de la región. Todos los activos aportados por Amoco Corp. estuvieron relacionados con la producción de petróleo, con una fuerte capacidad de generación de fondos en el corto y mediano plazo, en tanto que los activos aportados por BC suministraron una cantidad significativa de reservas de gas no desarrolladas para capitalizar las oportunidades de crecimiento locales y regionales. La alianza también se vio beneficiada por los conocimientos de la industria en el ámbito local y regional de BC y la solidez financiera y las reconocidas capacidades técnicas de Amoco Corp. En 1999, Amoco Corp. se fusionó con BP.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de la Compañía. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos, los cuales fueron integrados en la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 en relación con la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

Cambio de domicilio

El 26 de octubre de 2018, los accionistas de Pan American aprobaron el cambio de domicilio de Pan American del Estado de Delaware al Reino de España. En consecuencia, Pan American continuará actuando bajo el tipo de Sociedad Limitada de acuerdo con las leyes del Reino de España como Pan American Energy, S.L. Bajo las leyes de Delaware y del Reino de España, Pan American Energy, S.L. se considera la misma entidad que Pan American y, en consecuencia, el cambio de domicilio no afecta sus obligaciones y responsabilidades. Dicho cambio de domicilio se hizo efectivo el 15 de noviembre de 2018. Como resultado del cambio de domicilio, Pan American cambió su nombre a Pan American Energy, S.L. y actualmente se encuentra constituida como una sociedad limitada bajo las leyes del Reino de España.

BP plc

BP es una de las empresas integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con activos que superan los US\$282,2 mil millones y una capitalización de mercado de alrededor de US\$127,1 mil millones al 31 de diciembre de 2018. Al 31 de diciembre de 2018, tenía reservas probadas netas de 19,9 mil millones de boe, 57,4% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2018, su volumen de producción diaria mundial alcanzó un promedio de 2,2 mmbbl de petróleo crudo y 8,7 bcf de gas natural. BP tiene operaciones en más de 78 países en todo el mundo.

BC Energy Investments Corp.

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bridas Corporation) es un *holding* internacional de petróleo y gas que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro áreas principales de operaciones: (i) la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos; (ii) la refinación, la comercialización y el transporte de petróleo y subproductos de petróleo, (iii) el almacenamiento, el tratamiento, el procesamiento y la distribución de gas y petróleo; y (iv) la generación de energía.

BC inició sus actividades en la industria del petróleo y gas en Argentina en 1959, y posteriormente, pasó a ocupar el segundo lugar como productora de gas natural más importante del país, antes de la formación de Pan American. En 2010, BEH, la sociedad controlante de BC, formó una unión transitoria de empresas (*joint venture*) con CNOOC y transfirió una participación del 50% en el capital de BC a CNOOC

International Ltd., una subsidiaria de propiedad absoluta de CNOOC. Con posterioridad a esta operación, BC pasó a ser propiedad indirecta de BEH y CNOOC, con una tenencia del 50% cada una.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Holding.

En 2018, los estados contables consolidados de BC registraban ventas por US\$2,9 mil millones y una ganancia neta de US\$519,4 millones. Al 31 de diciembre de 2018, los activos consolidados de BC ascendían a un total de US\$8,2 mil millones y su patrimonio neto consolidado era de US\$5,8 mil millones.

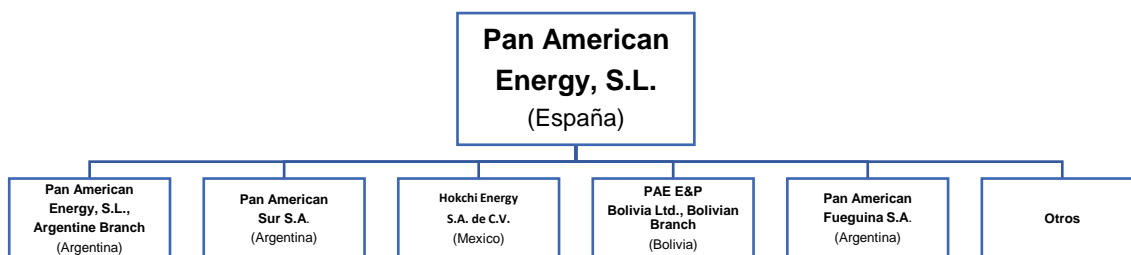
CNOOC es la productora de petróleo y gas natural off-shore más importante de China y una de las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos más grande del mundo. CNOOC cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Hong Kong, la Bolsa de Valores de Toronto y la Bolsa de Valores de New York.

Estructura societaria

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

- la Sucursal, que posee prácticamente todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos en la zona continental de Argentina, como también los activos de refinación, distribución y comercialización en Argentina y es la obligada principal respecto de la mayor parte de la deuda financiera consolidada de Pan American;
- Pan American Sur S.A. ("Pan American Sur"), que posee los activos de exploración y producción de hidrocarburos *onshore* y *offshore* en Tierra del Fuego;
- PAE E&P Bolivia Ltd., la cual posee una participación en el área Caipipendi en Bolivia, mediante un contrato operativo con YPFB;
- Hokchi Energy S.A. de C.V. ("Hokchi Energy"), la cual posee participaciones en cuatro (4) áreas a través de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida celebrados con la CNH respecto a (i) el Bloque Hokchi con una participación del 80%, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.; (ii) el Bloque 34 con una participación del 15%, en consorcio con subsidiarias de BP y Total; (iii) el Bloque 31 con una participación del 75%, en consorcio con Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. ("Talos"); y (iv) el Bloque 2 con una participación del 47,5%, en consorcio con Talos y Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V. ("Sierra") (este bloque está actualmente en proceso de devolución del área);
- Pan American Energy Holdings S.A, la cual posee indirectamente participaciones minoritarias en emprendimientos estratégicos secundarios, entre ellos, servicios de construcción para el sector de hidrocarburos, servicios de perforación, transporte de petróleo, instalaciones de almacenamiento y carga de petróleo y generación de energía; y
- Pan American Fuegoína S.A. ("Pan American Fuegoína"), que posee una participación en (i) Parque Eólico, una compañía dedicada a la generación de energía eólica; y (ii) en Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut IV S.A. para el desarrollo de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut.

El siguiente cuadro ilustra las subsidiarias directas e indirectas más importantes de Pan American⁽¹⁾:



⁽¹⁾ Otros incluye servicios de construcción y para el sector de hidrocarburos y participaciones minoritarias en operaciones de *midstream* y *downstream* de petróleo y gas.

El siguiente cuadro contiene información seleccionada de la Sucursal y de las dos subsidiarias operativas más importantes de Pan American:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019⁽¹⁾	
	Ventas y Otros ingresos operativos	Deuda Financiera
	<i>(en millones de US\$)</i>	
Sucursal Argentina.....	2.095,6	2.169,5
Pan American Sur	146,0	34,6
PAE E&P Bolivia	125,4	—
Hokchi	—	177,4
Otros	4,3	—
Total	2.371,3	2.381,5

⁽¹⁾ La deuda financiera de la Sucursal indicada en el cuadro precedente se expone en forma no consolidada.

Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Compañía consiste en aportar valor a sus socios mediante: la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y refinación de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Compañía incrementar la producción de hidrocarburos a través de un eficiente reemplazo de reservas y continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, con el objetivo de agregar valor a la producción de hidrocarburos. La Compañía aspira a consolidar su posición como una de las compañías energéticas líderes de Argentina y a evaluar oportunidades en otros mercados que le permitan diversificar sus operaciones, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental en todas las áreas donde desarrolla sus actividades.

Para lograr estos objetivos, la Compañía se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social.* La Compañía prevé mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en las que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo.* La Compañía entiende que una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo y una cartera equilibrada de reservas probadas y no probadas tanto de petróleo como de gas son esenciales para su éxito a largo

plazo. En este sentido, la Compañía continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción (i.e. Cerro Dragón, Cuenca Marina Austral y Caipipendi), junto con el desarrollo de su portafolio de activos de crecimiento (i.e. México, áreas de la Cuenca Neuquina y Cerro Dragón) y actividades de exploración. A efectos aclaratorios, las áreas de México, Cuenca Marina Austral y Caipipendi corresponden a áreas de la Compañía, no de la Emisora.

- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales.* La Compañía está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales, principalmente en la formación de Vaca Muerta, a través de sus operaciones y participación en consorcios. Pan American considera que las actividades de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta presentan importantes oportunidades para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades en el exterior.* A través de sus actividades de exploración y desarrollo, la Compañía aspira a optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y la reposición de su amplia base de reservas no solo en Argentina, sino también en otros países que ofrecen oportunidades atractivas para el futuro. Como una de las primeras participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México, Pan American ya ha realizado importantes inversiones en México a través de su subsidiaria Hokchi Energy que lleva adelante el plan de desarrollo del bloque Hokchi. Asimismo, la Compañía cuenta con participaciones en tres áreas adicionales para realizar actividades de exploración en aguas someras *offshore*, una de las cuales está en proceso de devolución. Con sus recientes inversiones en México, la Compañía ha comenzado a operar en proyectos de exploración y extracción *offshore*.
- *Ampliación y modernización de la refinería y ampliación de la red de distribución de la Compañía.* La Compañía se encuentra en proceso de implementar una importante ampliación y modernización de su refinería, que aumentará la capacidad de refinación y le permitirá incrementar la producción de productos de mayor valor agregado. Asimismo, se encuentra en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red de estaciones de servicio para adoptar la marca “AXION energy”; de esta manera, espera consolidar su marca y mejorar su capacidad de brindar cobertura nacional. Pan American también está trabajando en pos de mejorar sus capacidades de distribución y mejorar los puntos de venta para consolidar su cobertura nacional y optimizar el desempeño de sus puntos de venta.
- *Tecnología, productividad y eficiencia operativa.* La Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está presente en toda su organización. Los procesos de gestión son adecuados para establecer metas y monitorearlas, por lo que garantizan que las metas se cumplan en forma eficiente en relación con los costos y de manera segura. La Compañía seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.
- *Solvencia.* La Compañía prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. La Compañía 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 inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma.
- *Recursos humanos.* Un componente clave de la estrategia de la Compañía es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la Compañía crezca de forma orgánica.

Fortalezas competitivas

La Compañía considera que las siguientes son sus principales fortalezas competitivas:

- *Sólidos antecedentes en actividades de exploración, desarrollo y producción.* Entre 1997 y 2018, la Compañía invirtió US\$18,5 mil millones en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. Durante el mismo período, incrementó su producción de petróleo y gas en Argentina en aproximadamente un 107%, de 109,7 mboe/d a 227,0 mboe/d. En 2018, aportó el

14,5% de la producción de petróleo crudo y gas natural en Argentina, en comparación con aproximadamente el 8% en 1997.

- *Importantes reservas de petróleo y gas.* Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ocupaba el primer lugar en Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción correspondiente a 2018, las reservas probadas netas estimadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2014-2018), la Compañía alcanzó un índice de reposición de reservas del 113%. Sus concesiones son a largo plazo. Las concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, no vencen hasta 2026 y 2027, tras lo cual la Compañía tiene el derecho de continuar con sus actividades en el área en virtud de contratos operativos con dos compañías pertenecientes al estado provincial hasta 2046 y 2047, sujeto a ciertas condiciones que espera cumplir.
- *Máxima eficiencia operativa.* La Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está basada en conceptos gerenciales sólidos y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Casi todas las plantas y operaciones de la Compañía en el área Cerro Dragón están automatizadas, funcionan con la electricidad generada por las centrales alimentadas a gas de su propiedad y están monitoreadas a través de un sistema de supervisión de pozos computarizado. Estas características hacen que las operaciones de la Compañía en Cerro Dragón sean una de las áreas de extracción más avanzadas tecnológicamente y eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina. Los costos de producción de petróleo y gas de la Compañía para el ejercicio 2018 fueron de US\$10,15 por boe.
- *Actor del sector energético integrado y diversificado.* Con la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal el 1 de abril de 2018, la Compañía es ahora un actor del sector hidrocarburífero plenamente integrado, y adicionalmente la Compañía está balanceada en su producción de petróleo y gas. Esta integración vertical le otorga flexibilidad para optimizar su oferta de productos refinados en respuesta a los cambios en el mercado.
- *Gran capacidad de refinación y conversión de petróleo crudo pesado en la refinería de Campana.* La Compañía es la tercera refinadora de petróleo crudo más grande de Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo. La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 14% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de Argentina al 30 de junio de 2019. La refinería se encuentra en proceso de ampliación con un presupuesto estimado de US\$1,5 mil millones, que se espera sea en gran medida completado para fines de 2019. Con la implementación del plan de ampliación y mejora de la refinería, y una mejora en la estrategia de comercialización de la Compañía, se busca aumentar la tasa de conversión de la refinería y, como resultado, aumentar la producción de gasoil y nafta de la Compañía en más de un 60%. Con esto se espera alinear la producción de la refinería con el aumento esperado de la demanda de gasoil y nafta para los próximos años. Esta ampliación además permitirá a la Compañía mejorar su calidad de combustibles, cumpliendo así con especificaciones que entrarán en vigencia en 2022 relacionadas al contenido de azufre en combustibles, y el tratamiento de emisión de azufre por la refinería. Asimismo, la refinería de Campana procesa aproximadamente 80% de petróleo crudo pesado (la mayor parte del cual es abastecido por su negocio de *upstream*), lo que le permite capturar márgenes de refinación más elevados. Según información publicada por el MEN, el 49% del petróleo crudo producido en Argentina es petróleo pesado, que sigue siendo abundante y se produce en cantidades que superan el volumen de consumo local.
- *Amplia capacidad de distribución y comercialización.* La Compañía es la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados en términos de ventas. La Compañía vende sus productos refinados a través de su división minorista y su división empresa a empresa (que incluye ventas a clientes industriales y mayoristas, clientes de los sectores de aviación y marítimo, y ventas de lubricantes y productos químicos). La Compañía cuenta con cuatro terminales para despacho de productos y una red de distribución terrestre de terceros transportistas que abastece a sus estaciones de servicio minoristas en todo el país, lo que le permite distribuir sus productos a escala nacional, así como tres terminales de carga en los principales

aeropuertos de Argentina. Asimismo, cuenta con una red de 632 estaciones de servicio que están en proceso de renovación de imagen y ampliación para brindar una mayor cobertura geográfica.

- *Estructura de capital conservadora y gestión financiera prudente.* La Compañía ha mantenido una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. Al 30 de junio de 2019, la deuda financiera de la Compañía representaba el 17,1% de su capitalización total y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, su ratio de EBITDA Ajustado/cargo por intereses era de 12,1x. Asimismo, la Compañía mantiene una de las más altas calificaciones de crédito corporativas internacionales en Argentina, por encima del soberano. Si bien sus planes incluyen importantes gastos de capital durante cada año en relación con sus actividades de exploración y desarrollo y sus inversiones en su refinería, la Compañía ha manejado estos requerimientos de capital con un alto nivel de liquidez y variadas fuentes de financiación.
- *Dirección calificada y socios comprometidos.* La gran experiencia de su equipo le ha permitido a Pan American lograr sólidos resultados operativos, aún en los ciclos más desafiantes para el sector, y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes reguladores del sector. Asimismo, la Compañía combina la experiencia y la capacidad de sus socios, BP y BC, que han contribuido a su sólido rendimiento, combinando la experiencia tecnológica y operativa de BP con el conocimiento del país y de la región de BC. La Compañía entiende que el soporte continuo, la vasta experiencia y los conocimientos tecnológicos de sus socios son una ventaja competitiva significativa para su negocio.
- *Prácticas ambientales y sociales responsables.* La Compañía está fuertemente comprometida a contribuir al desarrollo económico, social y cultural, así como a emprender esfuerzos de preservación del medio ambiente, en las áreas en las que opera. Ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectiva para obtener mejoras en 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. El compromiso de la Compañía con el desarrollo sustentable de sus operaciones se ve demostrado por su apoyo a las comunidades a través de las diversas actividades de desarrollo social focalizadas en áreas claves tales como la educación, la salud, el trabajo y el medio ambiente. La Compañía ha unido también a una serie de entidades no gubernamentales para identificar oportunidades de mayores inversiones e impactos sociales.

Adquisición de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas al grupo Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de Pan American. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió la totalidad de sus activos y pasivos, en calidad de empresa en marcha, a la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N° 11.867 para la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

Cambios importantes en el modo de conducir los negocios

Véase “—*Adquisición o enajenación de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”.

Cambios importantes en el tipo de productos producidos o servicios prestados

Véase “—*Adquisición o enajenación de un activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”.

Cambio en la denominación

El 26 de octubre de 2018, los accionistas de Pan American aprobaron el cambio de domicilio de Pan American del Estado de Delaware al Reino de España. En consecuencia, Pan American continuará actuando bajo el tipo de Sociedad Limitada de acuerdo con las leyes del Reino de España como Pan American Energy, S.L. Bajo las leyes de Delaware y del Reino de España, Pan American Energy, S.L. se considera la misma entidad que Pan American y, en consecuencia, el cambio de domicilio no afecta sus obligaciones y responsabilidades. Dicho cambio de domicilio se hizo efectivo el 15 de noviembre de 2018. Como

resultado del cambio de domicilio, Pan American cambió su nombre a Pan American Energy, S.L. y actualmente se encuentra constituida como una sociedad limitada bajo las leyes del Reino de España.

b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Tras la transferencia del fondo de comercio de Axion Argentina a la Sucursal, que incluyó la transferencia de la totalidad de los activos y pasivos de Axion Argentina a ésta última con fecha 1 de abril de 2018, la Compañía actualmente lleva a cabo sus operaciones principalmente a través de los siguientes segmentos:

- el segmento de *upstream*, el cual consta fundamentalmente de las actividades de exploración y producción de la Compañía; y
- el segmento de *downstream*, el cual consta principalmente de las actividades de refinación, distribución y comercialización de la Compañía.

En 2018, los ingresos y otros ingresos, resultados netos y EBITDA Ajustado de la Compañía ascendieron a US\$5.381,3 millones, US\$808,3 millones y US\$1.980,7 millones, respectivamente. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, los ingresos y otros ingresos, resultados netos y EBITDA Ajustado de la Compañía ascendieron a US\$2.409,6 millones, US\$115,0 millones y US\$860,1 millones, respectivamente.

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*”.

c) Descripción de las actividades o negocios

Operaciones de *upstream*

Introducción

En la actualidad, la Compañía posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo y gas en Argentina en las cuatro principales cuencas hidrocarburíferas del país, así como también derechos contractuales con respecto a un área de producción en Bolivia y a un área en proceso de desarrollo en México. En 2018, aproximadamente el 95% de la producción de petróleo y el 79 % de la producción de gas de la Compañía provenían de operaciones en Argentina, originándose el resto en Bolivia. La Compañía espera que el área de producción en México comience a entregar producción en 2020. Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2018 fueron: (i) en la Cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón (que representó el 85,0% de la producción total de petróleo y el 24,3% de la producción total de gas de la Compañía); (ii) la Cuenca Tarija en Bolivia, el área Caipipendi (que representó el 4,6% de la producción total de petróleo y el 20,8% de la producción total de gas de Pan American); (iii) la Cuenca Austral, el área Cuenca Marina Austral (que representó el 2,4% de la producción total de petróleo y el 26,7% de la producción total de gas de Pan American); (iv) la Cuenca Neuquina, las áreas San Roque, Bandurria Centro, Coirón Amargo Sur Este y Aguada Pichana Este y Oeste (que, en conjunto, representaron el 2,7% de la producción total de petróleo y el 12,2% de la producción total de gas de Pan American) y el área Lindero Atravesado (que representó el 0,6% de la producción total de petróleo y el 9,6% de la producción total de gas de Pan American); y (v) en la Cuenca Noroeste, el área Acambuco (que representó el 0,9% de la producción total de petróleo y el 6,3% de la producción total de gas de Pan American). Durante el primer semestre de 2019, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de Pan American fue de 226,3 mboe, de los cuales el 50% correspondió a petróleo crudo y el 50% a gas natural. Para 2018, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de Pan American fue de 227,0 mboe, de los cuales el 48,5% correspondió a petróleo crudo y el 51,5% correspondió a gas natural. Durante el mismo año, Pan American fue la principal productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, con aproximadamente el 20,2% del total de la producción

de petróleo local, el 10,8% del total de la producción de gas local y el 14,5% del total de la producción de petróleo y gas local (medida en boe en forma combinada), según datos publicados por el IAPG.

La Compañía lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarbúfero en Argentina en virtud de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgadas por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales de Argentina y convenios de asociación con terceros. Las actividades son desarrolladas exclusivamente por la Compañía o en virtud de contratos operativos con otros socios en *joint ventures* según la práctica del sector a nivel internacional. Las concesiones y los contratos operativos de la Compañía son a largo plazo, incluidas aquellas concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, que fueron prorrogadas hasta 2026 y 2027. Además, la Compañía tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos operativos con las dos empresas estatales de las Provincias del Chubut y Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

La Compañía, a través de Pan American Sur, participa, junto con sus socios en *joint ventures*, en el desarrollo de la producción *onshore* y *offshore* en la Provincia de Tierra del Fuego. Los permisos de concesión finalizan entre 2021 y 2031, dependiendo del yacimiento, y pueden ser prorrogados por 10 años más.

La Compañía desarrolla sus actividades de producción y desarrollo en el área Caipipendi en Bolivia en el marco de un contrato operativo de largo plazo y un convenio de *joint venture* con otros socios. El contrato operativo con YPFB tiene fecha programada de vencimiento en 2031 y una prórroga de hasta quince años aprobada en diciembre de 2017 por la Asamblea Legislativa de Bolivia. Las actividades de exploración y desarrollo en el área Hokchi en México se llevan a cabo en virtud de un contrato de producción compartida con la autoridad de hidrocarburos mexicana, que vence en 2041.

La Compañía, a través de Hokchi Energy, lleva a cabo sus operaciones en México, donde está a cargo de la operación del yacimiento Hokchi en virtud de un contrato de producción compartida con la autoridad de hidrocarburos mexicana. El 9 de mayo de 2018, la autoridad de hidrocarburos mexicana dio a conocer públicamente que había aprobado un plan de desarrollo para el yacimiento. Se prevé que la primera producción de petróleo tendrá lugar en 2020 y el contrato de producción compartida finaliza en 2041, pudiendo ser extendido por hasta dos períodos adicionales de 5 años cada uno.

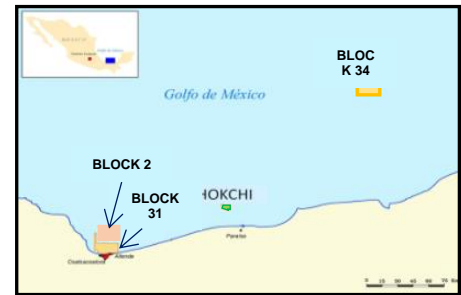
La Compañía, a través de Pan American Fuegoína, posee una participación del 55% en el capital de Parque Eólico, el cual resultó adjudicatario de un contrato de suministro de energía eólica a 20 años con CAMMESA. Parque Eólico construyó un parque eólico de 7 aerogeneradores con una capacidad de 24,15 MW en Garayalde, Provincia del Chubut, el cual obtuvo la habilitación comercial en el cuarto trimestre de 2018.

Asimismo, Pan American Fuegoína S.A. posee el 49% de la participación accionaria de Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y de Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. para el desarrollo de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut, denominados Chubut Norte III y IV. Ambos parques, actualmente en construcción y adjudicados en la Ronda 2 del Programa RenovAr, contarán con una potencia de 140 MW producida por 32 aerogeneradores Nordex que se conectarán al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a partir del segundo trimestre de 2020. Genneia S.A. será la empresa operadora y brindará los servicios de gerenciamiento durante la etapa de construcción.

Además de sus participaciones en las áreas de producción, en la actualidad, la Compañía posee participaciones en seis áreas de exploración en Argentina, y derechos contractuales, para exploración, con respecto a tres (3) áreas en México (una de las cuales se encuentra en proceso de devolución del área). A la fecha del presente Prospecto, la superficie de exploración neta asciende aproximadamente a 11,1 mil km², de los cuales casi la totalidad se encuentra en Argentina. Las actividades de exploración en Argentina por lo general se llevan a cabo en el marco de permisos de exploración otorgados por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales, y en virtud de convenios de asociación con terceros. Durante 2018, la Compañía firmó contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida por dos (2) bloques en aguas someras con la autoridad de hidrocarburos de México.

El siguiente mapa señala las principales áreas de operaciones del segmento de *upstream* de Pan American:

Producción



Producción

Durante el primer semestre de 2019, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de la Compañía fue de 226,3 mboe, neto de montos reinyectados en yacimientos y consumidos en las operaciones y plantas de procesamiento. En ese año, la producción de petróleo crudo y gas natural representó aproximadamente el 50% y el 50%, respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Compañía medida en boe. En 2018, la Compañía fue la segunda productora de petróleo y gas en términos de volumen, representando aproximadamente el 20% del total de la producción de petróleo local, el 11% del total de la producción de gas local y el 14,5% del total de la producción de petróleo y gas local (medida en boe en forma combinada), según datos publicados por el IAPG.

La Compañía tiene acceso a la tecnología de subsuelos y a los procesos de obra de BP. Considerando el volumen de la Compañía, la asistencia integral técnica y de procesos de una empresa de E&P de la envergadura de BP representa una gran ventaja. Entre las principales tecnologías de subsuelos que han contribuido al éxito de la Compañía 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 principales procesos de obra incorporados en la Compañía 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 petróleo crudo producido por la Compañía es el Escalante, obtenido en el área Cerro Dragón, que representó aproximadamente el 85,0% de su producción total de petróleo en 2018. Escalante es una mezcla de petróleo dulce de 24 grados API con bajo contenido de azufre, lo que lo hace 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 3,9% de su producción total de petróleo en 2018. El resto de crudo producido por la Compañía es más ligero y se vende generalmente a refinerías locales en Argentina. A nivel nacional, la Compañía abastece principalmente de petróleo Escalante a su refinería de Campana.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo, gas y GLP de la Compañía correspondiente a cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
Petróleo (mmbbl).....	108,4	105,7	110,2	109,8	113,1
Gas ⁽¹⁾ (mmcf).....	748,3	700,1	677,5	685,6	656,6
GLP (mmbbls).....	1,0	—	—	—	—
Total⁽²⁾ (mboe)	238,4	226,4	227,0	228,0	226,3

⁽¹⁾ La producción diaria neta promedio de gas no incluye el gas producido pero reinyectado en reservorios y utilizado como combustible en las operaciones y plantas de procesamiento.

⁽²⁾ En función de la tasa de conversión utilizada por la Compañía, es decir, un barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas.

La tabla incluida a continuación muestra el promedio de precios de petróleo y gas realizados y los costos de producción de la Compañía para cada uno de los períodos indicados

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
Precio promedio del petróleo (US\$por bbl)	46,99	48,94	62,78	62,49	63,7
Precio promedio del gas (US\$por mcf).....	3,26	3,45	4,42	4,48	3,90
Costos de producción promedio (US\$por boe) .	9,50	10,03	10,15	9,25	9,44

Reservas

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas, probables y posibles netas de Pan American, según la estimación de Ryder Scott y RPS, eran de 2.549,9 mboe, consistentes en 1.678 mmbbl de petróleo y condensado y 5.057,1 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.589,6 mboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 65% y el gas, aproximadamente el 35%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2018, las reservas probadas netas estimadas de Pan American al 31 de diciembre de 2018 representaban una duración de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 11 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años.

Por otra parte, a la fecha de este Prospecto, en México la Compañía tiene reservas netas de mboe, incluyendo 41,2 mboe de reservas probadas netas, según las certificaciones de Ryder Scott, las cuales se encuentran contabilizadas en los estados contables de Pan American.

Desde su constitución en 1997, la Compañía 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 de BP, la Compañía procuró ascender las reservas no probadas al estatus 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 de la Compañía al 31 de diciembre de 2018:

	Petróleo <i>(mmbbl)</i>	Gas <i>(bcf)</i>	Total <i>(mmboe)</i>
Probadas.....	1.030,4	3.243,9	1.589,7
Probables.....	419,2	1.276,6	639,5
Posibles.....	228,4	537,1	321,0
Total Reservas Certificadas.....	1.678,0	5.057,1	2.549,9

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2018 para las áreas Cuenca Marina Austral, Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este y Bandurria Centro fue realizada por Ryder Scott. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2018 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike Estancia La Escondida, Caipipendi y Acambuco fue realizada por RPS. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2018 para el área Hokchi fue realizada por Ryder Scott. Las certificaciones de las reservas otorgadas por Ryder Scott y RPS constituyen una auditoría independiente completa de las mismas e implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas y probables y posibles para todos los activos de la Compañía en Argentina, Bolivia y México. Las reservas probadas se establecen de acuerdo con las normas de la SEC y las reservas probables y posibles se determinan de acuerdo con las normas de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*). Véase “Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas—La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía”.

El siguiente cuadro muestra las estimaciones de la Compañía de sus reservas de petróleo y gas probadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 1 de enero de 2016, 31 de diciembre de 2016, 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2018.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas ⁽¹⁾	Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas		
	Petróleo <i>(mmbbl)</i>	Gas <i>(mmcf)</i>	Total <i>(mboe)</i> ⁽²⁾
Al 1 de enero de 2016 ^{(3) (7) (18)}	997.365	3.405.494	1.584.519
Revisiones de estimaciones anteriores	(13.285)	106.694	5.110
Redeterminación de participaciones	—	—	—
Ampliaciones y descubrimientos	26.722	224.160	65.370
Adquisiciones de reservas existentes	—	—	—
Disposición de reservas existentes	—	—	—
Recuperación mejorada	2.000	1.981	2.342
Producción del ejercicio ⁽⁸⁾	(39.652)	(326.222)	(95.897)
Al 31 de diciembre de 2016 ^{(4) (9) (18)}	973.150	3.412.107	1.561.444
Revisiones de estimaciones anteriores	(1.418)	(37.240)	(7.839)
Redeterminación de participaciones	—	—	—
Ampliaciones y descubrimientos	37.876	193.747	71.281
Adquisiciones de reservas existentes	—	—	—
Disposición de reservas existentes	—	—	—
Recuperación mejorada	5.993	119.841	26.655
Producción del ejercicio ⁽¹⁰⁾	(38.595)	(297.970)	(89.969)
Al 31 de diciembre de 2017 ^{(5) (11) (18)}	977.006	3.390.485	1.561.572
Revisiones de estimaciones anteriores	7.734	(114.199)	(11.956)
Redeterminación de participaciones	—	—	—
Ampliaciones y descubrimientos	85.706	249.629	128.745
Adquisiciones de reservas existentes	—	—	—
Disposición de reservas existentes	—	—	—
Recuperación mejorada	62	3.583	680
Producción del ejercicio ⁽¹²⁾	(40.052)	(286.123)	(89.383)
Al 31 de diciembre de 2018 ^{(6) (13) (18)}	1.030.456	3.243.375	1.589.658

⁽¹⁾ Las evaluaciones de producción bruta no se deducen de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

⁽²⁾ “mmbbl” significa mil barriles; “mmcf” significa un millón de pies cúbicos y “mboe” significa mil barriles de equivalente de petróleo. La Compañía ha utilizado una tasa de conversión de 1 barril de petróleo equivalente a 5.800 cf de gas.

- (3) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2014 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana, y Coirón, y según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2015.
- (4) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2015 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana, y Coirón, y según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2016.
- (5) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2016 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana, y Coirón, y según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2017.
- (6) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2017 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana, Bandurria Centro y Hokchi, y según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, and Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2018.
- (7) Incluye 553 bcf de gas combustible.
- (8) Incluye 53 bcf de gas natural utilizado en las operaciones.
- (9) Incluye 575 bcf de gas combustible.
- (10) Incluye 42 bcf de gas natural utilizado en las operaciones.
- (11) Incluye 586 bcf de gas combustible.
- (12) Incluye 39 bcf de gas natural utilizado en las operaciones.
- (13) Incluye 616 bcf de gas combustible.
- (14) Incluye 381 bcf de gas combustible.
- (15) Incluye 403 bcf de gas combustible.
- (16) Incluye 418 bcf de gas combustible.
- (17) Incluye 434 bcf de gas combustible.
- (18) De acuerdo con el artículo 357 de la Constitución Política de Bolivia en vigencia desde el 7 de febrero de 2009, las reservas del área Caipipendi incluidas en los cuadros anteriores de reservas probadas no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Compañía, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. Conforme a las aludidas disposiciones constitucionales, el gobierno de Bolivia es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías. El volumen de reservas probadas correspondientes al área Caipipendi incluidas en el cuadro de la página S-3 son al 1 de enero de 2016: 20.128 mbbbl de petróleo y 686.150 mmcf de gas, equivalentes a 138.430 mboe; al 31 de diciembre de 2016: 19.144 mbbbl de petróleo y 683.784 mmcf de gas, equivalentes a 137.038 mboe; al 31 de diciembre de 2017: 20.734 mbbbl de petróleo y 704.873 mmcf de gas, equivalentes a 142.264 mboe; y al 31 de diciembre de 2018: 18.025 mbbbl de petróleo y 610.698 mmcf de gas, equivalentes a 123.318 mboe.
- (19) De acuerdo con los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de México en vigencia desde el 11 de junio de 2013, las reservas del área Hokchi incluidas en los cuadros anteriores de reservas probadas no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Compañía, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. Conforme a las aludidas disposiciones constitucionales, el gobierno de México es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías. El volumen de reservas probadas correspondientes al área Hokchi incluidas en el cuadro de la página S-3 son al 31 de diciembre de 2018: 39.069 mbbbl de petróleo y 12.260 mmcf de gas, equivalentes a 41.183 mboe.

Actividades de perforación

Los siguientes cuadros muestran la cantidad de pozos de petróleo y gas, brutos y netos, en los que Pan American tenía participaciones al 31 de diciembre de 2018.

	Al 31 de diciembre de 2018
Pozos de petróleo ⁽¹⁾	
Brutos.....	4.871,0
Netos.....	43.783,9
Pozos de gas ⁽¹⁾	
Brutos.....	964
Netos.....	557,0

(1) Prácticamente todos los pozos productivos de petróleo y gas son pozos de terminación múltiple (más de una formación con producción en el mismo pozo de sondeo). Si una de las terminaciones múltiples en un determinado pozo es una terminación de petróleo, el pozo se clasifica como pozo de petróleo.

El siguiente cuadro presenta la cantidad de pozos productivos de petróleo y gas netos, y pozos de exploración y de desarrollo secos (terminados o abandonados) perforados por la Compañía para los períodos indicados.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2016	2017	2018
	De exploración.....		
Productivos	1,9	6,4 ⁽¹⁾	3,8
Secos.....	—	—	1,9
De desarrollo ⁽²⁾			
Productivos	152,0	186,1	215,5
Secos.....	1,0	3,2	5,2

(1) El incremento de 2016 a 2017 se debe principalmente a los pozos perforados en el área de exploración Hokchi en México.

(2) Los pozos de desarrollo no incluyen pozos de servicio finalizados para inyección de agua.

Áreas de Pan American

El siguiente cuadro contiene cierta información sobre las áreas de producción en las que la Compañía tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2018. Las áreas Hokchi (México) y Aguada de Castro (situadas en Argentina) no tenían producción o reservas probadas al 31 de diciembre de 2018. En general, la Compañía actualiza las estimaciones de reservas con frecuencia anual.

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Participación de la Compañía (%)	Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2018				Producción Diaria Neta Promedio de 2018 (mboe)	Producción Diaria Neta Promedio de los primeros seis meses de 2019 (mboe)
			Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mboe)	Desarrolladas (%)		
ARGENTINA								
Cuenca	Cuenca Marina	25,0	7,8	752,7	137,5	71,3	33,7	33,6
Cuenca Austral	Austral.....							
Cuenca Neuquina	Aguada Pichana Este ⁽²⁾	18,2/14,0	0,5	156,4	27,5	67,9	8,4	11,0
	San Roque	16,5	0,9	52,4	9,9	84,2	3,9	3,5
	Lindero Atravesado ..	62,5	6,7	277,3	54,5	64,6	11,8	11,4
	Bandurria Centro ⁽³⁾	100,0	16,4	21,6	20,1	43,3	2,2	3,3
	Aguada Pichana Oeste	45,0	—	139,3	24,0	25,6	2,6	3,4
	Aguada de Castro.....	45,0	—	—	—	—	—	1,0
	...							
	Coirón Amargo Sur Este.....	55,0	2,3	0,7	2,4	18,5	0,2	0,2
Cuenca Golfo San Jorge	Cerro Dragón/Anticlinal Funes ⁽⁴⁾	100,0/70,0	895,4	1,068,0	1,079,5	56,7	122,0	122,3
	Estancia La Escondida....	25,0	0,2	0,1	0,2	69,1	0,1	0,1
	Piedra Clavada	100,0	22,7	3,1	23,3	72,4	2,6	2,6
	Koluel Kaike ..	100,0	17,7	11,0	19,6	55,8	1,7	1,7
Cuenca Noroeste	Acambuco	52,0	2,8	137,8	26,5	88,8	8,4	7,9
BOLIVIA								
Cuenca	Caipipendi ⁽⁵⁾ ...	25,0	18,0	610,7	123,3	90,2	29,4	24,4

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Participación de la Compañía (%)	Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2018				Producción Diaria Neta Promedio de los primeros seis meses de 2019 (mboe)
			Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)	Desarrolladas (%)	Producción Diaria Neta Promedio de 2018 (mboe)
Tarija	Hokchi	80,0	39,1	12,3	41,2	59,8	227,0
MÉXICO		N/A	1,030,5	3,243,4	1,589,7	59,8	226,3
Total							

- (1) La Compañía tiene a su cargo la operación de las áreas Lindero Atravesado, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Bandurria Centro, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro y Acambuco, mientras que la operación de las áreas Cuenca Marina Austral, Aguada Pichana Este, San Roque, Estancia La Escondida y Caipipendi está a cargo de sus socios en *joint ventures*.
- (2) La Sucursal posee una participación del 14% en el área Aguada Pichana Este, excepto por los pozos de *shale* gas finalizados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y gas compacto, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación de Vaca Muerta, en los que la participación de la Sucursal es del 18,18%.
- (3) El 10 de julio de 2015, la Sucursal, sus socios en el área Bandurria y la Provincia del Neuquén celebraron un acuerdo transaccional en virtud del cual el área Bandurria se dividió en tres áreas nuevas, asignando el 100% de cada una de ellas a cada socio. Esas tres áreas fueron determinadas por el Decreto N°1541/2015, Decreto N°1542/2015 y Decreto N°1543/2015, otorgándose a la Sucursal, por Decreto N°1543/2015, una participación del 100% en la concesión a 35 años para explotación no convencional en el área Bandurria Centro.
- (4) Cerro Dragón y Anticlinal Funes se consideran dos áreas.
- (5) De acuerdo con el artículo 357 de la Constitución Política de Bolivia en vigencia desde el 7 de febrero de 2009, las reservas del área Caipipendi incluidas en el cuadro precedente no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Compañía, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. El gobierno de Bolivia es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías.

Las siguientes tablas muestran la producción diaria neta promedio de petróleo y gas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, para cada área de producción en la que la Compañía posee participación. La Compañía espera que el área de producción en México comience a entregar producción en 2020.

Área/Yacimiento	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018		
	Petróleo (mbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
ARGENTINA			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes.....	93,6	164,7	122,0
Acambuco.....	1,0	43,0	8,4
San Roque	0,3	20,7	3,9
Aguada Pichana Este	0,2	47,3	8,4
Lindero Atravesado	0,7	64,9	11,8
Piedra Clavada.....	2,6	—	2,6
Koluel Kaike.....	1,7	—	1,7
Bandurria Centro	2,2	0,1	2,2
Cuenca Austral	2,6	180,8	33,7
Aguada Pichana Oeste	—	14,9	2,6
Coirón Amargo Sur Este.....	0,2	—	0,2
Estancia La Escondida.....	0,1	—	0,1
BOLIVIA			
Caipipendi	5,0	141,1	29,4
Total	110,2	677,5	227,0

**Para los períodos de seis meses finalizados
el 30 de junio de 2019**

Área/Yacimiento	Petróleo <i>(mbbls)</i>	Gas <i>(mmcf)</i>	Total <i>(mboe)</i>
ARGENTINA			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes.....	95,1	157,9	122,3
Acambuco.....	0,9	40,4	7,9
San Roque	0,4	18,2	3,5
Aguada Pichana Este	0,3	62,1	10,9
Aguada Pichana Oeste.....	—	20,0	3,4
Aguada de Castro	—	6,1	1,0
Coirón Amargo Sur Este.....	—	0,2	0,2
Lindero Atravesado	1,2	11,4	11,4
Piedra Clavada.....	2,6	—	2,6
Koluel Kaike.....	1,7	—	1,7
Bandurria Centro	3,0	2,0	3,3
Cuenca Austral	3,6	173,5	33,6
Coirón Amargo Sur Este.....	0,2	—	0,2
Estancia La Escondida.....	0,1	—	0,1
BOLIVIA			
Caipipendi	4,2	117,3	24,4
Total	113,1	656,6	226,3

El 9 de mayo de 2018, la autoridad de hidrocarburos mexicana dio a conocer públicamente que había aprobado un plan de desarrollo para el área Hokchi, a través del cual Hokchi Energy quedó autorizada para explotar un área que contiene unos 102 mboe de reservas probadas certificadas, de las cuales se estima que un 44,7% estará disponible para comercialización por parte de la Compañía.

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha de este Prospecto referida a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Compañía en Km².

Lugar	Área/Yacimiento⁽¹⁾	Superficie Bruta	Participación de la Compañía (%)	Superficie Neta
Argentina				
Cuenca				
Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz) ⁽¹⁾	1.814,2	90	1.632,7
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut)	7.004,6	90	6.304,1
	Centro Golfo San Jorge Marina-1 (Santa Cruz)		90	227,8
	Meseta Cerón Chico.....	1.219,7	100	1.219,7
Cuenca				
Neuquina	Aguada Cánepa	112,4	90	101,2
	Acambuco B	1.188,8	100	1.188,8
México				
Cuenca Sur				
Este	Área 31 ⁽²⁾	262,8	100	262,8
	Área 34 ⁽²⁾	738,7	15	110,8
	Área 2.....	194,9	47,5	92,6
Total		12.839,2		11.140,5

⁽¹⁾ La Compañía tiene a su cargo la operación de las áreas Centro Golfo San Jorge Marina, (Santa Cruz y Chubut), Centro Golfo San Jorge Marina-1, Meseta Cerón Chico, Aguada Cánepa, Coirón Amargo Sur Este, Acambuco B y del Área 31.

⁽²⁾ Las Áreas 31 y 34 ya fueron adjudicadas; se ha firmado el contrato de extracción de hidrocarburos en virtud de los contratos de producción compartida con la autoridad de hidrocarburos mexicana el 27 de junio de 2018.

La Cuenca Marina Austral está situada en la Cuenca Austral, ubicada en Provincia de Tierra del Fuego, Argentina. La Sucursal posee una participación indirecta del 25% en el consorcio Cuenca Marina Austral. El área es operada por Total S.A. Durante 2018, la producción diaria neta promedio fue de 33,7 mboe y representó 2,3% de la producción total de petróleo de la Compañía (2,5 mbbls) y 26,7% de la producción total de gas de la Compañía (180,8 mmcf). Al 31 de diciembre de 2018, Cuenca Marina Austral tenía 5 plataformas automáticas. Actualmente, Cuenca Marina Austral posee los siguientes yacimientos en producción *onshore* y *offshore*: Hidra, Kaus, Ara- Cañadón-Alfa, Argo, Carina, Aries y Vega Pléyade. La producción de estos yacimientos se procesa en las plantas Río Cullen y Cañadón-Alfa. El proyecto de perforación Vega Pléyade se inició en noviembre de 2015 y la producción comenzó en abril de 2016. En 2015, se perforaron y conectaron dos pozos productivos más (ampliación Carina Fase I). El próximo paso en el plan de desarrollo será el proyecto Fénix Fase I, y se prevé que la decisión de inversión final se tomará durante el primer trimestre de 2020. Durante 2017, la Compañía realizó estudios preliminares de desarrollo e ingeniería básica y preparó un llamado a licitación para la fabricación, el transporte y la instalación de la plataforma. El proyecto consiste en una plataforma de boca de pozo automática, tres pozos horizontales y una línea submarina de 75 km. de extensión hasta la planta Río Cullen. El total de reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2018 era de 137,5 mmmboe, de las cuales 7,8 mmmbl correspondían a reservas de petróleo probadas netas y 752,7 bcf correspondían a reservas de gas netas.

Caipipendi

El área Caipipendi está situada en la Cuenca Tarija, ubicada en Bolivia. PAE E&P Ltd. posee una participación del 25% en el área, que es operada por Repsol. Durante 2018, la producción diaria neta promedio del área fue de 29,4 mboe y representó 4,6% del total de producción de petróleo de la Compañía (5,0 mmmbl de producción de petróleo diaria neta promedio) y 20,8% del total de producción de gas de la Compañía (141,1 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2018, el área incluía 9 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 123,3 mmmboe, de los cuales 18,0 mmmbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 610,7 bcf a reservas probadas de gas netas. En 2016, el Congreso Boliviano sancionó la Ley N° 817, la cual permite prorrogar los contratos operativos si los contratistas se comprometen a realizar nuevas inversiones en actividades de exploración por sumas iguales o superiores a US\$350 millones o US\$500 millones en actividades de exploración y desarrollo en un plazo de cinco años, a partir de la promulgación de dicha Ley el 19 de julio de 2016. Como consecuencia de ello, las autoridades bolivianas propusieron negociar la prórroga del contrato operativo del área Caipipendi. En noviembre de 2017, el consorcio negoció y firmó un acuerdo con YPF y el gobierno de Bolivia para la perforación de un nuevo pozo y demás inversiones hasta 2031 y, posteriormente, la Asamblea Legislativa de Bolivia aprobó una prórroga de hasta quince años.

Bloque Hokchi

Las actividades de exploración y desarrollo de Hokchi Energy (compañía mexicana subsidiaria de Pan American) para el Bloque Hokchi en México (en el que la Compañía posee una participación del 80% y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. posee el 20% restante) se llevan a cabo con arreglo a un contrato de producción compartida con la CNH. Hokchi Energy es el operador de esta área *offshore* situada en la cuenca sureste Mexicana (costa de Tabasco) y que consta de una extensión de 40 km². El área está situada a 27 km de la costa del Estado de Tabasco, en aguas de 35 metros de profundidad. El 30 de octubre de 2016, Hokchi Energy se transformó en la primera empresa de capitales privados en perforar un pozo *offshore* en México, tras la reforma de la industria energética de ese país. Conforme a los términos del contrato, Hokchi Energy se había comprometido a cumplimentar ciertas unidades operativas, equivalentes a la perforación de cuatro pozos. Hokchi Energy finalizó la fase de evaluación, habiendo perforado cinco pozos, superando el compromiso asumido. Conforme a los términos del contrato de producción compartida, Hokchi Energy presentó un plan de desarrollo a la CNH que fue aprobado el 9 de mayo de 2018, a través del cual Hokchi Energy quedó autorizada a explotar este área que contiene unos 102 mmmboe de reservas probadas certificadas, de las cuales se estima que un 44,7% estará disponible para comercialización por parte de la Compañía. Se prevé que la primera producción de petróleo tendrá lugar en 2020 y el contrato de producción compartida finaliza en 2041, pudiendo ser extendido por hasta dos períodos adicionales de 5 años cada uno.

Al 31 de diciembre de 2018, el total de reservas probadas netas del área era de 41,2 mmmboe, de los cuales 39,1 mmmbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 12,3 bcf a reservas probadas de gas netas.

Área 31

El 27 de junio de 2018, Hokchi Energy celebró un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras con la CNH en relación al Área 31, el cual tiene un plazo de vigencia inicial de 30 años. Esta área de exploración *offshore* está situada en la Cuenca Sureste de México, a unos 3 km de la costa de Tabasco, inmediatamente al norte de la ciudad de Coatzacoalcos. El Área 31 tiene una superficie de 263 km², con aguas cuya profundidad promedio es de 25 metros. Con posterioridad, en el marco de un contrato de cesión de derechos, Hokchi Energy cedió a Talos un 25% de participación en el Área 31. Hokchi Energy es el operador del Área 31.

Área 34

El 27 de junio de 2018, Hokchi Energy, junto con ciertas subsidiarias de BP y Total, celebró un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras con la Comisión Nacional de Hidrocarburos en relación al Área 34, el cual tiene un plazo de vigencia inicial de 30 años. El Área 34 está situada unos 140 km al norte de Ciudad del Carmen (en la Cuenca Sureste). El Área 34 tiene una superficie de 734 km², con aguas cuya profundidad promedio es de 100 metros y es operada por una subsidiaria de BP.

Área 2

Con fecha 11 de septiembre de 2018, Hokchi, Talos y Sierra celebraron un contrato de cesión de derechos (*farmout agreement*) con relación al Área 2, situada en aguas someras de la Bahía de Campeche, Golfo de México, en la costa del Estado de Veracruz, México (el “Contrato de Producción Compartida del Área 2”). El Área 2 fue adjudicada a través de un proceso de licitación, en virtud de un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en el marco de un contrato de producción compartida celebrado con la CNH. Conforme al aludido contrato de cesión de derechos, Hokchi, a título de cesionaria (*farmee*), recibió un 25% y un 22,5% de las respectivas participaciones de Talos y Sierra, por un total de 47,5%, en el Contrato de Producción Compartida del Área 2 y asumió el rol de operador.

Durante el primer semestre de 2019 se perforaron dos (2) pozos exploratorios con resultados no satisfactorios. Con la perforación de ambos pozos, el Consorcio cumplió con el compromiso de Exploración del 1° Período y decidió no proseguir con las actividades de exploración en el Área y está en proceso de devolución de la misma.

Para mayor información sobre las áreas detentadas directamente por la Sucursal, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de upstream—Áreas de la Sucursal*”.

Ventas y comercialización de petróleo crudo y gas natural

En 2018, las ventas de petróleo y gas de la Compañía ascendieron a un total de US\$5,3 mil millones, de las cuales US\$1,2 mil millones correspondían a ventas de petróleo, US\$1,1 mil millones correspondían a ventas de gas y US\$3 mil millones, a productos refinados. En 2018, el 66% de las ventas totales de la Compañía fueron efectuadas a clientes locales, mientras que el 34% restante fueron exportaciones. El 10% de las ventas de petróleo en 2018 fueron ventas locales, mientras que el 90% restante fueron exportaciones. En lo que atañe a ventas de gas, en 2018, el 77% de las mismas fueron ventas locales, mientras que el 23% restante fueron exportaciones. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, las ventas totales de la Compañía ascendieron a US\$2,4 mil millones, 61% de las cuales correspondieron a productos refinados, 17% a ventas de crudo, y 21% correspondieron a ventas de gas natural y otras ventas. Durante ese mismo período, el 82% de las ventas de productos refinados fueron ventas locales, mientras que el 18% restante fueron exportaciones.

El siguiente cuadro detalla los principales clientes de la Compañía en 2018:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018
	<i>(en millones de US\$)</i>
Cientes	
Vitol Inc.....	141,8

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018
	<i>(en millones de US\$)</i>
CAMMESA.....	243,7
YPFB.....	291,0
Trafigura PTE Ltd.	131,6
BP Oil Supply.....	408,6
Glencore Limited.....	114,4
Otros (1).....	3.993,3
Total.....	5.324,4

(1) Cada uno de ellos representa, individualmente, menos del 5% de las ventas totales. Incluye pagos del gobierno en el marco de programas de fomento a la producción por valor de US\$7,6 millones para 2018.

El siguiente cuadro detalla las ventas y otros ingresos operativos por producto de la Compañía para los períodos indicados:

Producto⁽¹⁾	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Períodos de seis meses finalizado s el 30 de junio de
	2016	2017	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>			
Petróleo	2.645,2	1.933,0	1.154,7	399,3
Gas	1.167,7	1.142,9	1.132,7	498,2
Productos refinados (<i>downstream</i>) ⁽²⁾	—	—	3.034	1.456,1
GLP	3,3	—	3,0	5,5
Subtotal.....	3.816,2	3.075,9	—	2.359,1
Otros.....	2,6	—	—	12,2
Total.....	3.818,8	3.075,9	5.324,4	2.371,3

(1) Incluye pagos del gobierno en el marco de programas de fomento a la producción por valor de US\$1.058,3 millones, US\$225,9 millones y US\$7,6 millones para 2016, 2017 y 2018, respectivamente. Véase la nota 23 a los Estados Financieros Anuales de Pan American.

(2) Véase las operaciones de *downstream* para el detalle de las ventas en *Información sobre la Emisora—Operaciones de Downstream*".

Comercialización de petróleo

En 2018, la Compañía comercializó 23,9 mmbbl de petróleo crudo producido por sus yacimientos situados en Argentina y Bolivia en los mercados locales de Argentina y Bolivia, como también desde Argentina hacia los mercados internacionales, en condición FOB. Las ventas de petróleo a refinadores locales, incluida la refinería de Axion Argentina antes de la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal, se consumaron principalmente en virtud de contratos de suministro. Habitualmente, los contratos de suministro en el mercado local son contratos *spot* y a corto plazo (no más de tres meses). El petróleo que no se comercializa en virtud de los diversos contratos de suministro existentes en ese momento generalmente se comercializa en el mercado *spot*, incluso a través de exportaciones. Debido a su alta liquidez, el mercado *spot* representa para Pan American una boca de expendio continua para su producción de petróleo no comprometida.

Para el caso de las exportaciones, la Sucursal está obligada a ofrecer la producción en primer lugar a las refinerías locales en Argentina. Los precios de las exportaciones de la Compañía reflejan principalmente el precio del petróleo Escalante argentino vigente en el mercado internacional y guardan relación con los precios de referencia internacionales del crudo, como el Brent.

La Compañía percibe los pagos de sus exportaciones en dólares estadounidenses. En el caso de las ventas locales en pesos, si bien una parte sustancial de dichas ventas locales está vinculada al dólar estadounidense, Pan American recibe los pagos en pesos.

El principal tipo de petróleo comercializado por la Compañía es el denominado “Escalante”, que se produce en el área Cerro Dragón y representa aproximadamente el 85,0% de la producción total de petróleo de Pan American. El Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido de azufre de 0,20%, 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 azufre, el Escalante se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido de azufre. Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representa aproximadamente el 3,9% de la producción total de petróleo de la Compañía. El resto del crudo producido por la Compañía en otras áreas es más ligero y se entrega generalmente a su refinería de Campana.

La Compañía exporta petróleo Escalante en la terminal de carga de Caleta Córdova, en condición FOB. El crudo producido en el área Cerro Dragón es transportado a través del oleoducto de propiedad de la Sucursal a la terminal de almacenamiento y carga de Caleta Córdova, de propiedad de Termap. El crudo producido en las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike es transportado a través del oleoducto de propiedad de YPF a la terminal de almacenamiento y carga de Caleta Olivia, también de propiedad de Termap. La producción de las áreas de la Cuenca Austral es transportada a través de oleoductos y cargada en terminales cuya propiedad y operación están en manos del consorcio Cuenca Marina Austral.

La Compañía ha realizado inversiones 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. Véase *“Información sobre Pan American—Descripción de las actividades o negocios —Otras actividades”*.

Comercialización de gas

La producción de gas de la Compañía en Argentina se comercializa a sus clientes locales a través de tres canales: (i) distribuidoras locales (“DL”), (ii) centrales generadoras: el gas natural se comercializa a CAMMESA, que está a cargo del suministro de gas a esas centrales, e (iii) industrias: las ventas se realizan principalmente a través de contratos anuales. En ciertos casos, el gas producido en áreas en las que la Compañía no posee una participación del 100% es comercializado por Pan American junto con sus socios en el área relevante. Generalmente, la producción de gas de la Compañía en Bolivia se exporta a Argentina.

Durante 2018, la producción de gas se hallaba comprometida a través de 130 contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 547 mmcf. En general, los contratos de suministro de gas reflejan el precio a boca de pozo vigente en la cuenca en cuestión. En ciertos casos, la fluctuación de precios estará sujeta a un mínimo o máximo o a ambos. La Compañía estructura sus contratos de gas con cláusulas “en firme” en virtud de las cuales el comprador está obligado a comprar una cantidad convenida de gas, pero también en ciertos casos tiene derecho a comprar un volumen mayor si así lo requiere. Si en algún período determinado el comprador opta por tomar un volumen menor a la cantidad mínima de gas que está obligado a adquirir, podrá tomar la diferencia en un momento posterior durante la vigencia del contrato. Algunos contratos de suministro de gas contienen una cláusula de exclusividad que le exige al comprador satisfacer todos sus requerimientos de gas a través de la Compañía. La remuneración del comprador por este convenio de exclusividad se ve reflejada en el volumen “en firme”.

En septiembre de 2018, por Resolución N° 104/18, el gobierno nacional volvió a autorizar la exportación de gas natural de carácter interrumpible a países limítrofes. Dichas exportaciones se efectuaron, principalmente, a través del gasoducto Gas Andes desde la Cuenca Neuquina a la región central de Santiago, República de Chile y también estuvieron destinadas a Methanex Chile en el área Magallanes.

Las ventas de gas por volumen de la Compañía en 2018 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente 28% a DL, 31% a industrias locales, 30% a plantas generadoras a través de CAMMESA, 9% a estaciones minoristas de GNC (incluidas estaciones de servicios Axion) y 2% a exportaciones.

La Compañía considera que el volumen de sus reservas de gas y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva respecto a sus competidores. La Compañía ha realizado varias inversiones en

distribución y transporte de gas y en generación energética para optimizar y asegurar su capacidad para transportar, entregar y comercializar su producción de gas. Véase “*Información sobre Pan American—Descripción de las actividades o negocios —Otras actividades*”.

Operaciones de downstream

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de downstream*”.

Otras actividades

Transporte, almacenamiento y carga de petróleo

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

Oleoductos del Valle S.A.

La Compañía tiene una participación indirecta del 11,9% en el capital social de Oldeval, una sociedad argentina, que es propietaria de un sistema de oleoductos de aproximadamente 600 millas de longitud, desde la Cuenca Neuquina hasta el sistema de oleoductos Puerto Rosales. Oldelval opera el oleoducto en virtud de un contrato de concesión a 35 años (que expira en 2028), el cual puede ser prorrogado por el MEN por un período adicional de 10 años. El sistema Oldelval es el único sistema de oleoductos que conecta la Cuenca Neuquina con las terminales de exportación de la costa atlántica ubicadas en la ciudad puerto de Bahía Blanca. Durante 2018, la capacidad de procesamiento del oleoducto alcanzó los 179.865 barriles por día. En 2018, Oldelval tuvo ventas totales por Ps.2.525 millones (US\$86 millones) y un resultado neto de Ps.798,5 millones (US\$27,3 millones). Durante los primeros seis meses de 2019, Oldelval tuvo ventas totales por Ps.1.751 millones (US\$42 millones) y un resultado neto de Ps.528,6 millones (US\$12,8 millones).

Terminales Marítimas Patagónicas S.A.

La Compañía tiene una participación indirecta del 31,7% 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. Termap opera estas instalaciones en virtud de un contrato de concesión a 35 años otorgado por el gobierno argentino (que expira en 2029), el cual puede ser prorrogado por el MEN por un período adicional de 10 años. 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 la Compañía desde su área Cerro Dragón, situada aproximadamente a 60 millas de distancia de las instalaciones. Durante 2018, Termap efectuó la carga de 182 buques cisterna petroleros con un volumen total de 85,6 mmbbl de petróleo crudo producido en la Cuenca Golfo San Jorge. En 2018, Termap tuvo ventas totales por Ps.2.139 millones (US\$73 millones) y un resultado neto de Ps.312,2 millones (US\$10,7 millones). Durante los primeros seis meses del 2019, Termap tuvo ventas totales por Ps.1.417 millones (US\$34 millones) y un resultado neto de Ps.430,6 millones (US\$10,4 millones).

Transporte de gas

La Compañía tiene participaciones sociales en algunas empresas de transporte de gas estratégicas. Las participaciones en estas empresas tienen por objeto asegurar y optimizar la capacidad de transporte de gas de la Compañía. Las participaciones de la Compañía en las empresas de transporte de gas comprenden a las siguientes sociedades:

Gasoducto Cruz del Sur S.A.

Gasoducto Cruz del Sur S.A. (“**GCdS**”), en la cual la Compañía tiene una participación del 30%, tiene la concesión para el transporte de gas natural desde Punta Lara, Argentina, a la ciudad de Montevideo, Uruguay. GCdS opera desde noviembre de 2002. Los socios de la Compañía en GCdS son: Shell (40%),

ANCAP, la empresa estatal uruguaya de petróleo y gas (20%) y Wintershall (10%). Durante 2018, el gasoducto transportaba 0,172 millones de m³ (6,1 mmcf) por día, de los cuales el 19% se destinó a fines industriales, el 76% a las Distribuidoras Locales y el 5% restante a las centrales térmicas (UTE). En 2018, GCdS tuvo ventas totales por Ps.43 millones, y registró un resultado neto de Ps.259 mil.

Gas Link S.A.

Gas Link S.A. (“Gas Link”) es de propiedad en un 51% de Dinarel S.A., una sociedad en la cual la Compañía tiene una participación del 40%. Gas Link posee un gasoducto que se extiende desde Buchanan a Punta Lara, en la Provincia de Buenos Aires, Argentina, y que interconecta el sistema de transporte de gas en el sur argentino con el gasoducto de GCdS. La capacidad inicial del gasoducto es de 1 millón de metros cúbicos (35 mmcf) por día. En 2018, Gas Link tuvo ventas totales por Ps.76 millones (US\$1,96 millones) y una pérdida de Ps.36 millones, equivalente aproximadamente a US\$0,932 millones.

Servicios de petróleo y gas

Manpetrol S.A.

Manpetrol S.A. (“Manpetrol”) es una subsidiaria de propiedad absoluta de la Compañía que presta servicios de petróleo, incluida la construcción de gasoductos y oleoductos para la industria del petróleo y el gas, reparación y construcción de tanques de almacenamiento para la industria petrolera, mantenimiento, operación, integración y logística, que incluye la producción y el control de yacimientos de petróleo, supervisión de cuestiones de seguridad, salud y medio ambiente principalmente en relación con los equipos de las torres petroleras de perforación, reacondicionamiento y servicios de pozos. Asimismo, incluye la supervisión de tareas desarrolladas en instalaciones de superficie, tales como plantas de tratamiento, plantas de compresión, estaciones de almacenamiento de hidrocarburos, depósitos de materiales y productos químicos y trabajos generales, trabajos con tensión, y servicios de laboratorio con el objeto de controlar las especificaciones legales exigidas respecto del petróleo producido. En 2018, los ingresos ascendieron a Ps.2.259 millones (US\$79,1 millones).

Field Services Enterprise S.A.

Field Services Enterprise S.A. (“Field Services”) es una subsidiaria de propiedad absoluta de la Compañía que presta servicios de consultoría laboral para la contratación de personal especializado y los equipos necesarios para la operación de las actividades de perforación de pozos de petróleo y gas. En 2018, sus ingresos ascendieron Ps.800 millones (US\$28,0 millones).

Generación de energía eléctrica

Generación térmica

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

Central Dock Sud S.A.

La Compañía tiene una participación del 19,51% en el capital social de Central Dock Sud S.A. (“CDS”), una sociedad argentina que opera plantas de generación de energía de ciclo combinado en la zona del Gran Buenos Aires. El 80,49% restante es de propiedad de YPF (40,25%), Enersis S.A. (40,25%) y otros (0,003%). La electricidad generada por CDS alcanzó 4.944 GWh en 2017. Durante dicho año, CDS suministró 3,7% de la energía térmica en Argentina, según datos publicados por el MEN. En 2017, CDS tuvo ventas totales por Ps.1.461 millones (US\$88,2 millones) y un resultado neto de Ps.759 millones (US\$45,8 millones). Durante los primeros seis meses de 2018, CDS tuvo ventas totales por Ps.987,0 millones (US\$49 millones) y un resultado neto de Ps.985,8 millones (US\$49 millones).

Energías Renovables

La Compañía tiene por objetivo ser una empresa energética más diversificada, particularmente en vistas al objetivo establecido por el gobierno argentino tendiente a alcanzar un aporte de energía renovable al

consumo total de la demanda del 8% en el 2018 y 20% en 2025. Específicamente, en octubre de 2015, el Congreso de la Nación Argentina reformó el Programa de Energías Renovables (Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica introducido por la Ley Argentina N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191), y las reglamentaciones dictadas por el MEN, estableciendo un objetivo tendiente a alcanzar una contribución de energías renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional en 2018 y 20% en 2025, exigiendo a ciertos consumidores industriales y comerciales que cubran una mayor parte de su consumo a partir de fuentes de energía renovables y otorgando beneficio fiscales y otros beneficios a los proyectos de energías renovables.

Parque Eólico del Sur S.A.

La Compañía posee una participación del 55% en el capital social del Parque Eólico y el 45% restante es de propiedad de 3 GAL S.A. El 12 de octubre de 2016, se otorgó al Parque Eólico un contrato a 20 años con CAMMESA para el suministro de energía eólica en Argentina. El inicio de las actividades del Parque Eólico fue el 28 de noviembre de 2018, con un contrato de 20 años, y su capacidad instalada es de 24,15 MW, compuesta por siete aerogeneradores marca Vestas V 126 de 3,45 MW cada uno. Actualmente se está trabajando en un proyecto de expansión del Parque Eólico por hasta 27 MW adicionales de potencia, sujeto a la ampliación del sistema de transporte en alta tensión previsto para el año 2020. La inversión realizada ascendió a US\$37,5 millones.

Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y de Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

Pan American Fuegoína S.A., subsidiaria de Pan American, posee el 49% de la participación accionaria de Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y de Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. para el desarrollo conjunto de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut, denominados Chubut Norte III y IV. El cierre de la operación tuvo lugar el 26 de agosto de 2019. Ambos parques, actualmente en construcción y adjudicados en la Ronda 2 del Programa RenovAr, contarán con una potencia de 140 MW producida por 32 aerogeneradores Nordex que se conectarán al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a partir del segundo trimestre de 2020. Genneia S.A. será la empresa operadora y brindará los servicios de gerenciamiento durante la etapa de construcción. La energía generada por estos parques equivale al consumo de más de 197.000 hogares, reduciendo significativamente las emisiones de dióxido de carbono al medio ambiente. Los proyectos implican una inversión estimada de US\$190 millones.

Salud, seguridad y ambiente

La Compañía es una empresa social y ambientalmente responsable que promueve la mejora constante de sus prácticas y políticas de salud, seguridad y ambiente. La Compañía cree en el cuidado del ambiente en el que opera y la seguridad, salud y el desarrollo de las personas y las comunidades es una condición esencial para las actividades que desarrolla.

La Compañía ha desarrollado, implementado y procurado continuamente reforzar los procesos de gestión que a lo largo de los años le han permitido mejorar sus propios registros de desempeño en materia de salud, seguridad y ambiente.

Seguridad

La Compañía tiene el compromiso de operar el negocio en cumplimiento de las necesidades ambientales y económicas de las comunidades en las que opera, y la protección de la seguridad y la salud de los empleados de la Compañía, las personas involucradas en las operaciones, sus clientes y terceros. La Compañía considera que la mejor forma de cumplir con su compromiso es a través de una fuerza laboral idónea y comprometida, y prácticas diseñadas para permitir operaciones seguras y responsables desde el punto de vista del ambiente.

La Compañía no experimentó ninguna fatalidad ni ningún accidente ambiental importante en 2018. Durante 2018, Pan American Energy, en sus operaciones de *downstream*, tuvo excelentes resultados de seguridad en términos de seguridad personal con una tasa total de incidentes (es decir, incidentes reportables cada 200.000 horas) de 0,287 sobre un total de 14,6 millones de horas trabajadas. Para monitorear sus parámetros de seguridad, la Compañía mide en forma mensual indicadores clave de seguridad. El cuadro a continuación muestra los principales indicadores de seguridad durante 2018:

Indicador de seguridad (<i>upstream</i> y <i>downstream</i>); todas las unidades de negocio		2018
TRICF	Frecuencia total de casos con lesiones laborales registrables	0,219
TVIC	Casos totales de incidentes vehiculares	12
TVICF	Frecuencia total de casos de incidentes vehiculares	0,076

Cumplimiento ambiental

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora— Descripción de las actividades o negocios —Cumplimiento ambiental.*”

Responsabilidad Social Empresaria

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora— Descripción de las actividades o negocios —Responsabilidad Social Empresaria.*”

Seguros

Las operaciones de la Compañía están sujetas a riesgos diversos. La Compañía contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos daños materiales para los activos *onshore* y *offshore* (incluida su refinería, plantas de lubricantes y terminales), incluyendo pérdida de beneficios por interrupción de las operaciones y pérdida de ingresos por producción, responsabilidad civil *onshore* y *offshore*, responsabilidad civil marítima, responsabilidad civil aeronáutica, costos de control de pozos/gastos extras del operador (OEE, por sus siglas en inglés) y daños a la carga transportada. La Compañía mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil operativa frente a terceros con respecto a sus actividades, incluidos los riesgos ambientales por acontecimientos súbitos y accidentales como los derrames de combustible. En forma conjunta con su consultora de seguros, la Compañía realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Compañía posee cobertura de reaseguros de empresas líderes del sector en los mercados internacionales e intenta mantener relaciones de largo plazo con sus suscriptores de reaseguro. Los programas de reaseguros de *upstream* y *downstream* de la Compañía se renuevan el 1 de julio de cada año.

Adicionalmente, la Compañía contrata una cobertura de seguro de caución ambiental de acuerdo con la Ley N° 25.675 por las siguientes instalaciones: (i) la refinería de Campana; (ii) la planta de lubricantes de Campana; (iii) las terminales de distribución de Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván y San Lorenzo; (iv) las terminales de recarga de combustible aeroportuarias de Ezeiza, Pajas Blancas y Aeroparque; y (v) algunas estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Provincia de Buenos Aires. Todos los proyectos y las instalaciones en construcción están asegurados en cumplimiento de la Ley N° 25.675. La Compañía mantiene asimismo seguro de todo riesgo para el proyecto de ampliación de su refinería de Campana y seguro de accidentes de trabajo (Aseguradora de Riesgo de Trabajo o ART), responsabilidad civil del automotor, bienes y petróleo crudo y productos en tránsito y en depósitos.

La Compañía considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria en los países en los que opera. Según requieren las normas locales, los seguros se contratan con compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (principalmente, Lloyds Londres, Europa y Estados Unidos). Las pólizas de seguro de la Compañía se renuevan en tiempo oportuno. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Compañía oscilan hasta US\$2 millones para el negocio de *upstream* y hasta US\$5 millones para el negocio de *downstream*. Desde 1998, la Compañía ha efectuado cuatro reclamos significativos conforme a sus pólizas de seguro por un monto total de US\$33 millones, ninguno de los cuales fue rechazado.

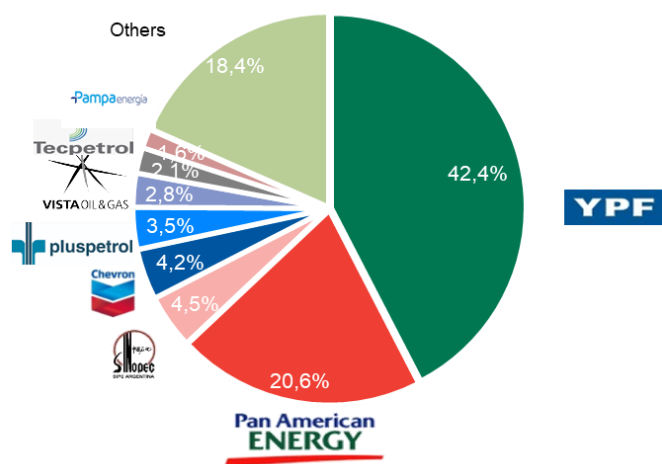
Competencia

Operaciones de upstream

Sobre una base boe combinada, la Compañía fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en Argentina durante 2018 y los primeros seis meses de 2019, representando aproximadamente el 17,1% y el 16,6% de la producción local de petróleo y gas combinada, respectivamente. El mayor productor global tanto de petróleo como de gas en Argentina en 2018 y los primeros seis meses de 2019 fue YPF, con participación

estatal del gobierno argentino en un 51%, que representó aproximadamente el 39% y el 35,5%, respectivamente.

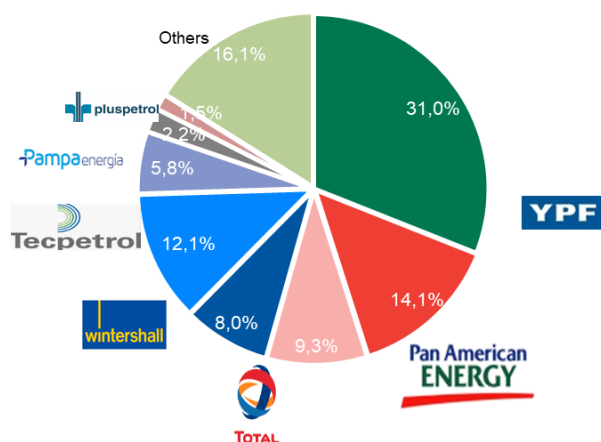
Pan American fue el segundo productor de petróleo más importante de Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 20,6% de la producción de petróleo local en 2018 y aproximadamente el 20,6% en los primeros seis meses de 2019. Los otros cinco grandes productores de petróleo en Argentina fueron YPF, Pluspetrol, Sinopec, Chevron y Vista Oil and Gas, que en conjunto con la Compañía representaron aproximadamente el 80,4% y el 78,0% de la producción total de petróleo en 2018 y los primeros seis meses de 2019, respectivamente. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de Argentina durante los primeros seis meses de 2019 con respecto al mercado petrolero argentino.



Fuente: IAPG.

Pan American fue también el segundo productor de gas más importante de Argentina en términos de volumen en 2019, representando aproximadamente el 14,9% de la producción de gas local en 2018 y aproximadamente el 14,1% en los primeros seis meses de 2019.

Los otros cinco grandes productores de gas en Argentina fueron YPF, Total Austral, Wintershall Energía S.A., Pampa/Petrobras Energía y Tecpetrol que juntamente con la Compañía representaron aproximadamente un 80,5% de la producción total de gas en 2018 y un 80,3% en los primeros seis meses de 2019. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de Argentina durante los primeros seis meses de 2019 con respecto al mercado de gas argentino.



Fuente: IAPG.

Operaciones de downstream

Al 30 de junio de 2019, ocho refinерías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 645.000 barriles por día. Tres de estas refinерías se encuentran ubicadas a una distancia considerable del mercado de Buenos Aires. Las tres refinерías que abastecen a Buenos Aires son: (i) la refinерía YPF–La Plata (189.000 barriles por día); (ii) la refinерía Shell (Raizen)–Buenos Aires (110.000 barriles por día); y (iii) la refinерía de Campana de Pan American (95.000 barriles por día). Tres de las ocho refinерías son operadas por YPF (representando en conjunto el 50% de la capacidad total de producción local), y por Shell (16%), Pan American (14%), Oil Combustibles (5%), Pampa Energía (las cuales fueron vendidas a Trafigura) (5%), y Refinor (5%), según datos de la SE.

Los principales competidores en los mercados de nafta y gasoil en Argentina son YPF, Shell y Trafigura Argentina S.A. (luego de la adquisición de Petrobras Argentina S.A./Pampa). En los primeros seis meses de 2019, el negocio de downstream de la Sucursal tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de aproximadamente 15,2%, en comparación con aproximadamente 57,7% (YPF), 20,2% (Shell), y 5,3% (Trafigura), según la SE. En los primeros seis meses de 2019, la participación de mercado del negocio de downstream de la Sucursal, en términos de ventas de gas oil, era de 17,8%, en comparación con 57,6% (YPF), 14,7% (Shell), y 6,3% (Trafigura), según la SE. Los principales competidores en términos de ventas de fuel oil, principalmente a las plantas de generación de energía, son YPF, Shell y Trafigura. En los primeros seis meses de 2019, la participación de mercado del negocio de downstream de la Sucursal, en términos de ventas de fuel oil y aceites combustibles intermedios (“IFO”), era de 24,0%, en comparación con aproximadamente 32,3% (Shell), 22,2% (YPF) y 20,0% (Trafigura), según la SE. La participación de mercado del negocio de downstream de la Sucursal, en términos de ventas de combustible de aviación, era de 11,8%, en comparación con 62,1% (YPF) y 26,1% (Shell), según el MEN. Los principales competidores en el segmento de negocios de GLP son YPF, Shell y Transportadora Gas del Sur.

Propiedad intelectual

La marca “AXION energy” es de propiedad de Pan American Energy Group. La Compañía tiene acuerdos de uso de las denominaciones “Esso”, “Tigermarket”, “ESSO Shop”, entre otras, con el permiso de Exxon Mobil Corporation hasta septiembre de 2019.

Procedimientos legales

Controversia por falta de suministro de GLP⁸³

El 22 de mayo de 2017, la Sucursal y Pan American Sur fueron notificadas de las Resoluciones RESOL-2017-63-APN-SECRH#MEM y RESOL-2017-64-APN-SECRH#MEM dictadas por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que impusieron multas por la supuesta falta de suministro de GLP al mercado local durante 2016. El monto total de las multas se estimó en Ps.354 millones. La Sucursal y Pan American Sur están tomando medidas tendientes a obtener la anulación y revocación de las resoluciones en las instancias administrativa y judicial, por considerar que las multas que les fueran impuestas carecen de justificación.

Para información sobre este tema, véase “*Información sobre la Emisora— Descripción de las actividades o negocios —Procedimientos Legales*”.

⁸³ Corresponde a información interna de la Sucursal.

FACTORES DE RIESGO

Antes de tomar la decisión de efectuar una inversión, los potenciales compradores deben considerar detenidamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y sus objetivos de inversión, toda la información contenida en este Prospecto, en particular los factores de riesgo descritos a continuación. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras que operan en países con economías de mercados emergentes, tales como Argentina, que al invertir en títulos de emisoras que operan en Estados Unidos y algunas otras jurisdicciones.

Riesgos relacionados con Argentina

Los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina

Casi todas las operaciones, bienes y clientes de la Compañía se encuentran, en su mayor parte, ubicados en Argentina y, por ende, los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales imperantes en Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se prevé que continuarán teniendo un impacto significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Argentina es un mercado emergente, e invertir en mercados de tal naturaleza generalmente conlleva riesgos adicionales. Los inversores deben efectuar sus propias evaluaciones acerca de Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las últimas décadas, incluyendo múltiples períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y depreciación monetaria. De acuerdo con información revisada publicada por el INDEC, el PBI real de Argentina creció un 2,4% en 2013, disminuyó un 2,5% en 2014, creció un 2,7% en 2015, disminuyó un 1,8% en 2016, creció un 2,9% en 2017 y disminuyó un 2,5% en 2018. En el primer trimestre de 2019, el PBI evidenció una caída del 5,8% en relación con el mismo período del 2018. Para mayor información sobre las condiciones macroeconómicas de Argentina, véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Condiciones Macroeconómicas de Argentina*”.

Las condiciones económicas de Argentina dependen de diversos factores, entre los que corresponde hacer mención a los siguientes: (i) la producción nacional, la demanda internacional y los precios de las exportaciones de los principales *commodities* de Argentina; (ii) la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; (iii) la estabilidad y competitividad del peso argentino respecto de otras monedas; (iv) la tasa de inflación; (v) el déficit fiscal del gobierno; (vi) los niveles de deuda pública del gobierno; (vii) la inversión y financiamiento nacional y del exterior; y (viii) las políticas de gobierno y el entorno legal y regulatorio. Algunas de las políticas de gobierno y la regulación -que en ocasiones han sido implementadas a través de medidas informales y han estado sujetas a cambios radicales- que han tenido gran impacto en la economía de Argentina en el pasado han sido, entre otras: (i) la política monetaria, incluyendo los controles cambiarios, controles sobre los capitales, altas tasas de interés y una variedad de medidas para contener la inflación; (ii) restricciones a las exportaciones e importaciones; (iii) controles de precios; (iv) incrementos salariales obligatorios; (v) impuestos, y (vi) la intervención del gobierno en el sector privado.

El gobierno actual asumió en diciembre de 2015. En octubre de 2017 se realizaron las elecciones legislativas, donde la coalición gobernante obtuvo la mayor parte de los votos a nivel nacional. Sin embargo, aunque la cantidad de miembros en el Congreso pertenecientes a la coalición gobernante se incrementó (incluyendo en total 107 de las 257 bancas totales en la Cámara de Diputados y 24 de un total de 72 bancas en el Senado), el gobierno actual continúa sin tener mayoría en ninguna de las dos Cámaras y, como resultado, ciertas reformas económicas (entre ellas la reducción del déficit fiscal y las reformas fiscales y laborales, entre otros asuntos) podrían ser difíciles de implementar. Asimismo, ciertas medidas propuestas o implementadas por el actual gobierno han sido objeto de importantes protestas políticas y sociales. La incertidumbre política en Argentina respecto de las medidas que adoptará el actual gobierno podría causar volatilidad en los precios de mercado de los títulos de las emisoras argentinas, incluidas particularmente las compañías del sector energético, como la Compañía, debido al alto grado de control regulatorio y participación en este sector.

Las elecciones primarias, abiertas, simultáneas y obligatorias (“PASO”), en las cuáles se definieron qué candidatos de los distintos partidos políticos y qué partidos políticos podrán competir en las elecciones generales, tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019 y de ellas el Frente de Todos (una coalición política integrada por, entre otros, el Partido Justicialista y el Frente Renovador), que forma parte de la oposición, obtuvo el 47,78% de los votos, mientras que Juntos por el Cambio, el partido político del oficialismo, obtuvo el 31,79% de los votos. Las elecciones generales presidenciales y legislativas en Argentina serán el 27 de octubre de 2019. La incertidumbre política en Argentina respecto de las medidas que adoptará el futuro gobierno podría causar volatilidad en los precios de mercado de los títulos de las emisoras argentinas. El gobierno que resulte electo podrá implementar cambios en las políticas y regulaciones actuales o mantener las existentes.

La Compañía no puede asegurar que los acontecimientos de Argentina no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país y, en consecuencia, que no afectarán los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Una tasa de inflación persistentemente alta podría afectar negativamente la economía argentina

Argentina continúa enfrentando altas presiones inflacionarias. El INDEC informó que en 2017 el incremento del índice de precios al consumidor (“IPC”) fue del 24,8%, mientras que el aumento del índice de precios internos al por mayor (“IPM”) fue del 18,8%. En 2018, el INDEC registró una variación del IPC de 47,6% con respecto al año 2017 mientras que el aumento del IPM para el mismo período fue del 73,5%. En 2019, el INDEC registró un aumento del IPC de 2,9%, 3,8%, 4,7%, 3,4%, 3,1%, 2,7%, 2,2% y 4,0% en enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto respectivamente, mientras que el IPM aumentó 0,6%, 3,4%, 4,1%, 4,6%, 4,9%, 1,7%, 0,1% y 11,2% durante los mismos meses, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno de crear condiciones que impulsen el crecimiento. Un entorno de altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica, lo cual podría afectar significativa y negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina

Las fluctuaciones en el valor del Peso continúan afectando la economía argentina. Desde el mes de enero de 2002, el valor del peso ha fluctuado en forma significativa. Los niveles continuamente altos de inflación, junto con los controles de tipos de cambio formales y de hecho existentes hasta 2015 generaron un tipo de cambio oficial cada vez más sobrevaluado. Sumado a los efectos de los controles de tipos de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina y la obstaculización de las inversiones, dando lugar a una recesión económica. En 2015, el peso perdió aproximadamente 52% de su valor con respecto al dólar estadounidense, incluyendo una depreciación del 37,3% durante el último trimestre de 2015, principalmente concentrada en el mes de diciembre cuando el actual gobierno flexibilizó las restricciones cambiarias. En 2016, 2017 y 2018, el peso se depreció 18%, 15,6% y 58%, respectivamente, con respecto al dólar estadounidense.

En octubre de 2018 el Banco Central implementó un nuevo esquema de política monetaria que busca disminuir la volatilidad del tipo de cambio. En tal sentido, el Comité de Política Monetaria del Banco Central introdujo una zona de no intervención, en la cual el Banco Central podrá intervenir vendiendo o comprando divisas para mantener el tipo de cambio dentro de tal zona, que se definió inicialmente entre Ps.34 y Ps.44. El rango de la banda se ajustó a una tasa mensual del 3% hasta finales de 2018, del 2% mensual entre enero y marzo del 2019, del 1,75% desde principios de abril hasta mediados de abril. Posteriormente, con la finalidad de reforzar el proceso de desinflación futura, el Comité de Política Monetaria del Banco Central decidió: (i) reducir la tasa de actualización de los límites de la zona de no intervención a 0% para lo que resta de 2019, manteniendo los límites entre Ps.39,755 y Ps.51,448; y (ii) disponer que el Banco Central podrá realizar venta de divisas aun cuando el tipo de cambio se ubique por

debajo de Ps.51,448 (zona de no intervención o zona de referencia cambiaria) y determinar la realización de intervenciones adicionales para contrarrestar episodios de excesiva volatilidad. Adicionalmente, luego de celebradas las elecciones PASO, se implementaron ciertos controles cambiarios a efectos de disminuir la volatilidad del tipo de cambio. Para más información sobre estas medidas véase la sección *“Información Adicional—Controles de Cambios”* en este Prospecto.

Durante los primeros seis meses del año 2019, el peso se depreció 36,6% con respecto al dólar estadounidense. Al 20 de septiembre de 2019, el tipo de cambio del dólar divisa era de Ps.56,61 por dólar estadounidense.

La depreciación del peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, generar inflación, reducir significativamente los salarios reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, afectando asimismo la capacidad del gobierno argentino de honrar sus obligaciones de deuda externa. Una apreciación significativa del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

El mantenimiento en el futuro de los controles cambiarios o el establecimiento de nuevos controles, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podría limitar la disponibilidad de crédito internacional y podría amenazar al sistema financiero, lo cual podría afectar negativamente la economía argentina

Desde 2011 y hasta diciembre de 2015, el gobierno argentino aumentó los controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las normas existentes al 2011, más las reglamentaciones establecidas en 2012 que sujetaron otras operaciones cambiarias a la previa aprobación por parte de las autoridades impositivas argentinas o del Banco Central, restringieron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de las personas físicas y las entidades del sector privado. Estas medidas también incluyeron restricciones informales que limitaban la compra de moneda extranjera por parte de residentes y empresas locales a través del mercado de cambios para realizar pagos al exterior, tales como dividendos y pagos de importaciones de bienes y servicios. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento total a mediados de 2017. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2019. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

No es posible anticipar si la vigencia de los controles cambiarios será extendida más allá del 31 de diciembre de 2019. El gobierno argentino podría mantener dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a las transferencias, requisitos para repatriar fondos del exterior o restricciones al movimiento de capitales y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo cual podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capitales. Dichas medidas podrían afectar las finanzas públicas, lo cual podría afectar negativamente la economía de Argentina, situación que, a su vez, podría afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Para más información sobre los nuevos controles véase la sección *“Información Adicional—Controles de cambio”* en este Prospecto.

Luego de una reducción significativa en las reservas internacionales depositadas en el Banco Central, las reservas internacionales crecieron a US\$57.016 millones al 9 de mayo de 2018. Con el objeto de fortalecer las reservas internacionales del Estado nacional y reducir la volatilidad en el mercado de cambios, en mayo de 2018, el gobierno nacional inició conversaciones formales con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) para obtener respaldo financiero. En junio de 2018, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un acuerdo *stand-by* con Argentina y realizó el primer desembolso por un monto de US\$15.000 millones. En septiembre de 2018 el gobierno argentino anunció un nuevo acuerdo técnico con el FMI que prevé que se eleve el monto total disponible en el marco del acuerdo *stand-by* a US\$57.100 millones hasta 2021. El 12 de julio de 2019, el FMI concluyó la cuarta revisión de la evolución económica de Argentina en el marco del acuerdo *stand-by*; la conclusión de la revisión permitió a las autoridades del FMI desembolsar US\$5.400

millones, elevando el monto total de desembolsos desde junio de 2018 a US\$44.100 millones. Actualmente el FMI se encuentra realizando una nueva revisión de la evolución económica de Argentina en el marco del acuerdo *stand-by* para determinar la realización de un nuevo desembolso bajo el mismo.

Las reservas internacionales del Estado nacional ascendían a US\$48.703 al 30 de septiembre de 2019. Para mayor información véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Acuerdo con el FMI*”. Sin perjuicio de ello, las futuras medidas del gobierno nacional podrían reducir aún más el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central.

La disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país

La recuperación económica de Argentina desde la crisis de 2001 y 2002 ocurrió en el contexto de un significativo aumento en los precios internacionales de los principales bienes exportables del país, tales como la soja. Los altos precios de los *commodities* contribuyeron al aumento de los ingresos por exportaciones argentinas desde el tercer trimestre de 2002, y al incremento de los ingresos fiscales del gobierno argentino, principalmente las retenciones a las exportaciones. Sin embargo, a principios de 2015, los precios internacionales de los *commodities* agrícolas, que comprenden las principales exportaciones de productos básicos de Argentina, cayeron, lo que a su vez afectó negativamente el crecimiento económico del país. Si los precios internacionales de los *commodities* agrícolas siguen disminuyendo, la economía de Argentina podría verse negativamente afectada. Asimismo, la baja de los precios internacionales de los *commodities* agrícolas podría tener un impacto negativo sobre los ingresos fiscales del gobierno, inclusive en su capacidad de cancelar su deuda, y sobre la disponibilidad de divisas. Asimismo, la producción agrícola, que representa una fuente importante de los ingresos por exportaciones de Argentina, podría verse negativamente afectada debido a condiciones climáticas adversas. Cualquiera de estos sucesos podría afectar negativamente a la economía del país y, como resultado, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La capacidad del gobierno argentino de obtener financiación en los mercados de capitales internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico

En diciembre de 2001, Argentina incumplió en el pago de su deuda soberana. En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en situación de incumplimiento desde fines de 2001. A través de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró más del 92% de su deuda elegible. En abril de 2016, luego de una serie de acciones judiciales iniciadas por los bonistas de Argentina, el gobierno argentino canceló sustancialmente toda la deuda en *default* remanente. Por otro lado, en parte como resultado de las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno en respuesta a la crisis de 2001 y 2002, los accionistas extranjeros de diversas empresas argentinas interpusieron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“*CIADI*”) argumentando que dichas medidas diferían de las pautas de tratamiento justo e igualitario consignadas en varios tratados bilaterales de inversión que han sido suscriptos por Argentina. El *CIADI* se pronunció en contra del gobierno argentino en varios de estos reclamos, y el gobierno argentino ha conciliado algunos, pero no todos, ellos.

Si bien Argentina ha vuelto a tener acceso a los mercados de capitales internacionales, las medidas adoptadas por el gobierno argentino o las percepciones de los inversores respecto de la solvencia del país podrían restringir el acceso en el futuro o aumentar significativamente los costos de endeudamiento, limitando la capacidad del gobierno de promover el crecimiento económico. El acceso limitado o más oneroso a la financiación internacional para el sector privado también podría afectar los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría socavar los negocios y la confianza de los inversores

El gobierno nacional ejerce un control sustancial sobre la economía y podría incrementar su nivel de intervención en ciertas áreas de la economía, incluso mediante la regulación de las condiciones del mercado y los precios.

El gobierno anterior aumentó la intervención del estado en la economía argentina, incluso a través de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles cambiarios y restricciones a los flujos de capitales. Por ejemplo, en 2008, el gobierno anterior absorbió y reemplazó el anterior sistema previsional mixto privado por un régimen previsional de reparto. Como resultado, todos los recursos administrados por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas, incluso las grandes participaciones de capital en una amplia gama de sociedades que se encuentren listadas, han sido desde entonces administrados por la ANSES. En 2012, el gobierno anterior expropió las acciones de Repsol S.A. (“Repsol”) en YPF Sociedad Anónima (“YPF”), la mayor compañía de petróleo y gas de Argentina, aumentando así su influencia en el sector energético. En 2014, el gobierno anterior sancionó una ley que habilita al gobierno nacional para intervenir en ciertos mercados en tanto considere que cualquier parte del mercado intenta imponer restricciones de precios o abastecimiento en el mercado. Esta ley se aplica a todos los procesos económicos vinculados a bienes, instalaciones y servicios que, directa o indirectamente, satisfacen las necesidades básicas de la población (denominados “bienes de la canasta básica”), y otorga amplias facultades al organismo de aplicación competente para que intervenga en dichos procesos.

En el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La presión del gobierno o los trabajadores requiriendo aumentos salariales y/o beneficios adicionales podría afectar negativamente las condiciones comerciales del país

En el pasado, el gobierno argentino ha aprobado leyes y normas por las cuales se ha obligado a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, han sido objeto de fuertes presiones ejercidas por trabajadores y organizaciones gremiales para que brinden aumentos salariales y otros beneficios. En gran parte en respuesta a la inflación, el actual gobierno ha aumentado en diversas oportunidades el salario mensual mínimo. En este sentido, a través del Decreto 610/2019, el Poder Ejecutivo homologó la Resolución del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil que dispuso el aumento del salario mínimo vital y móvil escalonado de la siguiente forma: (i) Ps.14.125 a partir del 1° de agosto de 2019; (ii) Ps.15.625 a partir del 1° de septiembre de 2019; y (iii) Ps.16.875 a partir del 1° de octubre de 2019. Adicionalmente, el gobierno nacional ha dispuesto diversas medidas para atenuar el impacto de la inflación y la fluctuación del tipo de cambio en los salarios. Para una descripción de las recientes medidas del gobierno nacional véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal— Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*” en este Prospecto. Debido a los elevados índices de inflación, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, continúan experimentando fuertes presiones para un mayor incremento de los salarios.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, tal como la Ley de Contratos de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cuestiones, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo.

La Compañía no puede asegurar que el gobierno argentino no adoptará medidas en el futuro por las que se exija a los empleadores un aumento de salarios y/o el otorgamiento de beneficios laborales o que los empleados de la Compañía y/o las organizaciones gremiales no presionarán directamente para obtener dichos aumentos. Dichos aumentos podrían dar lugar a un incremento de los gastos operativos de la Compañía y, por ende, podrían afectar negativamente los resultados de sus operaciones.

Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual podría dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina

Entre 2007 y 2015, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, experimentó un proceso de grandes reformas institucionales y metodológicas que dieron lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales. A pesar de las recientes reformas implementadas por el actual gobierno, la credibilidad del IPC y asimismo de otros índices publicados por el INDEC se ha visto afectada.

Los informes publicados por el FMI indicaron que su personal utilizó indicadores alternativos de inflación a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos datos producidos por fuentes privadas, que informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC desde 2007-2015. El FMI también censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente, conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En el mes de enero de 2016, el actual gobierno declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Como resultado, el INDEC difundió ciertas cifras oficiales de comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI revisadas para los años 2011-2015. En noviembre de 2016, los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

A pesar de las nuevas estadísticas sobre inflación y de otro tipo del actual gobierno, la Compañía no puede asegurar a los inversores que el gobierno no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos en otros mercados

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente la economía del país. En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda y una desaceleración en su economía que puede impactar negativamente en la economía argentina. Asimismo, Argentina podría verse afectada por las condiciones económicas y de mercado de otros mercados a nivel mundial, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“MERCOSUR”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto.

En 2018, las economías de los mercados emergentes se han visto afectadas por el cambio en la política monetaria de Estados Unidos, dando lugar a la liquidación de inversiones y a una mayor volatilidad en el valor de sus monedas. De producirse un aumento significativo en las tasas de interés de las economías desarrolladas, entre ellas Estados Unidos, podría resultar más dificultoso y oneroso para las economías de los mercados emergentes, entre ellas Argentina, tomar capitales en préstamo y refinanciar la deuda existente, lo que afectaría negativamente su crecimiento económico. En 2019, el Comité de Política Monetaria (“FOMC”) de la Reserva Federal de Estados Unidos (“Fed”) modificó las perspectivas para su política monetaria. El 19 de junio de 2019 la Fed mantuvo sin cambios las tasas de interés y se demostró proclive a disminuirlas en los próximos meses, lo cual finalmente ocurrió con fecha 31 de julio de 2019.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial.

Argentina podría verse negativamente afectada por acontecimientos económicos o financieros adversos en otros países. No puede garantizarse que los acontecimientos de otros mercados no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas o sociales de Argentina y, en consecuencia, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas

Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a considerable regulación

Históricamente, la industria del petróleo y gas en Argentina ha estado controlada significativamente por el gobierno argentino, 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. Independientemente de esta reducción en la regulación y el control general de la industria, el sector del petróleo y el gas se encuentra aún sujeto a una considerable regulación e intervención gubernamental. Estas regulaciones se relacionan, entre otras cuestiones, con la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles sobre la producción y exportaciones, exigencias sobre inversiones, aspectos tributarios, controles de precios y cuestiones de índole ambiental. Como resultado, los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones políticas y regulatorias imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por cambios políticos y regulatorios en Argentina. La Compañía no puede asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán negativamente al sector hidrocarburífero. En forma similar, la Compañía no puede asegurar a los inversores que las políticas gubernamentales futuras no afectarán negativamente la industria del petróleo y gas.

La Compañía puede enfrentar riesgos y desafíos en relación con la regulación y control gubernamental del sector energético, incluyendo los contemplados a continuación y en otros párrafos de esta sección de factores de riesgo:

- limitaciones en la capacidad de la Compañía de aumentar los precios locales o de reflejar los efectos de incrementos en impuestos internos, aumentos de costos de producción o incremento de los precios internacionales del petróleo crudo y otros combustibles hidrocarburíferos y las fluctuaciones de tipos de cambios sobre los precios internos de la Compañía;
- nuevos aranceles a las exportaciones o impuestos similares;
- restricciones sobre los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos motivados principalmente por la exigencia de satisfacer la demanda interna;
- riesgos relacionados con la política del gobierno argentino de brindar absoluta prioridad a la demanda interna, y disposiciones regulatorias de abastecer de gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista interno en volúmenes superiores a los previamente contratados;
- cambios en los programas de compensación e incentivo establecidos por el gobierno para la industria del petróleo y gas;
- regulaciones ambientales más exigentes, entre ellas iniciativas de legislación y regulaciones relativas a los hidrocarburos de gas y petróleo no convencionales y *offshore* que podrían aumentar los costos de las actividades comerciales de la Compañía u ocasionar demoras y afectar negativamente las operaciones de la Compañía;

- la implementación o imposición de exigencias más estrictas en cuanto a calidad para los productos de petróleo en Argentina; y
- restricciones a la importación de productos que puedan afectar la capacidad de la Compañía de llevar a cabo sus planes de crecimiento.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o las interpretaciones adversas de dichas leyes y reglamentaciones por parte de las autoridades judiciales o administrativas no afectarán negativamente los negocios, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Compañía.

Los controles de precios y la falta de adhesión por parte del gobierno a los programas de compensación e incentivo han afectado en el pasado, y podrían afectar en el futuro, los resultados de las operaciones de la Compañía

Las medidas adoptadas por el gobierno argentino han impactado en los precios internos de los productos de petróleo y gas, que han diferido, hacia arriba o hacia abajo, de los precios internacionales o regionales. Si bien desde enero de 2017 el actual gobierno ha adoptado una política tendiente a la convergencia entre los precios locales del petróleo crudo y los productos relacionados y los precios de referencia internacionales de dichos productos, los precios locales se encuentran actualmente rezagados en comparación con los precios internacionales. No es posible asegurar que habrá un incremento en los precios locales de los productos de petróleo y gas, en especial en un entorno de precios internacionales altos, como resultado de diferentes factores ajenos al control de la Compañía, tales como, entre otros, la presión del actual gobierno para que las compañías energéticas limiten o demoren los aumentos de precios debido a la depreciación monetaria y alta inflación. En lo que respecta a los mercados de gas natural, los precios del gas natural en Argentina continúan estando sujetos a reglamentaciones del gobierno, teniendo en cuenta principalmente los precios del gas para consumidores residenciales, que están sujetos a intervención gubernamental y subsidios.

El gobierno ha adoptado una serie de programas para compensar a las empresas de hidrocarburos por las limitaciones en los precios locales y para incentivar nuevas inversiones en mayor producción. Para más información sobre estos programas, véase la nota 23 a los Estados Financieros Anuales Auditados de Pan American. Los cambios o demoras en la implementación de estos programas gubernamentales o la efectiva recepción de los pagos resultantes de los mismos, pueden tener un efecto negativo significativo sobre los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las empresas de hidrocarburos. Los precios que la Compañía puede obtener por sus productos de hidrocarburos y la compensación recibida a partir de los programas de compensación e incentivo patrocinados por el gobierno afectan la viabilidad de inversiones en nueva exploración, desarrollo y refinación y, como resultado de ello, la oportunidad y el monto de sus inversiones de capital proyectadas para tal fin. La Compañía presupuesta las inversiones de capital teniendo en cuenta, entre otras cuestiones, los precios del mercado para sus productos de hidrocarburos y los programas de compensación e incentivo patrocinados por el gobierno. Los controles de precios o los cambios por parte del gobierno en los programas de compensación e incentivo tienen, y medidas análogas adoptadas por el gobierno argentino en el futuro podrían tener, un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

Los límites sobre las exportaciones de hidrocarburos y productos relacionados han afectado los resultados de las operaciones de la Compañía en el pasado, y podrían afectarlos en el futuro

En los últimos tiempos, el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que restringieron ampliamente las exportaciones de hidrocarburos y de productos relacionados desde Argentina, lo que ha inhibido la capacidad de los productores locales, incluida la Compañía, de beneficiarse con los mayores precios de estos productos en los mercados internacionales o regionales. La Ley de Hidrocarburos permite las exportaciones de petróleo en la medida en que no sean necesarios para el mercado local. En el caso del gas natural, la Ley N°24.076 y las reglamentaciones relacionadas requieren que se tomen en consideración las necesidades del mercado local al autorizar las exportaciones de gas natural. Si bien se ha levantado la suspensión de solicitudes de exportación que estaba vigente desde el año 2004 y existe una nueva regulación que habilita solicitudes de exportación firmes de largo plazo, las autorizaciones de exportación otorgadas a la fecha han sido todas otorgadas con carácter interrumpible.

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Compañía, requieren actualmente la autorización previa de la Secretaría de Energía de la Nación en virtud de un régimen establecido bajo la Resolución de la SE N° 241-E/17, con las modificaciones y los complementos introducidos por otras reglamentaciones. Las compañías petroleras que pretenden exportar petróleo crudo o GLP primero deben demostrar que la demanda local de dicho producto se encuentra satisfecha o que se ha realizado una oferta de venta del producto a los compradores locales y ésta ha sido rechazada. Las refinerías de petróleo que pretenden exportar gasoil primero deben demostrar que la demanda local de gasoil se encuentra debidamente satisfecha.

La Compañía no puede predecir la duración de la vigencia de estas restricciones, o si se adoptarán otras medidas que afecten en forma adversa la capacidad de la Compañía de exportar o importar gas natural, petróleo crudo y gasoil u otros productos y, en consecuencia, impacten en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Compañía.

La implementación de nuevos aranceles a las exportaciones, o el incremento de los existentes, podría afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

En el pasado, los aranceles sobre las exportaciones de hidrocarburos impidieron a las empresas beneficiarse de importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo.

Si bien el gobierno argentino había eliminado los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos, incluido el petróleo crudo, en septiembre de 2018 fueron restaurados al 12%, con un umbral de Ps.3 o Ps.4 por dólar dependiendo del producto.

La Compañía no puede garantizar que no se modificarán en el futuro los aranceles a las exportaciones o reglamentaciones similares o que no se impondrán nuevos impuestos o reglamentaciones, lo que afectaría negativamente los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Compañía.

La volatilidad de los precios del petróleo, gas y productos de petróleo relacionados pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía

Los precios internacionales y regionales del petróleo y gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Algunos de los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y productos de petróleo relacionados son: los acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y otras naciones productoras de petróleo crudo de establecer y mantener los precios y niveles de producción de petróleo crudo; el suministro y demanda global y regional de petróleo crudo, gas y productos relacionados; la competencia de otras fuentes de energía; reglamentaciones de gobiernos locales y extranjeros; condiciones climáticas; y conflictos globales y locales o actos de terrorismo. La Compañía no tiene control sobre dichos factores. La volatilidad de los precios restringe la capacidad de los actores de la industria de adoptar decisiones de inversión a largo plazo dado que el retorno sobre las inversiones se torna impredecible.

El actual gobierno ha adoptado una política orientada hacia la convergencia entre los precios locales del petróleo crudo y productos relacionados y los precios de referencia internacionales de dichos productos. Con la liberalización del mercado local, la política de precios de combustibles de la Compañía dependerá de diversos factores, entre ellos los precios internacionales del crudo. Una baja importante o extendida de los precios locales o internacionales del petróleo, los precios internos o regionales del gas o productos de petróleo refinados podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo, gas y productos refinados podría hacer que la Compañía deba reducir o alterar su cronograma de inversiones de capital, lo que a su vez podría afectar negativamente su producción y ventas futuras y dar lugar a un impacto adverso sobre la capacidad de la Compañía de continuar financiando las actividades de expansión y exigir que la Compañía obtenga financiamiento adicional de terceros que en ese momento podría no estar disponible o podría resultar ineficiente desde el punto de vista de los costos.

La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se produce el agotamiento de las reservas, dependiendo el porcentaje de disminución de las características del reservorio. Por ende, las reservas probadas disminuyen a medida que se producen. Las estimaciones de reservas probadas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos y pautas de estimación y revelación de reservas de petróleo y gas emitidas por la SEC. Las estimaciones de reservas probables y posibles fueron preparadas utilizando metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. 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 las estimaciones de otros ingenieros podrían diferir significativamente de las que se incluyen en el presente.

Las reservas probadas de petróleo y gas de la Compañía se estiman utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar con razonable certeza si el petróleo crudo o gas natural en reservorios conocidos puede ser recuperable bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas depende de una cantidad de factores, presunciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Entre los factores susceptibles de ser controlados por la Compañía se incluyen los siguientes: la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones en las estimaciones de las reservas, la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles, utilizados por la Compañía y la interpretación de dichos datos; el rendimiento de producción de los reservorios de la Compañía y las tasas de recuperación, que dependen en gran medida de las tecnologías disponibles así como de la capacidad de la Compañía de implementar dichas tecnologías y el correspondiente know-how; la selección de terceros con los que la Compañía puede celebrar negocios y la exactitud de las estimaciones de la Compañía respecto de los hidrocarburos iniciales existentes, que pueden resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Entre los factores que se encuentran principalmente fuera del control de la Compañía se incluyen los siguientes: cambios en los precios del petróleo y gas natural existentes que podrían tener un efecto sobre la magnitud de las reservas probadas de la Compañía (dado que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones); cambios en las normas impositivas existentes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales posteriores a la fecha en que se efectúan las estimaciones (que podrían hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para la explotación), y ciertas acciones de terceros, incluyendo los operadores de yacimientos en los que la Compañía tiene derechos.

En consecuencia, las estimaciones de reservas son con frecuencia significativamente diferentes a las cantidades de petróleo y gas que en última instancia se recuperan y, en la medida en que resulten sustancialmente inferiores a las estimadas, podrían tener un impacto adverso sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La incertidumbre sobre la posibilidad de la Compañía de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

El éxito futuro de la Compañía dependerá, entre otras cuestiones, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas.

La Compañía enfrenta ciertos desafíos con el propósito de reemplazar sus reservas probadas por otras categorías de hidrocarburos. Sin embargo, la revisión técnica integral y continua de sus yacimientos de petróleo y gas le permite a la Compañía identificar oportunidades para revitalizar los yacimientos maduros y optimizar nuevos desarrollos de yacimientos en las cuencas argentinas con el objeto de lograr resultados similares a los alcanzados por los yacimientos maduros en otras regiones del mundo (que han logrado factores de recuperación significativamente superiores con la aplicación de nueva tecnología). La Compañía no puede asegurar que sus actividades de exploración y desarrollo en el futuro resulten exitosas, que pueda lograr la implementación de su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que se encuentre en condiciones de explotar económicamente dichas reservas. Dichas circunstancias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La intensa competencia en la industria del petróleo y gas, incluyendo la competencia de empresas

hidrocarburíferas estatales, puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

La industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. Pan American compete con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y en otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que la Compañía 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. En consecuencia, Pan American prevé que la competencia en el sector de petróleo y gas continuará siendo altamente competitiva o aumentará, y esto podría tener un efecto adverso sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Asimismo, las condiciones del sector del petróleo y gas de Argentina se ven influenciadas en gran medida por las políticas implementadas por YPF, la mayor productora de petróleo y gas y refinadora y distribuidora de productos relacionados del país. Asimismo, desde la expropiación de YPF en 2012, YPF se convirtió en el objetivo de inversores extranjeros y locales que vieron en esta compañía con participación estatal un socio comercial con un sólido respaldo del gobierno. Ello podría dar lugar a la participación de YPF en licitaciones para la obtención de concesiones en el sector del petróleo y el gas, impulsada por las condiciones favorables que presenta la empresa estatal en relación con el resto de los competidores, lo cual podría afectar en forma negativa a las compañías del sector y en última instancia al negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de Pan American.

La falta de disponibilidad de capacidad de transporte podría limitar la posibilidad de la Compañía de aumentar la producción de petróleo y gas y podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

La capacidad de la Compañía 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 Compañía hasta los mercados en los que se venden, así como de las reglamentaciones que pueden limitar el uso de dicha infraestructura. Comúnmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas comúnmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o de infraestructura adecuada o alternativa de almacenamiento o carga, o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de gas de largo alcance puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía.

Los riesgos operativos relativos a la exploración, y producción y refinación de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y las actividades de refinación se encuentran sujetas a peligros, riesgos e incertidumbres, incluidos los que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Compañía están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas, incluyendo estallidos, incendios, explosiones, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes, daños a equipos, daño ambiental, gastos de saneamiento y reparación, y responsabilidad civil y administrativa, alteración del transporte, roturas de tuberías y otros derrames. 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 son productivos pero no producen suficiente utilidad neta como para derivar 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 Compañía 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 en general a dichas operaciones. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos puede impedir que la Compañía recupere su inversión inicial y puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía depende de la actividad de perforación para incrementar sus niveles de producción, y dichas actividades de perforación podrían no ser exitosas

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y las actividades de refinación se encuentran sujetas a peligros, riesgos e incertidumbres, incluidos los que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Compañía están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas, incluyendo estallidos, incendios, explosiones, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes, daños a equipos, daño ambiental, gastos de saneamiento y reparación, y responsabilidad civil y administrativa, alteración del transporte, roturas de tuberías y otros derrames. 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 son productivos pero no producen suficiente utilidad neta como para derivar 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 Compañía 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 en general a dichas operaciones. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos puede impedir que la Compañía recupere su inversión inicial y puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las actividades de la Compañía incluyen la perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales, como la extracción de shale gas y tight gas, que presentan riesgos específicos

Las operaciones de la Compañía incluyen actividades de perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales, tales como el *shale gas* y *tight gas* de baja permeabilidad en la formación Vaca Muerta. La capacidad de perforación y desarrollo en estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los *commodities*, los costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Además, como la Compañía no tiene amplia experiencia en la perforación y explotación de reservas de gas no convencionales, la perforación y explotación de tales reservas de gas no convencionales depende de la capacidad de la Compañía para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal u otro tipo de respaldo necesario para la extracción o de obtener financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Asimismo, la industria del petróleo y gas natural no convencional ha evidenciado un significativo incremento de nuevas tecnologías tendientes a mejorar todos los aspectos de las operaciones. El desarrollo y uso de nuevas tecnologías se ha acelerado posiblemente como resultado de la reciente caída extendida en los precios de los *commodities*, forzando a las compañías a encontrar nuevas formas de producir petróleo y gas natural en forma eficiente. Si bien dichas tecnologías en última instancia pueden mejorar, y comúnmente mejoran, las operaciones, producción y rentabilidad, la utilización de dichas tecnologías, especialmente en sus fases tempranas, puede dar lugar a consecuencias inesperadas y problemas operativos, generando consecuencias negativas.

La perforación offshore y las actividades marítimas presentan riesgos específicos

La perforación *offshore* y las actividades marítimas presentan ciertos riesgos adicionales a los inherentes en las actividades de petróleo y gas convencional *onshore*, que podrían afectar negativamente el nivel de producción, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Las operaciones *offshore* y marítimas de la Compañía están sujetas a riesgos específicos, entre ellos zozobra, varada, colisión y pérdida por condiciones meteorológicas severas. Las unidades de perforación de la Compañía podrían dañarse por vientos fuertes, mar turbulento o condiciones inestables en el lecho marino que podrían forzar a la Compañía a restringir sus operaciones por períodos de tiempo largos hasta tanto se reparen los daños, lo cual podría afectar adversa y negativamente nuestros negocios, resultados de nuestras operaciones y nuestra condición financiera.

La Compañía podría no ser socia operativa en todos los joint ventures u otros consorcios en los que participa, y las medidas adoptadas por los operadores de dichos joint ventures u otros consorcios podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

La Compañía, en general, lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en un área particular mediante la celebración de un contrato con terceros para participar en *joint ventures* u otros consorcios. En virtud de los términos y condiciones de estos contratos, una de las partes asume el rol de operador del *joint venture*, y por lo tanto asume responsabilidad por la ejecución de todas las actividades previstas en el contrato de *joint Venture* o de producción. Bajo algunos de estos contratos, la operación de las áreas es asumida por los socios de la Compañía y no por ella. Si bien la Compañía procura garantizar que las normas operativas de sus socios coincidan con las propias, tiene un control limitado o no tiene control alguno sobre la operación de estas áreas.

En forma adicional, en el supuesto de que cualquiera de sus socios decidiera rescindir la relación respecto de un *joint venture* u otros consorcios o vender su participación, la Compañía podría no estar en condiciones de sustituir a dicho socio o de obtener la financiación necesaria para adquirir la participación de dicho socio. En consecuencia, la incapacidad de la Compañía para resolver desacuerdos con sus socios y mantener *joint ventures* u otros consorcios podría afectar adversamente su capacidad de llevar adelante las operaciones subyacentes, lo cual, a su vez, podría afectar adversamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La regulación ambiental, de salud y seguridad podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía, como las de otras compañías en el sector de petróleo y gas, están sujetas a una amplia gama de leyes y reglamentaciones ambientales, de salud y seguridad en los países en los que opera, que rigen, entre otras cuestiones, la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de productos de petróleo y sustancias peligrosas, la emisión y liberación de materiales al medio ambiente, el manejo de residuos, las características y composición de la nafta, gasoil y otros combustibles y el monitoreo, reporte y control de emisiones de gas de efecto invernadero. Estas leyes y reglamentaciones poseen un impacto sustancial sobre sus operaciones y podrían dar lugar a efectos adversos significativos para sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial. Las operaciones de la Compañía podrían generar derrames, descargas y otras liberaciones de petróleo y otras sustancias peligrosas al medio ambiente.

Es posible que la Compañía no pueda cumplir en todo momento con las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Asimismo, Argentina ha adoptado regulaciones que exigirán que las operaciones de la Compañía cumplan normas ambientales más estrictas. Asimismo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia la exigencia más estricta de las leyes existentes, lo cual podría aumentar el costo de la Compañía de llevar a cabo sus negocios o afectar sus operaciones en cualquier área. Por ejemplo, la Compañía está sujeta a la Resolución N°478/09 del MEN, modificada por las Resoluciones N°5/2016 y N°558/2019, que establecen las especificaciones de azufre requeridas. La Compañía, como resultado de lo previsto en dicha regulación, se ha comprometido a ampliar su refinería de forma tal de cumplir con las especificaciones de la misma. No puede asegurarse que la Compañía no incurrirá en mayores costos en relación con las leyes y regulaciones ambientales en el futuro. En la medida en que Pan American incurra en gastos para cumplir con dichas leyes y regulaciones ambientales que superen sus gastos históricos en estos rubros, o el cumplimiento requiera que cierre la producción, podría existir un efecto adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

El cambio climático podría afectar los resultados operativos y la estrategia de la Compañía

El cambio climático presenta nuevos desafíos y oportunidades para el negocio de la Compañía. La adopción de regulaciones ambientales más estrictas podría generar costos asociados con las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”), resultantes de requerimientos de organismos del gobierno relacionados con iniciativas de atenuación u otras medidas regulatorias tales como impuestos a las emisiones de GEI y la creación del mercado de limitaciones sobre emisiones de GEI que tengan el potencial de incrementar los costos operativos de la Compañía.

Los riesgos asociados con el cambio climático podrían asimismo traducirse en dificultades en el acceso al capital por cuestiones de imagen pública con inversores; los cambios en el perfil de consumo, con un menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como la creciente electrificación en la movilidad urbana. Estos factores podrían tener un efecto negativo en la demanda de los productos y servicios de la Compañía.

Las concesiones, licencias y acuerdos de producción de la Compañía podrían cancelarse, lo que podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía

Los términos de las concesiones, licencias y acuerdos de producción en el marco de los cuales opera la Compañía 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 Compañía podrían ser rescindidas o revocadas. Aunque la Compañía entiende que en el pasado ha cumplido y actualmente se encuentra cumpliendo en todos los aspectos sustanciales con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción, no puede asegurar que estará en condiciones de cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción en el futuro. La extinción, revocación o imposibilidad de obtener prórrogas de concesiones o licencias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

La autorización para operar una refinería está sujeta a ciertas condiciones y podría no ser renovada

La Resolución N° 419/1998 de la Secretaría Nacional de Energía, con sus modificatorias, requiere que las refinerías se encuentren inscritas en el Registro de Empresas Petroleras, Sección Empresas Elaboradoras y/o Comercializadoras, sujeto al cumplimiento de determinados recaudos técnicos y financieros. Las operadoras de refinerías deben renovar su inscripción ante el Registro de Empresas Petroleras en forma anual. En virtud de lo dispuesto por la Resolución SE N° 419/1998, la inobservancia en cualquier aspecto significativo de las pautas y condiciones indicadas precedentemente podría dar lugar a la no renovación de la inscripción como refinería autorizada.

Asimismo, la refinería de la Compañía deberá cumplir con nuevos requisitos regulatorios futuros tendientes a reducir significativamente el contenido de azufre en enero de 2020 y enero de 2024, en cumplimiento de la Resolución N°5/16 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del MEN, modificada por la Resolución N° 558/19 de la SE. Como parte de su plan de ampliación, en los últimos años, la refinería de Campana de la Compañía ha sido sucesivamente modernizada, y la Compañía prevé continuar modernizando la refinería y las instalaciones relacionadas incorporando nuevos procesos destinados a cumplir con especificaciones de productos locales más exigentes y cumplir con especificaciones ambientales más estrictas para productos refinados.

La ausencia de disponibilidad de seguros y el aumento de los costos de los seguros podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a diversas amenazas, 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. La Compañía podría experimentar graves interrupciones de las operaciones o un aumento significativo de los costos en que ésta deba incurrir. Para protegerse de estos peligros, la Compañía mantiene una cobertura de seguro contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra su totalidad. Asimismo, la cobertura de seguros de la Compañía está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos pueden verse superados significativamente por sus obligaciones. Es posible que la Compañía 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 Compañía incurriera en una responsabilidad considerable por la cual no esté asegurada en su totalidad podría originar un efecto sustancial adverso en los negocios, los resultados de sus operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

Podría producirse un desfasaje de tiempo importante entre un accidente de gran magnitud, un evento catastrófico o un ataque terrorista y la recuperación definitiva obtenida en virtud de las pólizas de seguro. Asimismo, cualquiera de los eventos mencionados podría dar lugar a efectos adversos sobre la demanda energética de algunos de sus clientes y consumidores en general en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

El programa de seguros de la Compañía incluye varios aseguradores. Las alteraciones de los mercados financieros globales han generado un deterioro de la situación patrimonial de muchas entidades financieras,

incluidas las aseguradoras. La Compañía no tiene conocimiento en la actualidad de información alguna que podría indicar que cualquiera de sus aseguradoras o reaseguradoras podría no hacerse cargo en caso de un siniestro cubierto. No obstante, en el supuesto de que la Compañía no pueda obtener un seguro o si el costo del seguro mantenido por la Compañía aumenta significativamente, la Compañía podría asumir mayores riesgos no asegurados en sus operaciones o los gastos generales relacionados con seguros podrían incrementarse sustancialmente.

Riesgos Relacionados con la Emisora

Una porción significativa de las reservas de la Compañía se encuentra en una sola área, Cerro Dragón

La Compañía depende en gran medida del área de Cerro Dragón, dado que el 85 de la producción de petróleo de la Compañía en 2018 y el 24,0% de su producción de gas natural en 2018 proviene del área Cerro Dragón, ubicada en las Provincias del Chubut y Santa Cruz, y el 67,9% de las reservas probadas totales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 también se encontraba en dicha área. Así, cualquier intervención estatal o alteración de la producción de la Compañía debido a factores fuera de su control o cualquier otro hecho adverso significativo en sus operaciones en esta área tendría un efecto sustancial adverso en sus negocios, sus resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Compañía depende de una refinería

Las operaciones de *downstream* de la Compañía, y en gran medida sus operaciones de *upstream*, dependen de una refinería, que actualmente está siendo ampliada y modernizada. Cualquier parada de la refinería, planificada o no, o cualquier falla mecánica o de otro tipo en la refinería de la Compañía, ya sea temporaria o permanente, podría tener un efecto negativo significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

El plan de ampliar y modernizar la refinería de Campana podría demorarse, modificarse o resultar infructuoso

Actualmente, la Compañía se encuentra ampliando su refinería. Si bien hace todo lo que está a su alcance para planificar y ejecutar en forma adecuada su proyecto de ampliación, algunos factores, incluidos aquellos ajenos a su control o inesperados podrían demorar o afectar en forma adversa la terminación del proyecto. Dichos factores incluyen, entre otros:

- sobrecostos de capital;
- demoras en procedimientos para obtener beneficios fiscales o reintegros de impuestos (impuesto al valor agregado, entre otros) en relación con el proyecto;
- restricciones para la obtención de la financiación requerida para solventar los gastos de capital;
- restricciones respecto de la disponibilidad, programación y costo de contratación del personal calificado;
- dificultades relacionadas con la integración y gestión de contratistas, subcontratistas y el personal;
- problemas técnicos con equipos o materiales;
- demoras en el impacto de repuestos/insumos, equipos y materiales;
- factores climáticos adversos o desastres naturales;
- siniestros o accidentes;
- demoras en obtener autorizaciones gubernamentales y/o ambientales;
- accidentes en las obras de construcción; e
- interrupciones, huelgas u otras medidas sindicales.

La Compañía no puede excluir los sobrecostos de capital o las demoras de programación como resultado de desafíos inesperados, incluida la disponibilidad, programación y costo de materiales y personal calificado. En 2017, la Compañía tenía ciertas paradas de planta programadas y no programadas relacionadas con la implementación de su plan de ampliación. Por otra parte, algunos insumos requeridos para el proyecto de ampliación de su refinería, así como la contratación de algunos contratistas, deben obtenerse fuera de Argentina y las importaciones de dichos bienes y servicios o su pago en moneda extranjera podrían estar sujetos a restricciones impuestas por el gobierno argentino. Podrían producirse complicaciones o demoras imprevistas en la implementación de una o más etapas del proyecto de ampliación de la refinería de la Compañía o podría identificarse la necesidad de trabajos adicionales durante el proyecto que insuman más tiempo, mayores inversiones y esfuerzos que los previstos. Los factores descritos anteriormente, entre otros, podrían demorar la finalización del proyecto de ampliación, forzar a la Compañía a modificar o abandonar el proyecto, lo cual podría afectar en forma adversa el incremento esperado de su capacidad de refinación en la refinería de Campana. La Compañía no puede garantizar la finalización de su proyecto de ampliación de la refinería en la forma programada, dentro del presupuesto estimado, o que el proyecto no requerirá ser modificado. El 25 de junio de 2019, la Emisora suscribió un nuevo contrato de préstamo por un monto de capital de US\$500 millones con la Corporación Financiera Internacional para financiar las inversiones pendientes destinadas a la expansión y modernización de la refinería en Campana. Esta transacción permitiría completar el proyecto de ampliación de la refinería en Campana, incluyendo entre otras mejoras, optimizar la calidad de la nafta y el gasoil. Para mayor información sobre este financiamiento, véase “*Antecedentes financieros de la Emisora—Capitalización y endeudamiento—Endeudamiento*”. La Compañía no puede garantizar que, después de dar efecto al proyecto de ampliación de su refinería, ésta alcanzará los resultados esperados, incluido, el aumento esperado de su capacidad de refinación.

Algunos acuerdos que celebró la Compañía con los gobiernos nacional y provincial la exponen a sanciones

La rescisión o revocación de cualquiera de los permisos otorgados a la Compañía, la falta de obtención de la prórroga de dichos permisos, o la imposición de multas u otras penalidades administrativas por causa del incumplimiento de sus obligaciones bajo acuerdos que la Compañía haya celebrado con los gobiernos nacional y provincial podrían tener un efecto adverso significativo sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Asimismo, la Compañía no puede garantizar que no se impondrán obligaciones adicionales de inversión, pagos por penalidad u otros requisitos con el objeto de mantener u obtener prórrogas de los permisos vigentes.

La actividad de la Compañía requiere inversiones de capital significativas y la Compañía podría requerir financiación

La actividad de la Compañía requiere de sustanciales inversiones de capital. Específicamente, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos, la producción, el procesamiento y la refinación, y el mantenimiento de maquinarias y equipos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. La capacidad de la Compañía de llevar adelante sus inversiones de capital, sin embargo, podría verse limitada por sus posibilidades de obtener financiación, ya sea en niveles favorables o en lo absoluto. El acceso por parte de la Compañía a la financiación internacional y sus costos de endeudamiento podrían verse afectados por la percepción de los inversores respecto de la solvencia de las empresas argentinas. Asimismo, los costos de endeudamiento de la Compañía podrían aumentar en caso de un incremento en las tasas de interés de Estados Unidos y Europa. Asimismo, el deterioro de los mercados de crédito internacionales podría generar una disminución de la disponibilidad de las fuentes de financiación y un aumento de los costos de financiación. No puede asegurarse que la Compañía podrá generar flujos de fondos suficientes, ni que tendrá acceso a suficientes alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades a los niveles actuales o superándolos.

La relación de la Compañía con las autoridades federales y provinciales es clave para su negocio

A causa de la naturaleza de sus negocios, la Compañía tiene una amplia relación con las autoridades federales y provinciales en los lugares donde opera. Si bien considera que sus relaciones con las autoridades competentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas en el futuro, lo cual podría afectar negativamente su negocio y los resultados de sus operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o demorar las solicitudes de prórroga actuales o futuras, o pretender imponer pagos

iniciales inesperada o desproporcionalmente altos u obligaciones adicionales significativas a la Compañía al negociar las renovaciones de las concesiones o los permisos o por otra causa.

La Compañía podría ser objeto de medidas de parte de los sindicatos de trabajadores

Muchas de las operaciones de la Compañía requieren de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores. Los sectores en los que opera la Compañía se encuentran ampliamente sindicalizados. Al 30 de junio de 2019, 61,3% de los empleados de tiempo completo y contratados pertenecían a sindicatos.

Si bien la Compañía considera que sus relaciones actuales con sus empleados son buenas, la Compañía no puede asegurar que no experimentará interrupciones o suspensiones laborales en el futuro, y dichas medidas podrían tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Por ejemplo, entre junio y julio de 2012, hubo protestas y confrontaciones en el yacimiento de Cerro Dragón. Un grupo disidente asociado a una de las ramas de la Unión de Obreros de la Construcción (“UOCRA”) vandalizó y destruyó algunos de los equipos de la Compañía, lo que provocó una interrupción temporaria de la producción.

La Compañía terceriza una serie de actividades a través de contratistas con el fin de mantener una base de costos flexibles que permita mantener una base de costos menores y al mismo tiempo responder más ágilmente al mercado cambiante. Si bien la Compañía cuenta con políticas estrictas en relación con las obligaciones laborales y de la seguridad social de sus contratistas, la Compañía no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en busca de una indemnización de parte de la Compañía, invocando ciertas decisiones de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual se prestan los servicios, bajo ciertas circunstancias. Si la Compañía no pudiera obtener un fallo favorable sobre dichos reclamos, los resultados de sus operaciones podrían verse adversamente afectados.

Las huelgas, las interrupciones, los piquetes, entre otros tipos de conflictos con el personal afiliado al sindicato, podrían afectar las operaciones de la Compañía y generar mayores costos, generando un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones.

Si bien la Compañía espera que la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal califique como una reorganización libre de impuestos bajo la ley argentina, la Administración Federal de Ingresos Públicos (la “AFIP”) es quien definirá cuál será el tratamiento impositivo de dicha operación

El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió todos sus activos y pasivos a la Sucursal, siguiendo los procedimientos establecidos en la Ley N°11.867 de Argentina (transferencia de fondo de comercio). Estos procedimientos incluyeron, entre otros actos, publicaciones en boletines oficiales y diarios de amplia circulación, así como la oportunidad de los acreedores de Axion Argentina de realizar oposiciones. Las partes firmaron un contrato de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018 y, el 1 de abril de 2018, se consumó la transferencia, y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente integradas con la Sucursal. Adicionalmente, el 3 de abril de 2018, las partes presentaron el acuerdo definitivo de transferencia de fondo de comercio ante la CNV a los efectos de su registración ante el Registro Público de Comercio correspondiente, lo que ocurrió con fecha 12 de noviembre de 2018.

Si bien la Compañía considera que se han cumplido o se cumplirán todos los requisitos para la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal a fin de que califique como una reorganización libre de impuestos, no es posible asegurar que la AFIP u otra autoridad competente no adoptarán una interpretación diferente. Si la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal no calificase como una reorganización libre de impuestos, la Compañía podría verse obligada a rectificar sus declaraciones juradas de impuestos, lo que tendría un impacto adverso sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

El desempeño de la Compañía depende en gran medida de la posibilidad de contratar y retener personal clave

El desempeño actual y futuro de la Compañía, la implementación exitosa de su estrategia y la operación de sus negocios dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados altamente idóneos. La capacidad de la Compañía de continuar confiando en estas personas clave

depende de su éxito para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y personal técnico con las aptitudes y la experiencia necesarias. La Compañía no puede asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser difícil e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y/o la situación patrimonial de la Compañía.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a riesgos sociales

Las actividades de la Compañía están sujetas a riesgos sociales, incluidas protestas de las comunidades vecinas a algunas de las operaciones de la Compañía. Si bien la Compañía tiene el compromiso de operar en forma socialmente responsable, podría enfrentar oposición de las comunidades locales con respecto a sus proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que opera, lo cual podría afectar de manera adversa su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Compañía depende en gran medida de su marca “AXION energy”

La Compañía depende de la marca “AXION energy” para sus productos refinados y sus estaciones de servicio minoristas. Si ocurriera algún hecho que generara una publicidad negativa con respecto a su marca, sus clientes, podrían recurrir a otros productos o estaciones de servicio alternativas, lo cual afectaría negativamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Compañía podría ser pasible de daños y perjuicios en base a reclamos interpuestos por sus clientes o bien podría perder clientes debido a la falta de cumplimiento de ciertas especificaciones de calidad de sus productos

Los productos que la Compañía vende deben cumplir con ciertas especificaciones de calidad. Si algunas de las medidas de control de calidad de la Compañía fallaran, ésta podría abastecer a sus clientes productos que no cumplieran con tales especificaciones. Un incidente de este tipo podría dar lugar a reclamos por daños y perjuicios causados por sus productos o impactar en su capacidad de retener a sus clientes actuales o de adquirir nuevos, lo cual podría afectar negativamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables

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

No es posible garantizar que se desarrollará un mercado para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación, los inversores podrían experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podrían ser incapaces de venderlas o de venderlas a un precio atractivo. Asimismo, si se mantiene un mercado, las Obligaciones Negociables podrían negociarse con descuento respecto del precio de negociación inicial, dependiendo de las tasas de interés y las caídas y la volatilidad en los mercados de títulos similares y en la economía en general, así como por cualquier cambio en la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. La Emisora no puede asegurar esto, ya sea por motivos relacionados o no relacionados con la Emisora. Si no se desarrolla y mantiene un mercado de negociación activo, el valor de mercado y la liquidez, y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables podrían verse significativamente y adversamente afectados.

La percepción de un mayor riesgo en otros países y los sucesos en otros mercados emergentes podrían afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables

Los mercados de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por la percepción de un mayor riesgo y por las condiciones económicas y de mercado de otros países, en especial en América Latina y otros mercados emergentes. El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse negativamente afectado por la percepción de un mayor riesgo, así como por los sucesos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Si bien la situación económica es diferente en cada país, la reacción de los inversores a los sucesos en un país puede afectar a los títulos valores de

emisoras de otros países, entre ellos Argentina. La Compañía no puede asegurar que el mercado de los títulos valores de emisoras argentinas no se verá negativamente afectado por hechos que sucedan en otras jurisdicciones, o que dichos sucesos no tendrán un impacto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, tal como Estados Unidos, o un hecho adverso en un mercado emergente, pueden dar lugar a importantes egresos de capitales desde Argentina y generar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

Los futuros controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de la Emisora de recibir pagos por las Obligaciones Negociables o repatriar su inversión en las Obligaciones Negociables

En 2001 y 2002, la Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias, limitando significativamente la capacidad de las empresas de conservar divisas o realizar pagos al exterior. Asimismo, en el último trimestre de 2011 se dictaron nuevas reglamentaciones que limitaron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de personas físicas y entidades del sector privado. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento total a mediados de 2017. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2019. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

Adicionalmente, la nueva normativa cambiaria vigente en Argentina requiere conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes por montos superiores al equivalente a US\$1.000 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, salvo ciertas excepciones. En virtud de ello, los inversores no residentes que reciban servicios de deuda bajo las Obligaciones Negociables en Argentina, en caso de que éstos paguen servicios en Pesos, podrían verse restringidos de repatriar dichos fondos en la medida en que se supere el monto máximo antes mencionado. Para más información sobre los nuevos controles véase la sección “*Información Adicional—Controles de Cambios*” en este Prospecto.

No es posible anticipar si la vigencia de los controles cambiarios será extendida más allá del 31 de diciembre de 2019. El gobierno argentino podría mantener dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a la transferencia o requisitos que puedan afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos en virtud de las Obligaciones Negociables o repatriar su inversión en las Obligaciones Negociables.

Si la Emisora fuera objeto de un proceso de quiebra, liquidación o concurso, o si celebrara un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser aplicables bajo la ley argentina.

En caso de la apertura de un proceso concursal, un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar en relación con la Emisora, las leyes y reglamentaciones argentinas aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras, con sus modificatorias, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a procesos concursales y, en consecuencia, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser ejecutables (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). Los procedimientos de quiebra argentinos de acuerdo con la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos.

Específicamente, la Ley de Concursos y Quiebras establece que en el caso de valores negociables emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación tendiente a obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la reestructuración de las deudas sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente de los requeridos en relación con otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) el fiduciario o el juez competente, según el caso, deberá convocar a una asamblea de tenedores; (ii) los tenedores presentes en dicha asamblea deberán votar a favor o en contra del acuerdo preventivo propuesto indicando la opción seleccionada, en caso de aprobación del mismo; (iii) el acuerdo se considerará aprobado o rechazado considerando el monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta más el acuerdo de los restantes acreedores; (iv) la decisión deberá ser asentada por escrito por el fiduciario o la persona

designada a tal efecto por la asamblea y se dejará constancia de la misma en las actas de la asamblea; (v) podrá no celebrarse una asamblea de tenedores si las leyes o reglamentaciones aplicables permiten un método diferente para obtener el consentimiento de los acreedores que es satisfactorio para el juez; (vi) si el fiduciario fuera considerado un acreedor a los fines de la verificación del crédito, en virtud de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá dividir su voto, votando a favor de la propuesta respecto del monto de capital en poder de los tenedores beneficiarios que también tengan derecho a participar en la asamblea, que lo hayan instruido a aceptar el mismo según lo previsto en el Contrato de Fideicomiso o las leyes aplicables y en contra del mismo respecto de aquellos que le instruyeron rechazarlo. La propuesta se considerará aceptada o rechazada en base al voto mayoritario; (vii) las disposiciones precedentes también serán de aplicación en caso de cartas poder que representen a diversos tenedores debidamente admitidos bajo el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras y será de aplicación lo establecido en el punto (vi) anterior respecto del régimen de voto; (viii) en todos los casos, el juez podrá ordenar medidas específicas para garantizar la participación de los acreedores y la legalidad del procedimiento de voto; y (ix) al calcular los votos relacionados con la propuesta sometida a la asamblea de tenedores, todos los votos afirmativos se consideran a favor de la propuesta y todos los votos negativos se consideran en contra de la propuesta. Asimismo, los obligacionistas que no estuvieran presentes en la asamblea en persona o por representación o que se abstengan de votar no serán tenidos en cuenta a los fines del cálculo de la mayoría requerida. Como consecuencia de estos procedimientos concursales, el poder de negociación de los obligacionistas podría verse reducido en comparación con otros acreedores financieros y comerciales.

La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos

La información disponible al público sobre la Emisora en Argentina es menos detallada en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Sucursal consiste en aportar valor a sus socios mediante: la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y refinación de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Sucursal incrementar la producción de hidrocarburos a través de un eficiente reemplazo de reservas y continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, con el objetivo de agregar valor a la producción de hidrocarburos. La Sucursal aspira a consolidar su posición como una de las compañías energéticas líderes de Argentina y a evaluar oportunidades en otros mercados que le permitan diversificar sus operaciones, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental en todas las áreas donde desarrolla sus actividades.

Para lograr estos objetivos, la Sucursal se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social.* La Sucursal prevé mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en las que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo.* La Sucursal entiende que una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo y una cartera equilibrada de reservas probadas y no probadas tanto de petróleo como de gas son esenciales para su éxito a largo plazo. En este sentido, la Sucursal continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción (i.e. Cerro Dragón), junto con el desarrollo de su portafolio de activos de crecimiento (i.e. áreas de la Cuenca Neuquina y Cerro Dragón) y actividades de exploración.
- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales.* La Sucursal está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales, principalmente en la formación de Vaca Muerta, a través de sus operaciones y participación en consorcios. La Sucursal considera que las actividades de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta presentan importantes oportunidades para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades en el exterior.* A través de sus actividades de exploración y desarrollo, la Sucursal aspira a optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y la reposición de su amplia base de reservas no solo en Argentina, sino también en otros países que ofrecen oportunidades atractivas para el futuro.
- *Ampliación y modernización de la refinería y ampliación de la red de distribución de la Sucursal.* La Sucursal se encuentra en proceso de implementar una importante ampliación y modernización de su refinería, que aumentará la capacidad de refinación y le permitirá incrementar la producción de productos de mayor valor agregado. Asimismo, se encuentra en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red de estaciones de servicio para adoptar la marca “AXION energy”; de esta manera, espera consolidar su marca y mejorar su capacidad de brindar cobertura nacional. La Sucursal también está trabajando en pos de mejorar sus capacidades de distribución y mejorar los puntos de venta para consolidar su cobertura nacional y optimizar el desempeño de sus puntos de venta.
- *Tecnología, productividad y eficiencia operativa.* La Sucursal ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está presente en toda su organización. Los procesos de gestión son adecuados para establecer metas y monitorearlas, por lo que garantizan que las metas se cumplan en forma eficiente en relación con los costos y de manera segura. La Sucursal seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.

- *Solvencia.* La Sucursal prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. La Sucursal 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 inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma.
- *Recursos humanos.* Un componente clave de la estrategia de la Sucursal es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la Sucursal crezca de forma orgánica.

***Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.*⁸⁴**

Durante los últimos años la Sucursal ha incorporado moderna tecnología en todas sus operaciones. En Salta se perforó un complejo pozo multilateral, con dos ramas horizontales de 5.000 metros cada una, que resultó en una importante producción incremental de gas. En Chubut y Santa Cruz se mantiene la operación con 13 equipos de perforación. La Sucursal ha adquirido equipos y modificado contratos, con el objetivo de incorporar tecnología semiautomática a dicha operación y lograr que a fines del año 2017 la flota de equipos tenga una antigüedad menor a 7 años. En Neuquén continúa la exploración y desarrollo de reservorios no convencionales, perforando con cuatro equipos. La aplicación de moderno equipamiento de perforación y eficientes técnicas de completación 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.

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.

***Cumplimiento ambiental*⁸⁵**

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal están sujetas a diversas leyes y reglamentaciones locales, provinciales y nacionales relacionadas con el impacto general de las operaciones sobre el medio ambiente, incluyendo, sin limitación, emisiones atmosféricas, uso del agua y aguas residuales, la disposición o remediación del suelo y agua contaminados con productos y subproductos de petróleo, la disposición de residuos peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones. La Sucursal cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros forestales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. 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 son interpretadas y aplicadas a la fecha del presente Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con normas industriales de recuperación secundaria y es

⁸⁴ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸⁵ Corresponde a información interna de la Sucursal.

empleada para actividades de perforación y reacondicionamiento, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a control de calidad, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2002. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015. Los programas de gestión ambiental y social de *upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la CFI. En relación con las operaciones de *downstream*, los lubricantes y plantas comerciales de la refinera cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente.

Seguridad⁸⁶

La Sucursal tiene el compromiso de operar el negocio en cumplimiento de las necesidades ambientales y económicas de las comunidades en las que opera, y la protección de la seguridad y la salud de los empleados de la Sucursal, las personas involucradas en las operaciones, sus clientes y terceros. La Sucursal considera que la mejor forma de cumplir con su compromiso es a través de una fuerza laboral idónea y comprometida, y prácticas diseñadas para permitir operaciones seguras y responsables desde el punto de vista del ambiente.

La Sucursal no experimentó ninguna fatalidad ni ningún accidente ambiental importante en 2018. Durante 2018 la Sucursal tuvo resultados de seguridad excelentes en términos de seguridad personal con una tasa total de incidentes (es decir, incidentes reportables cada 200.000 horas) de 14,6 sobre un total de 0,287 millones de horas trabajadas.

Para monitorear sus parámetros de seguridad, la Sucursal mide en forma mensual indicadores clave de seguridad. El cuadro a continuación muestra los principales indicadores de seguridad durante 2018⁸⁷:

Indicador de seguridad	2018
<i>TRICF</i> Frecuencia total de casos con lesiones laborales registrables.....	0,219
<i>TVIC</i> Casos totales de incidentes vehiculares.....	12
<i>TVICF</i> Frecuencia total de casos de incidentes vehiculares.....	0,076

⁸⁶ Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

**INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES,
ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN**

a) Directores o Administradores y Gerencia

Representante Legal de la Sucursal

El Representante Legal de la Sucursal es el Sr. Rodolfo A. Díaz, CUIT: 20-06902425-5. El Sr. Díaz también se desempeña como Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo. 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.

Gerencia de Primera Línea de la Sucursal

La gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de todos los objetivos a corto plazo y estratégicos de la Sucursal. La tabla a continuación detalla los gerentes de primera línea de la Sucursal a la fecha del presente Prospecto.

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Edad	Cargo	Posición actual desde
Marcos Bulgheroni	20-22993063-0	47	Director Ejecutivo (CEO)	23/01/2018
Christopher Spaulding	20-93441908-2	61	Director de Asuntos Financieros (CFO)	23/01/2018
Zongwei Xiao	20-95890049-0	46	Vicepresidente Ejecutivo Sr.	1/07/2018
Alberto D. Massacese	20-16049936-3	56	Director Gerente de Operaciones Upstream	01/05/2014
Jorge M. Costa Bastos	20-95818288-1	61	Director Gerente de Operaciones Downstream	01/01/2018
Juan M. Bulgheroni	20-24042771-1	45	Vicepresidente de Operaciones en Argentina	30/10/2011
Rodolfo A. Díaz	20-06902425-5	76	Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo	30/10/2011
Daniel F. Felici	20-24030078-9	45	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones Upstream / Asuntos Corporativos	23/11/2015
Gonzalo Fratini Lagos	20-23235125-0	46	Vicepresidente de Asuntos Legales	01/12/2017
Rodolfo E. Berisso	20-12274292-0	63	Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas	01/11/2012
Romina Cavanna	27-21535295-7	49	Vicepresidente de Recursos Humanos	01/04/2015
Rodrigo Miguel Ramacciotti	20-20803458-9	50	Vicepresidente de Relaciones Laborales	01/10/2008
Rafael Machin	20-17362951-7	54	Vicepresidente de Planeamiento y Economía	01/05/2013
Federico Caldora	20-1397067-7	59	Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE)	01/11/2013

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Edad	Cargo	Posición actual desde
Agustín Agraz	20-24551558-9	44	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones Downstream	23/01/2018

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

A continuación se incluye una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo del Grupo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y Vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de la Columbia Business School.

Christopher Spaulding. El Sr. Spaulding es el Director de Asuntos Financieros (CFO) de la Sucursal. Cuenta con 38 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, trabajando para Amoco Corp. BP y Talisman Energy Inc. en distintos países alrededor del mundo, entre los que se incluyen, Estados Unidos, el Reino Unido, Países Bajos, Argentina, Angola, Rusia, Canadá y Colombia. Anteriormente, trabajó para Pan American entre 1997 y 2003. El Sr. Spaulding es Ingeniero Químico egresado de la Universidad de Oklahoma y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de Denver.

Zongwei Xiao. El Sr. Zongwei se desempeña como Chief of Staff en Pan American desde julio 2018. El Sr. Zongwei se desempeña también como Director Ejecutivo de Personal de Pan American y ha trabajado con CNOOC por 35 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daquin.

Alberto D. Massacese. El Sr. Massacese es el Director Gerente de Operaciones Upstream de la Sucursal. Ha ocupado diferentes cargos gerenciales en la Sucursal desde el año 2012. Tiene más de 20 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, y ha trabajado para Beusa Energy LLC, YPF y BC. El Sr. Massacese es geólogo egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Jorge M. Costa Bastos. El Sr. Bastos es el Director Gerente de Operaciones Downstream de la Sucursal. Es ingeniero egresado de Instituto Militar de Ingeniería de Río de Janeiro, Brasil e ingeniero en petróleo – Petrobrás (Brasil). Tiene un Master en Administración de Empresas de la Universidad de San Pablo. Trabajó en BP plc como Vicepresidente de Cooperación Estratégica durante los años 2013 a 2018. Anteriormente, en BP Lubricantes como Vicepresidente Global – Supply Chain (Reino Unido) durante los años 2012 a 2013.

Juan M. Bulgheroni. El Sr. Bulgheroni es el Vicepresidente de Operaciones en Argentina de la Sucursal. Cuenta con amplia experiencia en cargos gerenciales en diferentes compañías de la industria energética. El Sr. Bulgheroni es ingeniero egresado de la Colorado School of Mines y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Darden School of Business de la Universidad de Virginia.

Rodolfo Díaz. El Sr. Díaz es el Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Trabaja en Pan American desde el año 2008. 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.

Daniel F. Felici. El Sr. Felici es el Vicepresidente de Relaciones Instituciones de Operaciones Upstream y el Vicepresidente de Asuntos Corporativos de la Sucursal. Ha ocupado cargos gerenciales en compañías de los Grupos Odebrecht y Pegasus y en Fundación Carolina. El Sr. Felici es licenciado en ciencias políticas egresado de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un máster otorgado por la Fundación Iberoamericana de Gobierno y Políticas Públicas y de la Universidad de San Andrés.

Gonzalo Fratini Lagos. El Sr. Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales de la Sucursal. Ocupó diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento de Negocios. El Sr. Fratini es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un máster en derecho de la Columbia University School of Law.

Rodolfo E. Berisso. El Sr. Berisso es el Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas de la Sucursal. Trabaja en la industria del petróleo y gas desde el año 1980. Ha ocupado diversos cargos gerenciales en BC y Pan American. El Sr. Berisso es ingeniero industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Romina Cavanna. La Sra. Cavanna es la Vicepresidenta de Recursos Humanos de la Sucursal. Anteriormente, ocupó diversos cargos gerenciales en Cervecería y Maltería Quilmes y AB Inbev Group. La Sra. Cavanna es licenciada en relaciones públicas egresada de UADE y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés.

Rodrigo Miguel Ramacciotti. El Sr. Ramacciotti es el Vicepresidente de Relaciones Laborales de la Sucursal. Anteriormente, ocupó cargos gerenciales en San Antonio Internacional GP Investments y Pride Internacional. El Sr. Ramacciotti es abogado egresado de la Universidad Católica de Rosario.

Rafael Machin. El Sr. Machin es el Vicepresidente de Planeamiento y Economía de la Sucursal. El Sr. Machin es ingeniero industrial egresado de la Universidad Católica Argentina y tiene un máster en Comercio Internacional de la Universidad de Belgrano.

Federico Caldora. El Sr. Caldora es el Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE) de la Sucursal. Desde 1986 ha ocupado diversos cargos gerenciales en BC y Pan American. Asimismo, fue Vicepresidente de Operaciones Petroleras en el Golfo San Jorge. El Sr. Caldora es ingeniero egresado de la Universidad Nacional del Comahue.

Agustin Agraz. El Sr. Agraz es el Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones Downstream de la Sucursal. Cuenta con una amplia experiencia en los departamentos de asuntos públicos. El Sr. Agraz es psicólogo egresado de la Universidad Argentina John F. Kennedy.

Directorio de Pan American Energy Group

Pan American Energy Group es la única socia de Pan American. Actualmente, el directorio de Pan American Energy Group está compuesto por ocho directores, que permanecen en sus cargos hasta su renuncia o remoción. Los directores de Pan American Energy Group a la fecha del presente Prospecto son los siguientes:

Nombre	Cargo
Alejandro P. Bulgheroni	Presidente y Director
Horacio Lamar McKay	Vicepresidente y Director
Marcos Bulgheroni	Director
Zongwei Xiao	Director
Yongjie Liu	Director
William Lin	Director
Richard J. Spies	Director
Luis Aires Dupre	Director

A continuación se incluye una breve descripción biográfica de los miembros del Directorio de Pan American Energy Group:

Alejandro P. Bulgheroni. Se desempeña como presidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Fue presidente de Pan American desde 1997 y miembro de su Comité de Dirección desde noviembre de 1997 hasta el año 2012. Es Presidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Horacio Lamar McKay. Se desempeña como vicepresidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Subdirector Ejecutivo del Grupo de BP. Anteriormente, el Sr. McKay desempeñó diferentes funciones técnicas y ocupó diversos cargos de liderazgo en Amoco Corp. El Sr. McKay es ingeniero en petróleo egresado de la Mississippi State University.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo del Grupo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y Vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de la Columbia Business School.

Zongwei Xiao. El Sr. Zongwei se desempeña como Chief of Staff en Pan American desde julio 2018. El Sr. Zongwei se desempeña también como Director Ejecutivo de Personal de Pan American y ha trabajado con CNOOC por 35 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daquin.

Yongjie Liu. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Ha trabajado en empresas de energía por 19 años. El Sr. Yongjie es ingeniero egresado del Southwestern Petroleum Institute.

William Lin. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Operativo de Regiones involucradas en Operaciones de Upstream de BP. Cuenta con una amplia experiencia en la industria del petróleo crudo y gas, con más de 27 años en ella. El Sr. Lin es ingeniero egresado de la State University of New York y tiene un máster de Stony Brook.

Richard J. Spies. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Fue miembro del Comité de Dirección y Director Ejecutivo de Pan American desde 1997 hasta 2005, y desde 2014 hasta 2018. El Sr. Spies es ingeniero químico egresado de la State University of Louisiana.

Luis Aires Dupre. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde marzo de 2018. El Sr. Aires Dupre es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

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 Martínez de Hoz & Rueda, asesores legales de la Sucursal, con oficinas en la calle Bouchard 680, piso 19 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Audidores

Los Estados Financieros de la Emisora, que fueron preparados de acuerdo con las NIIF 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 2016, 2017 y 2018 fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Sociedad	Domicilio	Auditor Certificante
2016	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti
2017	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti

2018 KPMG Bouchard 710 1° Piso Ricardo D. Calvetti

Los auditores de la Emisora por los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2018 y 2019, fueron los siguientes:

Período finalizado el 30 de junio de	Sociedad	Domicilio	Auditor Certificante
2018	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti
2019	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti

Ricardo D. Calvetti, 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°, C.A.B.A.

b) Remuneración⁸⁸

La remuneración total pagada a los gerentes de primera línea de la Sucursal en el año 2018 ascendió a Ps.545 millones (US\$19,1 millones aproximadamente). La Sucursal, la Compañía y sus subsidiarias no han celebrado ningún otro acuerdo que prevea beneficios o remuneraciones a ninguno de los directores de Pan American o gerentes de primera línea de la Sucursal con posterioridad al vencimiento de su mandato o ante su retiro.

Para información sobre los planes de jubilaciones, véase “*Antecedentes financieros de Pan American—Liquidez y recursos de capital—Obligaciones contractuales*”.

c) Información sobre participación accionaria

Los directores, síndicos y gerentes de primera línea no son tenedores de acciones de la Compañía. Asimismo, no existen convenios con empleados de la Compañía sobre participaciones en el capital.

Para información sobre la estructura accionaria de Pan American véase “*Estructura del Emisor, Accionistas y partes relacionadas – Accionistas principales*”.

d) Empleados

Empleados de la Sucursal

La fuerza laboral total de la Sucursal está compuesta por empleados permanentes y temporarios. Al 31 de diciembre de 2016 y 2017, la Sucursal tenía 2.014 y 2007 empleados, respectivamente. En los mismos ejercicios, Axion Argentina tenía 2.988 y 3.134 empleados, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018 la Sucursal poseía 5.181 empleados, entre los que se incluyen a los empleados que eran de Axion Argentina. Asimismo, al 30 de junio de 2019, la Sucursal tenía 5.288 empleados.

Aproximadamente el 61% de los empleados de la Sucursal están representados por los sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Sucursal. Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no está en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

⁸⁸ La información en cuestión surge de la Nota 10 (pág. 48) de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 de la Sucursal.

Empleados de Pan American

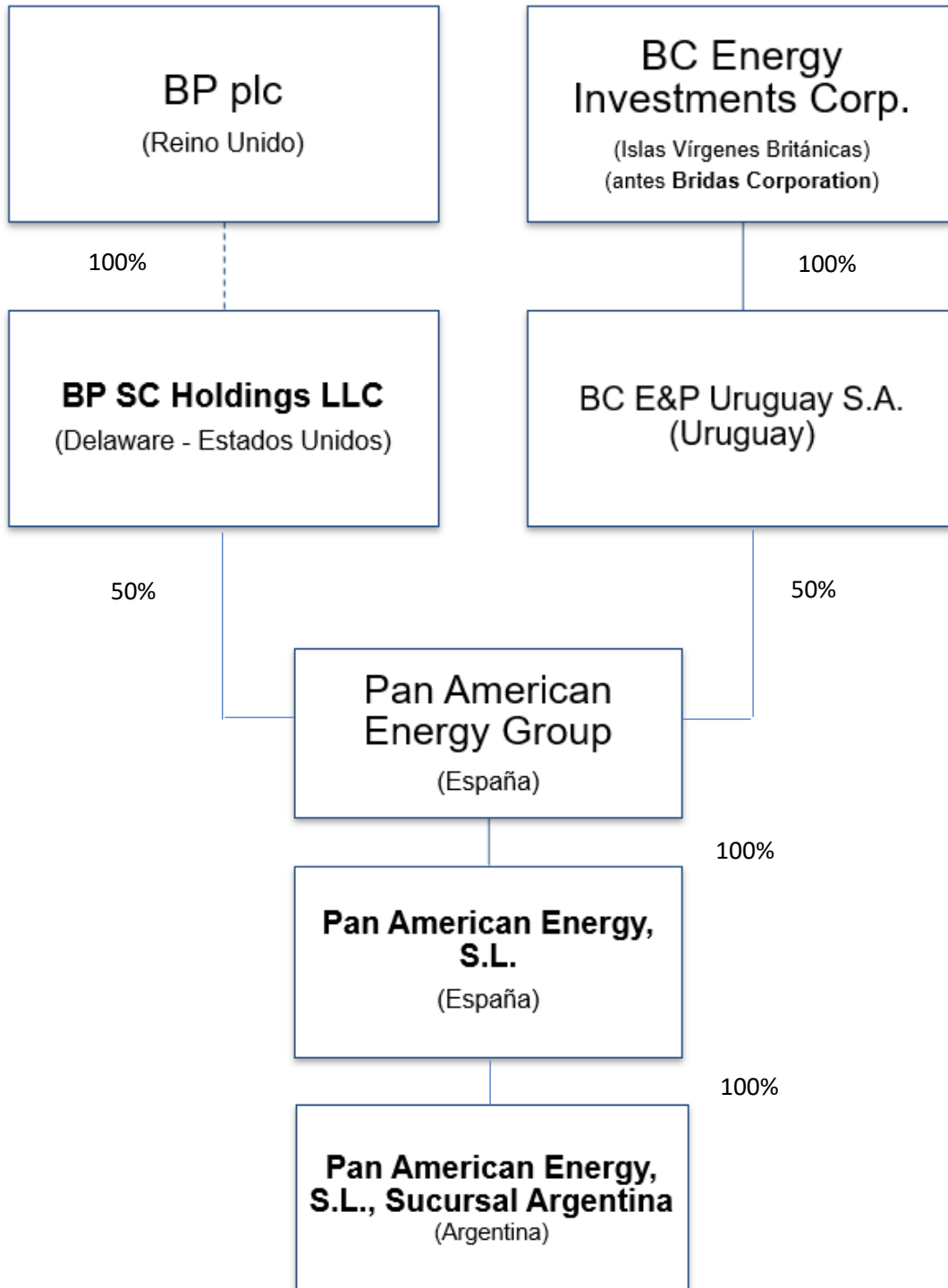
La fuerza laboral total de la Compañía está compuesta por empleados permanentes y temporarios. Al 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, la Compañía tenía 2.858, 2.901 y 6.250 empleados, respectivamente. Asimismo, al 30 de junio de 2019, la Compañía tenía 6.360 empleados.

Aproximadamente el 61,3% de los empleados del negocio de *upstream* y *downstream* de la Compañía están representados por sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Compañía.

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura del Emisor y su grupo económico.

El siguiente cuadro detalla la estructura de la titularidad de la Compañía:



b) Accionistas principales

Pan American tiene 2.093.033.000 acciones de un Euro (€ 1) de valor nominal cada una y correlativamente

numeradas de 1 a 2.093.033.000, ambos incluidos, las cuales son de titularidad de Pan American Energy Group, que a su vez es de titularidad indirecta de BC y BP, cada una de las cuales posee una tenencia del 50%.

La relación entre los socios de Pan American Energy Group se detalla en el estatuto y en el acuerdo de accionistas de la sociedad, los cuales establecen entre otras cuestiones: (i) un directorio conformado por ocho miembros, cuatro de los cuales son designados por BP, mientras que los cuatro restantes son designados por BC, (ii) una política de dividendos que sugiere la distribución de un 25% del resultado neto consolidado de Pan American a partir del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, salvo que las partes acuerden otro monto, y (iii) cuestiones que requieren la aprobación por porcentajes específicos de sus socios, junto con cuestiones que requieren aprobación del Directorio, en cada caso con el quórum y la mayoría necesarios, y cuestiones que se delegan al Director Ejecutivo del Grupo.

BP plc⁸⁹

BP es una de las compañías integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con un activo que supera los US\$282.200 millones y una capitalización de mercado de aproximadamente US\$127.100 millones al 31 de diciembre de 2018. Al 31 de diciembre de 2018, contaba con reservas netas probadas de 19.900 millones de boe, 57,49% de las cuales correspondían a petróleo y condensados.

Durante 2018, su volumen promedio de producción diaria mundial alcanzó 2,2 mmbbl de petróleo crudo y 8,7 bcf de gas natural. BP opera en más de 78 países alrededor del mundo.

BP, es una sociedad incorporada y domiciliada en el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, como una Public Limited Company, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución.

Las acciones ordinarias de BP se encuentran listadas en el London Stock Exchange, en el Frankfurt Stock Exchange, y sus ADS (*American Depositary Shares*) se encuentran listados en el New York Stock Exchange.

Para mayor información sobre BP, véase el informe anual de BP bajo el formulario 20-F, publicado en el sitio *web* de la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América, publicado el 29 de marzo de 2019, bajo el siguiente link:

https://otp.tools.investis.com/clients/uk/bp_plc1/SEC1/sec-show.aspx?Type=html&FilingId=13328690&Cik=0000313807

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bidas Corporation)

BC es una sociedad holding internacional dedicada principalmente a la industria de petróleo y gas, que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro segmentos principales: (i) exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas; (ii) refinación, comercialización y transporte de petróleo y derivados del petróleo; (iii) almacenamiento, tratamiento, procesamiento y distribución de gas y petróleo; y (iv) generación de energía eléctrica.

BC comenzó a operar en la industria de petróleo y gas en Argentina en el año 1959 y se convirtió en la segunda productora de gas natural más importante del país, antes de que se formara Pan American.

En 2010, la controlante de BC, BEH, celebró un acuerdo con CNOOC Limited en virtud del cual transfirió una participación del 50% en BC a CNOOC International Ltd., una subsidiaria totalmente controlada por CNOOC Limited.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Energy.

En 2018, los estados financieros de BC indicaron ventas por US\$ 2.900 millones y ganancias netas por US\$ 519.400 millones. Al 31 de diciembre de 2018, los activos consolidados de BC ascendían a US\$ 8.200 millones y su patrimonio neto consolidado ascendía a US\$ 5.800 millones.

⁸⁹ La información incluida en la presente sección corresponde a información de registros públicos.

BC, es una sociedad incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo sus accionistas BEH, con una participación indirecta del 50% en BC, mientras que el restante 50% es de titularidad indirecta de CNOOC Limited.

BEH, es una sociedad incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo su beneficiario final la familia Bulgheroni y su directorio está presidido por Alejandro P. Bulgheroni.

CNOOC Limited es el productor off-shore de gas natural y petróleo más grande de China y una de las compañías de exploración y producción de hidrocarburos más importante del mundo.

CNOOC Limited, es una sociedad incorporada y domiciliada en Hong Kong, como una sociedad limitada, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución. Las acciones ordinarias de CNOOC Limited, se encuentran listadas en la Bolsa de Valores de Hong Kong, la Bolsa de Valores de Toronto, y sus ADS (*American Depositary Shares*) se encuentran listados en New York Stock Exchange.

Para mayor información sobre CNOOC Limited, véase el informe anual bajo el formulario 20-F, publicado en el sitio web de la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América, publicado el 23 de abril de 2019, bajo el siguiente link:

https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1095595/000095010319005015/dp105023_20f.htm

Diferencias en los derechos a voto

Nuestros principales accionistas no tienen derechos a voto diferentes.

Acuerdos de cambio de control

No existen acuerdos que en alguna fecha posterior puedan dar como resultado un cambio en el control.

c) Transacciones con partes relacionadas

Transacciones con Partes Relacionadas de la Sucursal

El movimiento neto de las operaciones y el saldo con Pan American se exponen en el estado de cambios en el patrimonio de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

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

Operaciones

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018				
	<i>(en millones de Pesos)</i>				
	Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses perdidos, neto	Otros
Controladas por la Casa Matriz	—	391	2.904	(99) ⁽¹⁾	—
Otras	19.230	19	980	—	—
Total	19.230	410	3.884	(99)	—

⁽¹⁾ Está compuesto por intereses perdidos por 134 neto de intereses ganados por 35.

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017				
	<i>(en miles de Pesos)</i>				
	Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses ganados, neto	Otros
Controladas por la Casa Matriz	—	193 ⁽¹⁾	1.371	54 ⁽²⁾	—
Otras	17.510	4	620	—	—
Total	17.510	197	1.991	54	—

⁽¹⁾ Incluye recupero de gastos.

⁽²⁾ Está compuesto por intereses ganados por 97 neto de intereses perdidos por 43.

Saldos

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018					
<i>(en millones de Pesos)</i>					
	Otros créditos	Otros créditos No	Créditos por ventas	Préstamos	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Controladas por la Casa Matriz:					
En pesos	23	—	—	211	203
En dólares	310	—	—	—	48
Total	333	—	—	211	251
Otras:					
En pesos	—	—	—	—	17
En dólares	47	11	1.835	—	656
Total	47	11	1.835	—	673
En pesos	23	—	—	211	220
En dólares	357	11	1.835	—	704
Total	380	11	1.835	211	924

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017				
<i>(en millones de Pesos)</i>				
	Otros créditos	Créditos por ventas	Préstamos	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
- Controladas por la Casa Matriz				
En pesos	124	—	412	189
En dólares	61	—	—	25
Total	185	—	412	214
Otras:				
En pesos	1	30	—	91
En dólares	6	2.164	—	27
Total	7	2.194	—	118
En pesos	125	30	412	280
En dólares	67	2.164	—	52
Total	192	2.194	412	332

Las compensaciones del personal clave de la Administración de la Sucursal son las siguientes:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	<i>(en millones de Pesos)</i>	
	2017	2018
Beneficios de corto plazo	224	510
Beneficios de terminación y post-empleo	11	35
Total	235	545

Transacciones con Partes Relacionadas de Pan American

En el giro habitual de sus negocios, la Compañía celebra transacciones con partes relacionadas en condiciones de mercado. De conformidad con los Documentos de Gobierno de PAEG, todas las transacciones con partes relacionadas están sujetas a la aprobación del Directorio de Pan American Energy Group. Según los Documentos de Gobierno de PAEG, transacciones con partes relacionadas significa

cualquier transacción por Pan American o cualquier afiliada que sea significativa en tamaño, directa o indirectamente, con (a) cualquiera de los miembros de la gerencia o socios que detenten el 5% o más de las participaciones de capital en Pan American o cualquier afiliada, o promotores de Pan American o cualquier afiliada, (b) cualquier entidad en la que las personas descritas en el apartado (a) tengan participaciones, o (c) cualquier persona relacionada con cualquiera de dichas personas descritas en el apartado (a) precedente.

Servicios Administrativos y Profesionales

La Compañía contrata servicios ejecutivos y de otro tipo, tales como bienes y servicios de alquiler, servicios administrativos y servicios técnicos en el giro habitual de los negocios. Muchos de estos contratos de locación de servicios fueron celebrados por la Compañía con ciertas subsidiarias de Pan American. En 2016, 2017 y 2018, la Compañía desembolsó una suma de US\$24,5 millones, US\$26,6 millones, y US\$54,0 millones respectivamente, en relación con dichos servicios en el giro habitual de los negocios y en condiciones de mercado. Para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 y 2017, las subsidiarias y la Sucursal incurrieron en US\$20,5 millones y US\$16,0 millones, respectivamente de aquellos servicios como parte de curso ordinario de sus negocios.

Ventas de Petróleo Crudo

La tabla a continuación detalla las ventas de petróleo crudo realizadas por Pan American a partes relacionadas, para cada uno de los períodos indicados. Al 1° de abril de 2018, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina en la Sucursal.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2016	2017	2018
	<i>(expresado en millones de US\$)</i>		
Axion Argentina.....	1.228,0	949,2	—
BP Oil Supply.....	28,6	64,7	408,6
Otros.....	—	—	33,2
Total.....	1.256,6	1.013,9	441,8

ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL

Estados financieros y otra información contable

Los Estados Financieros que integran el presente Prospecto son los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 presentados en forma comparativa y los estados financieros de períodos intermedios condensados correspondientes a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018, presentados en forma comparativa. Los estados financieros anuales y los estados financieros de períodos intermedios condensados referidos se encuentran publicados en la AIF bajo los IDs 2446341, 560225, 464035, 589625 y 2508553, respectivamente.

a) Estados financieros

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 30 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y a los períodos intermedios de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018^{90 91}.

Estado de Resultados y otros resultados (en millones de pesos)

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		
	2019	2018	2018	2017	2016
INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO INGRESOS					
Ventas netas y subvenciones	87.380	41.304	123.450	41.099	47.054
COSTOS Y GASTOS					
Costo de ventas	(60.871)	(28.892)	(83.634)	(30.561)	(30.505)
Gastos de exploración	—	(304)	(330)	(78)	(2)
Gastos de administración	(5.363)	(2.629)	(8.182)	(3.648)	(2.871)
Gastos de Comercialización	(6.151)	(1.655)	(6.191)	—	—
RESULTADO OPERATIVO	14.995	7.824	25.113	6.812	13.676
Resultado financiero, neto	(3.180)	2.297	(489)	(1.245)	(1.319)
Recupero (Deterioro) neto de activos financieros	91	(163)	(512)	—	—
Otros ingresos y (egresos) – neto	(440)	554	344	505	(397)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	11.466	10.512	24.456	6.072	11.960

⁹⁰ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 disponible en AIF.

⁹¹ La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de Períodos Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de junio de 2019 y 2018, disponibles en la AIF.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Cargo por impuesto a las ganancias – corriente	(2.855)	(1.834)	(851)	(2.782)	(5.925)
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias – diferido	(2.932)	(3.050)	(13.124)	6.112	(159)
GANANCIA NETA DEL PERÍODO/EJERCICIO	5.679	5.628	10.481	9.402	5.876
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO/EJERCICIO	37.165	70.518	135.418	24.324	19.276
EBITDA	32.733	16.649	45.614	18.512	26.862
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(2.872)	(1.381)	(3.932)	(1.949)	(2.938)

Estado de Situación Financiera

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
ACTIVO					
Activo corriente	56.186	31.834	58.096	12.933	16.973
Activo no corriente					
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	469.840	301.237	404.902	162.359	129.279
Otros activos no corrientes	2.819	3.641	2.833	892	1.598
Total del activo no corriente	472.659	304.878	407.735	163.251	130.877
Total del activo	528.845	336.712	465.831	176.184	147.850
PASIVO					
Total del pasivo corriente	75.064	40.212	63.518	32.126	22.982
Total del pasivo no corriente	156.269	101.053	141.966	40.888	46.022
Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones					
Negociables no corrientes	56.346	41.483	56.827	11.290	17.205
Otros pasivos no corrientes	99.923	59.570	85.139	29.598	28.817
Total del pasivo	231.333	141.265	205.484	73.014	69.004

Resultados no asignados					
– Casa Matriz	49.034	38.502	43.355	32.992	23.590
Capital asignado a la Sucursal	222	222	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239	239	239
Otro resultado integral	222.297	130.764	190.811	65.785	50.863
Reserva Transferencia fondo de comercio	21.788	21.788	21.788	—	—
Reserva especial	3.932	3.932	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	297.512	195.447	260.347	103.170	78.846
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	528.845	336.712	465.831	176.184	147.850

Estado de Flujos de Efectivo

El siguiente cuadro muestra los flujos de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Ejercicio finalizados el 31 de diciembre	
	2018	2017
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	45.811	18.912
Actividades de inversión	(36.721)	(18.001)
Actividades de financiación	4.414	(2.614)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	793	289
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	14.297	(1.414)

El siguiente cuadro muestra los flujos de efectivo de la Sucursal correspondientes a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018:

	Períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2019	2018
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	32.607	19.117
Actividades de inversión	(30.866)	(10.320)
Actividades de financiación	(13.405)	(7.640)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	5.137	672
(Disminución) Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(6.527)	1.829

b) Indicadores financieros

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Margen bruto (% de ventas netas) (Ganancia bruta / Ventas netas)	30,3	30,1	32,3	25,6	35,2
Margen operativo (% de Ventas netas) (Resultado operativo / Ventas netas)	17,2	18,9	20,3	16,6	29,1
EBITDA (% de ventas netas) (EBITDA / Ventas netas)	37,5	40,3	36,9	45,0	57,1

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2018	2017	2016
Índice de liquidez ⁹² (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,75	0,79	0,91	0,40	0,74
Inmovilización de capital ⁹³ (Activo no corriente / Total activo)	0,89	0,91	0,88	0,93	0,89
Solvencia ⁹⁴ (Patrimonio / Total pasivos)	1,29	1,38	1,27	1,41	1,14
EBITDA/ Intereses generados por pasivos	11,40	12,06	11,60	9,50	9,14
Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	1,41	1,80	1,96	1,71	1,04
Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,42	0,31	0,37	0,64	0,37
Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,23	0,23	0,26	0,23	0,26
Índice de rentabilidad ⁹⁵ (Ganancia Neta / Patrimonio promedio)	0,04	0,08	0,06	0,10	0,09

Otra información financiera

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 2019 y 2018:

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2019	2018
Producción diaria promedio (mbpe) ⁽¹⁾	168.3	161.8
Ventas netas y subvenciones ⁹⁶ (millones de pesos) ⁽²⁾	87.380	41.304
EBITDA (millones de pesos) ^{(2) 97}	32.733	16.649
Ganancia neta (millones de pesos) ⁹⁸ ⁽²⁾	5.679	5.628
Inversiones de capital ⁹⁹ (en millones de pesos) ⁽²⁾	29.849	15.776

⁽¹⁾ El promedio de producción diario es mostrado neto del gas reinyectado en el reservorio, consumido en las operaciones y en las plantas de procesamiento de gas. Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁽²⁾ El EBITDA comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

⁹² La información de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 se encuentra incluida en la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (pág. 108). En relación a la información por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018, la misma surge de la reseña informativa, punto 6, de los Estados Financieros de Período Intermedio Condensado al 30 de junio de 2019 (pág. 44).

⁹³ Id. anterior.

⁹⁴ Id. anterior.

⁹⁵ La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondiente a 2018, 2017 y 2016, ha sido calculada considerando la Ganancia Neta y se divide por el Patrimonio promedio al inicio y al cierre de los Estados Financieros correspondientes para cada caso. Para los períodos de seis meses el indicador ha sido anualizado.

⁹⁶ Las referencias a las ventas netas y subvenciones se encuentran incluidas en el Estado del Resultado en los Estados Financieros de Períodos Intermedios Condensados correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018.

⁹⁷ El EBITDA comprende el resultado operativo más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles y el deterioro de activos no financieros.

⁹⁸ Las referencias a las ganancias netas se encuentran incluidas en el Estado del Resultado en los Estados Financieros de Períodos Intermedios Condensados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018.

⁹⁹ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en los Estados de Flujos de Efectivo por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 (pág. 6) y el 30 de junio de 2018 (pág. 11).

	Período de seis meses finalizado al	
	30 de junio de	
	2019	2018
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Ganancia neta	5.679	5.628
Gastos de exploración	—	304
Intereses generados por activos	(597)	(133)
Intereses generados por pasivos	2.872	1.381
Otros resultados financieros	905	(3.545)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	17.478	8.412
Amortización de activos intangibles	260	109
Recupero neto de deterioro de activos financieros	(91)	163
Otros ingresos y egresos — neto	440	(554)
Cargo por impuesto a las ganancias — corriente	2.855	1.834
Cargo por impuesto a las ganancias — diferido	2.932	3.050
EBITDA	32.733	16.649

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de la Sucursal:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Total de reservas certificadas ¹⁰⁰ (mmbpe).....	2.163,7	2.030,3	2.091,5
Total de reservas probadas ¹⁰¹ (mmbpe)	1.287,6	1.267,3	1.267,7
Producción diaria promedio (mbpe) ⁽¹⁾	163,9	162,0	169,5
Ventas Netas y subvenciones ¹⁰² (en millones de Ps.)	123.450	41.099	47.054
EBITDA ¹⁰³ (en millones de Ps.)	45.614	18.512	26.862
Ganancia Neta (en millones de Ps.) ¹⁰⁴	10.481	9.402	5.876
Inversiones de capital ¹⁰⁵ (en millones de Ps.)	42.145	18.652	12.882

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y está basado en los Estados Financieros correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 bajo NIIF.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	<i>(en millones de pesos)</i>		
Ganancia neta	10.481	9.402	5.876
Gastos de exploración	330	78	2
Intereses generados por activos	(447)	(393)	(503)
Intereses generados por pasivos	3.932	1.949	2.938
Otros resultados financieros	(2.996)	(311)	(1.116)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	22.857	11.552	10.720
Amortización de activos intangibles	344	70	64
Deterioro neto de activos financieros	512	—	—
(Recupero) /deterioro neto de activos no financieros	(3.030)	—	2.400
Otros ingresos y egresos — neto	(344)	(505)	397
Cargo por impuesto a las ganancias – corriente	851	2.782	5.925

¹⁰⁰ La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹⁰¹ La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

¹⁰² Las referencias a las ventas netas y subvenciones se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (pág. 3) y finalizado el 31 de diciembre de 2017 (pág. 9).

¹⁰³ El EBITDA comprende el resultado operativo más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles y el deterioro de activos no financieros.

¹⁰⁴ Las referencias a la ganancia neta se encuentran incluidas en los Estados del Resultado correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 (pág. 3) y el 31 de diciembre de 2017 (pág. 9).

¹⁰⁵ La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en los Estados de Flujos de Efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 (pág. 6) y el 31 de diciembre de 2017 (pág. 12).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
	<i>(en millones de pesos)</i>		
Cargo beneficio por impuesto a las ganancias — diferido	13.124	(6.112)	159
EBITDA	45.614	18.512	26.862

c) Capitalización y endeudamiento

Los siguientes cuadros indican la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Emisora al 30 de junio de 2019 sobre una base real. Estos cuadros deben leerse junto con el capítulo “Presentación de Información Contable y de Otra índole” y los Estados Financieros de la de Sucursal incluidos en este Prospecto.

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 2019 confeccionada en pesos argentinos y de conformidad con las NIIF:

	Al 30 de junio de 2019
	<i>(en millones de pesos)</i>
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	13.085
Deuda financiera corriente ⁽²⁾ : (Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos	31.279
Obligaciones negociables	7.651
Total deuda financiera corriente	38.930
Deuda Financiera no corriente ⁽²⁾ :	
Préstamos	44.338
Obligaciones Negociables	9.069
Total deuda financiera no corriente	53.407
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	49.034
Capital asignado a la Sucursal	222
Ajuste de capital	239
Otro resultado integral	222.297
Reserva especial	3.932
Reserva transferencia fondo de comercio	21.788
Patrimonio	297.512
Capitalización total de la Sucursal	389.849

⁽¹⁾ Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición.

⁽²⁾ La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

Endeudamiento

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera de largo plazo consolidada de la Sucursal al 30 de junio de 2019¹⁰⁶: Nuestra gerencia cree que nos encontramos cumpliendo en todos los aspectos materiales con los compromisos establecidos en todas las deudas existentes a la fecha.

¹⁰⁶ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

Emisora	Capital pendiente al		Fecha de	Año de
Préstamos ⁽¹⁾	30 de junio de 2019		otorgamiento/Colocación	Vencimiento
	<i>(en millones de millones de Ps.¹⁰⁷)</i>			
	<i>(en millones de US\$)</i>			
En dólares				
Contrato de Préstamo con Corporación Andina de Fomento (“CAF”)	10,7		24 de enero de 2014	2020
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	130,0		26 de julio de 2018	2021
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	100,0		26 de septiembre de 2018	2020
Contrato de Préstamo con Wells Fargo Bank, N.A.	10,9		25 de septiembre de 2014	2019
Contrato de Préstamo con CFI	165,5		30 de julio de 2015	2022
Contrato de Préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	50,0		19 de junio de 2017	2021 ¹⁰⁸
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	5,0		11 de agosto de 2017	2021
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	50,0		15 de mayo de 2017	2022
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	65,0		26 de junio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Sindicado	99,0		29 de agosto de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco de la Provincia de Buenos Aires	30,0		8 de octubre de 2017	2020
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	30,0		5 de julio de 2017	2021 ¹⁰⁸
Contrato de Préstamo Banco Macro S.A.	30,0		3 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco Santander Río S.A.	50,0		13 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Garantizado por Coface	44,2		29 de septiembre de 2014	2023
Contrato de Préstamo CFI 2016	311,0		6 de mayo de 2016	2024
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	23,0		17 de agosto de 2018	2020
Contrato de pre financiación de exportaciones con Natixis	100,0		11 de enero de 2019	2024
Contrato de pre financiación de exportaciones con ICBC	40,0		12 de diciembre de 2018	2020
En pesos ¹⁰⁹				
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	4,7	200	2 de febrero de 2017	2020
Total préstamos de la Emisora	1.349,1			
Obligaciones negociables				
En dólares				
Obligaciones negociables bajo el Programa 2009				
Serie I	333,0		7 de mayo de 2010	2021
En pesos				

¹⁰⁷ Tipo de cambio vendedor del cierre al 30 de junio de 2019 del Banco de la Nación Argentina, equivalente a Ps.42,463 por US\$1,00.

¹⁰⁸ Con fecha 6 de septiembre de 2019 estos préstamos fueron precancelados.

¹⁰⁹ Durante septiembre la Sucursal ha tomado un nuevo préstamo por Ps.4.591,2 millones con vencimiento en 2021.

	Capital pendiente al 30 de junio de 2019		Fecha de otorgamiento/Colocación	Año de Vencimiento
Obligaciones Negociables bajo el Programa 2013¹¹⁰				
Clase VII	9,4	400,0	17 de noviembre de 2015	2020
Clase VIII	23,5 ¹¹¹	1.000,0	3 de diciembre de 2015	2020
Clase III (anteriormente Axion)	7,1	300,0	12 de marzo de 2015	2020
Clase IV (anteriormente Axion)	3,5	150,0	14 de julio de 2015	2020
Clase VI (anteriormente Axion)	10,6	450,0	3 de noviembre de 2015	2020
Total obligaciones negociables	387,1			
Total de la Emisora	1.736,2			

(1) No incluye la suma denominada en pesos equivalente a Ps.21.788 millones pendientes de pago a la fecha de este Prospecto, pagaderos por la Sucursal en relación con la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal, que se refleja en una reserva en el patrimonio neto dentro del concepto “*Reserva Transferencia Fondo de Comercio*”, y que está contractualmente subordinada a las Obligaciones Negociables, en el evento de un concurso preventivo, quiebra o liquidación de la Sucursal en los términos de los Artículos 41 y 250 de la Ley de Concursos y Quiebras, y que tiene un vencimiento mayor al que se estipule para las Obligaciones Negociables.

d) 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 y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar deuda, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Sucursal; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados. 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.

e) Capital social

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, inscripta en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 11 de julio de 2003, bajo el N°1257, Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros, y un aumento posterior a Ps.221.779.007, inscripto en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 12 de diciembre de 2005, bajo el N°2106, Libro 58, Tomo 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 descripto en el Prospecto.

f) 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 de la Sucursal.

g) Reseña y perspectiva operativa y financiera

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación

¹¹⁰ El saldo de las Obligaciones Negociables fueron convertido a dólares estadounidenses únicamente a los efectos de la presente exposición.

¹¹¹ Saldo de la Clase VII y Clase VIII convertido a dólares estadounidenses únicamente a los efectos de la presente exposición.

ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este Prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este Prospecto tituladas “Antecedentes Financieros de la Sucursal” y “Factores de Riesgo”. Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan nuestras expectativas actuales y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada “Factores de Riesgo” y en otras partes de este Prospecto.

Panorama General

Los resultados de las operaciones de la Sucursal se ven afectados principalmente por los siguientes factores:

- el volumen de petróleo crudo y gas natural y productos refinados que la Sucursal produce y vende;
- la demanda de petróleo crudo y productos refinados tanto en los mercados locales como internacionales y la demanda de gas natural en el mercado local, y en menor medida, en los mercados regionales;
- los precios locales, regionales e internacionales del petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados;
- las reglamentaciones y acuerdos que impactan en las estrategias de precio de la Sucursal, incluyendo restricciones de precio locales;
- restricciones a la exportación impuestas por el gobierno argentino, incluyendo restricciones a la exportación y requisitos de abastecimiento local y derechos de exportación;
- programas compensatorios y de estímulo del gobierno;
- el costo de las inversiones de capital de la Sucursal y la disponibilidad de financiamiento;
- el tipo de cambio dólar estadounidense / peso;
- la inflación;
- las huelgas laborales y otras formas de protesta pública en Argentina;
- la dependencia de la red de infraestructura y logística utilizada para entregar sus productos;
- los impuestos;
- las tasas de interés;
- los controles de cambio y de capital; y
- las modificaciones a otras leyes o reglamentaciones que afectan las operaciones de la Sucursal, incluyendo cuestiones ambientales.

Transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal

El 1º de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo todos sus activos y pasivos, a la Sucursal. Las partes suscribieron un acuerdo de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018, y el 1º de abril de 2018, la integración fue consumada y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente transferidas e integradas con la Sucursal.

Presentación de Información Financiera

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 2018 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y los estados financieros de períodos intermedios condensados por los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2019 y 2018, 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 miembros 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.

1. Resultado Operativo

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal

Condiciones Macroeconómicas en la Argentina

Debido a que sustancialmente todas las operaciones, instalaciones y clientes de la Sucursal están ubicados en Argentina, la Sucursal se ve afectada por condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno nacional han tenido, y se prevé que seguirán teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Sucursal. Véase “Factores de Riesgo.”

La siguiente tabla establece indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos indicados:

	2014	2015	2016	2017 ⁽¹⁾	2018	Período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 ⁽¹⁾
Actividad Económica						
PBI Real (pesos de 2004) (% variación) ⁽²⁾	(2,5)%	2,7%	(2,1)%	2,9%	(2,5)%	(5,8)% ⁽⁸⁾
PBI Real (en mil millones de pesos constantes de 2004) ⁽³⁾	702.306	721.487	706.478	725.331	707,330	666,751 ⁽⁸⁾
Inversión Nacional Bruta Real ⁽⁴⁾ (pesos de 2004) (% variación) como% del PBI	(6,8)%	(3,5)%	(5,8)%	12,2%	(5,7)%	(26,6)% ⁽⁸⁾
Índices de Precio e Información del Tipo de Cambio						
Índice de Precio al Consumidor (INDEC IPC) (% variación)	24,0%	11,9% ⁽⁶⁾	13,7% ⁽⁶⁾	24,8%	47,65%	25,1%
Inflación (medida por el IPC de la Ciudad de Buenos Aires) (% variación) ⁽⁶⁾	38,0%	26,9%	32,76%	26,1%	45,5	22,7%
Inflación (medida por el IPC de la Provincia de San Luis) (% variación) ⁽⁶⁾	39,0%	31,6%	26,1%	24,3%	49,9%	23,3%
Índice de Precios Mayoristas (IPM) (% variación)	28,3%	10,6% ⁽⁵⁾	32,1% ⁽⁵⁾	18,8%	73,5%	20,7%
Tipo de Cambio Nominal ⁽⁷⁾ (en Ps./US\$al cierre del período)	8,552	13,005	15,850	18,774	37,8083	42,44833

Fuentes: Ministerio de Economía, Banco Central e INDEC.

Nota:

⁽¹⁾ Última información disponible, según consta para cada rubro en las notas al pie a continuación.

⁽²⁾ Variación provista por el INDEC el 19 de junio de 2019.

⁽³⁾ Provista por el INDEC al 19 de junio de 2019.

⁽⁴⁾ Para 2016, variación de abril a agosto de 2016 (última información publicada). El índice de precios al consumidor y el índice de precios mayoristas para 2016 contienen datos de enero a octubre de 2016 únicamente (última información disponible).

⁽⁵⁾ Información no disponible.

⁽⁶⁾ El 8 de enero de 2016, basado en su determinación de que el INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, el nuevo gobierno declaró al INDEC en estado de emergencia

administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en base a estas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras del IPC oficiales publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis para referencia, las cuales se incluyen en el presente. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC comenzando con el mes de mayo de 2016.

- (7) Tipos de cambio de referencia mayoristas publicados por el Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).
- (8) Datos del primer trimestre.

Véase “*Factores de Riesgo—Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la argentina, lo cual podría llegar a dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina.*”

Medidas recientes del Gobierno Argentino

Mauricio Macri fue elegido presidente de Argentina y asumió su gobierno el 10 de diciembre de 2015. Desde su asunción el 10 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri ha anunciado e implementado diversas reformas económicas estructurales y de políticas significativas, entre ellas:

- *Acuerdo con acreedores no aceptantes (holdouts).* El gobierno de Macri ha resuelto sustancialmente la mayoría de los reclamos pendientes iniciados por acreedores no aceptantes y ha emitido bonos soberanos en los mercados financieros internacionales y ha recuperado el acceso a los mercados financieros internacionales para el país.
- *Reformas en el INDEC.* En enero de 2016, en base a su determinación de que el INDEC no producía información estadística confiable, particularmente con respecto IPC, el PBI, datos sobre pobreza y comercio exterior, el gobierno de Macri declaró un estado de emergencia administrativa para el sistema de estadística nacional y el INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016. Como consecuencia de la declaración de emergencia, el INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta el 16 de junio de 2016, cuando reanudó la publicación de tasas de inflación, y comenzó a revelar datos revisados, incluyendo estadísticas sobre el PBI, pobreza, comercio exterior y balanza de pagos, entre otras. En marzo de 2018, el gobierno anunció una nueva iniciativa legislativa cuyo objetivo es brindar total autonomía al INDEC transformándolo en una entidad que garantizará mayor independencia estadística de los principales indicadores macroeconómicos.
- *Reformas cambiarias.* El gobierno de Macri eliminó una porción significativa de restricciones cambiarias, incluyendo la eliminación de ciertos controles cambiarios que fueron impuestos bajo el gobierno de Fernández de Kirchner, para brindar mayor flexibilidad y reemplazar al Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”). Mediante el Decreto N° 27/2018 (reemplazado por, entre otros, la Ley N° 27.444) y la Comunicación “A” 6936, el gobierno argentino estableció un mercado libre de cambios (“MLC”). Sin embargo, con fecha 5 de septiembre de 2019, y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019, ciertas restricciones cambiarias así como para el ingreso y egreso de fondos fueron reintroducidas en Argentina. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional— Controles de Cambios*” en este Prospecto.
- *Reformas de comercio exterior.* El gobierno de Macri eliminó los derechos de exportación sobre el trigo, el maíz, la carne, la minería y los productos regionales, así como sobre la mayoría de las exportaciones agroindustriales e industriales y redujo los derechos de exportación de la soja en un 5%, del 35% al 30%. También se eliminó un derecho de exportación del 5% sobre la mayoría de las exportaciones industriales. El 17 de febrero de 2017, el gobierno de Macri eliminó los aranceles para la importación, al 1° de abril de 2017, de computadoras, repuestos de computadoras y complementos (tales como impresoras y digitalizadores) del 35% al 0%. No obstante, el 4 de septiembre de 2018, en el marco de un paquete de reformas destinado a reducir el déficit fiscal, y para fortalecer las cuentas públicas el Poder Ejecutivo publicó el Decreto N° 793/2018, en virtud del cual se creó un arancel del 12% aplicable a todos los productos exportados y servicios, el cual permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2020. Conforme a los términos del Decreto N° 793/2018, dicho arancel de exportación está sujeto a un tope de Ps.4,00 por cada US\$1,00 de base

imponible o del valor libre a bordo, según corresponda. Como excepción, ciertos productos especificados (principalmente, productos manufacturados) están sujetos a un tope de Ps.3,00 por cada US\$1,00 de base imponible o del valor libre a bordo, según corresponda. Los hidrocarburos están sujetos a un tope general de Ps.4,00 por cada US\$1,00. Como medida adicional, el Decreto N° 793/2018 redujo los derechos de exportación sobre los productos de soja a 18%, 16% o 11%, dependiendo del producto del que se trate. Asimismo, se ofrecieron a los importadores títulos de deuda a corto plazo emitidos por la República Argentina a ser utilizados para cancelar deuda comercial pendiente por la importación de bienes. El 27 de noviembre de 2017, el gobierno de Macri emitió el Decreto N° 962/17 que eliminó el Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados, impuesto por el Decreto N° 192/17, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. La importación de petróleo y sus derivados fue desregulada a partir del 1° de enero de 2018.

- *Reformas de gas y electricidad.* El gobierno argentino también ha declarado un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Bajo este estado de emergencia, el gobierno argentino pudo tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de electricidad. En este contexto, se reexaminaron las políticas de subsidios y el 1° de febrero de 2016 comenzaron a regir nuevas tarifas de electricidad con aumentos que varían según la ubicación geográfica y los niveles de consumo. Luego de los aumentos de tarifas, clientes, políticos y organizaciones no gubernamentales que defienden los derechos de clientes presentaron medidas cautelares solicitando la suspensión de los aumentos tarifarios que fueron otorgadas por los tribunales argentinos. El nuevo cuadro tarifario del gas fue publicado el 7 de octubre de 2016 con un aumento promedio del 200%. El 11 de octubre de 2016, el MEN (a) aumentó la cantidad de beneficiarios admisibles de tarifas sociales con el fin de incluir a jubilados y pensionados que reciben pensiones por hasta dos salarios mínimos, ciertos veteranos de guerra y clientes médico-dependientes, y (b) decretó que las instituciones que desarrollen actividades de interés público tendrían derecho a tasas residenciales. El aumento interanual en el precio de la energía en el mercado eléctrico mayorista para usuarios finales, que excluye costos de transporte y distribución y representa aproximadamente el 45% de la tarifa a usuarios finales en la Ciudad de Buenos Aires, totalizó el 233% (de Ps.96/MWh a Ps.320/MWh en promedio), en tanto el aumento en el precio del gas natural para usuarios finales fue del 68% (de Ps.37/MMBtu a Ps.62/MMBtu en promedio). El 31 de marzo de 2017, el nuevo cuadro tarifario del gas fue publicado por el gobierno de Macri con un aumento promedio del 24% a abril de 2017, y comenzó a regir completamente al 1° de abril de 2018. Asimismo para sobrellevar el impacto del nuevo cronograma de tarifas de consumo de gas natural por los consumidores minoristas para el invierno de 2018, el 27 de marzo de 2018 se firmó un acuerdo entre los productores de gas natural, las empresas transportistas y distribuidoras y ENARGAS. El acuerdo intenta desarrollar un programa opcional bajo el cual se les financiará a los consumidores el pago de hasta el 25% de las facturas mensuales de gas natural para la temporada alta invernal de 2018. Para clientes residenciales y pequeñas / medianas empresas, estos pagos se realizarían en cuotas de tres meses, con un componente de interés que no excederá el 1.5% por mes. El programa fue implementado a través de la Resolución N°97 / 2018 emitida por ENARGAS (conforme se define más abajo). El 9 de mayo de 2018, la Cámara de Diputados del Congreso Nacional aprobó un proyecto de ley que modificaría el cuadro tarifario actual para el gas natural aplicable a compañías locales y pequeñas y medianas empresas, el cual fue aprobado por el Senado con fecha 30 de mayo de 2018, sin perjuicio de ello, tal proyecto de ley fue vetado por el Poder Ejecutivo de la Nación con fecha 31 de mayo de 2018. Recientemente, ENARGAS emitió la Resolución N° 184/2018, mediante la cual convocó a una audiencia pública para: (i) evaluar cómo mitigar la diferencia resultante de la depreciación del peso durante el último invierno, entre: (a) el precio del gas previsto en los contratos por la compra de gas por parte las prestadoras del servicio distribuidoras, y (b) el precio del gas reconocido en las tarifas finales, y (ii) determinar el ajuste necesario de las tarifas aplicables a la próxima temporada estival. Luego de la audiencia, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 20/2018 permitiendo trasladar a las tarifas pagaderas por los consumidores las diferencias mencionadas en (i) en 24 cuotas a partir del 1° de enero de 2019. La Resolución N° 20/2018 fue derogada por la Resolución N° 41/2018 de la Secretaría de Energía y la decisión sobre el asunto aún se encuentra pendiente. En relación con el ajuste de las tarifas aplicable a la próxima temporada estival, ENARGAS aprobó las nuevas tarifas quedando pendiente la determinación sobre si las mismas resultan suficientes para permitir el traslado de al menos parte del incremento en los costos del gas natural a acordarse con los proveedores al usuario final.

- *Mercados de capitales locales.* El 9 de mayo de 2018, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Financiamiento Productivo N° 27.440, que modifica la Ley de Mercados de Capitales, la Ley de Fondos Comunes de Inversión N° 24.083 y la Ley de Obligaciones Negociables, entre otras regulaciones, con el objetivo de promover el desarrollo del mercado de capitales local. Entre otras cuestiones, la nueva ley procura ampliar la base de inversores y compañías que puedan participar en el mercado de capitales, promoviendo el financiamiento productivo, especialmente con respecto a micro, pequeñas y medianas empresas, creando un régimen que promueve y facilita su acceso al financiamiento. Asimismo, la ley modifica ciertas disposiciones impositivas, regulaciones relacionadas con derivados y apoya un programa de inclusión financiera. Asimismo, la nueva ley elimina ciertos artículos conflictivos de la Ley de Mercados de Capitales existente que otorgaban a la CNV el poder de intervenir y administrar compañías bajo su autoridad.
- *Ley de Responsabilidad Penal Empresaria.* Con fecha 8 de noviembre de 2017, el Congreso Nacional sancionó la Ley 27.401 (la “LRPE”) por la cual se estableció un régimen de responsabilidad penal para las personas jurídicas privadas, con o sin participación estatal, por los siguientes delitos: (i) cohecho y tráfico de influencias, nacional o transnacional (art. 258 y 258 bis del Código Penal de la Nación); (ii) negociaciones incompatibles con el ejercicio de funciones públicas (art. 265, Código Penal de la Nación); (iii) concusión (art. 268, Código Penal de la Nación); (iv) enriquecimiento ilícito de funcionarios y empleados (art. 268 inc. 1 y 2, Código Penal de la Nación); y (v) balances e informes falsos agravados (art. 300 bis, Código Penal de la Nación). De acuerdo con la LRPE, la persona jurídica será penalmente responsable por los delitos mencionados cuando los mismos se hayan cometido – directa o indirectamente – con su intervención o en su nombre, interés o beneficio. Asimismo, podrá atribuirse responsabilidad penal a la persona jurídica cuando aquella ratifique – expresa o tácitamente – la gestión realizada por un tercero sin facultades de representación siempre que esa gestión haya derivado en un beneficio para la sociedad o haya sido realizada en interés de ésta. Las penas que podrán ser aplicadas a la persona jurídica son (i) Multa de 2 a 5 veces el beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener; (ii) suspensión total o parcial de actividades de hasta 10 años; (iii) suspensión, de hasta 10 años, para participar en concursos o licitaciones de obras o servicios públicos o cualquier actividad vinculada con el Estado; (iv) disolución o suspensión de la personería jurídica cuando la entidad hubiese sido constituida únicamente para la comisión del delito o cuando los actos delictivos constituyan la principal actividad de la persona jurídica; (v) pérdida o suspensión de beneficios estatales; y/o (vi) publicación del extracto de la sentencia condenatoria. Finalmente, dentro de las novedades que introduce la LRPE se encuentra la obligación de que las personas jurídicas cuenten con un Programa de Integridad como condición para contratar con el Estado Nacional en aquellos contratos que (i) por su monto, deban ser aprobados por una autoridad con rango no menor a Ministro; y (ii) se encuentren comprendidos en el Régimen de Contrataciones del Estado (Decreto N° 1023/2001) y/o se trate de contratos regidos por la Ley de Obra Pública N° 13.064, la Ley de Concesión de Obra Pública N° 17.520, la Ley de Contratos de Participación Público-Privada N° 27.328 y contratos de concesión o licencia de servicios. A través del Decreto N° 277/2018, se reglamentó el art. 24 de la LRPE y se estableció que en los procedimientos de selección posteriores a la entrada en vigor de la LRPE, la acreditación del Programa de Integridad se hará junto con la presentación de la oferta.
- *Proyecto de reforma previsional.* El 18 de diciembre de 2017, el Congreso Nacional aprobó una ley que reforma el sistema previsional argentino, que es parte de una serie de cambios económicos impulsados por el gobierno de Macri con el objetivo de reducir el alto déficit de Argentina. Dicha ley (i) modificó la fórmula de ajuste en el sistema de jubilación con vistas a brindar los fondos necesarios a la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”) para garantizar que los jubilados que reciben la jubilación mínima reciban el 82% del salario mínimo y (ii) otorga a los empleados la opción de permanecer en su empleo hasta la edad de 70 años, si bien los empleados pueden optar por jubilarse antes. La edad mínima jubilatoria es de 60 para las mujeres y de 65 para los hombres.
- *Proyecto de reforma laboral.* El 19 de noviembre de 2017, el gobierno de Macri envió un proyecto de reforma laboral al Congreso Nacional con el fin de modificar la ley laboral actual. El proyecto propone establecer un período para que las empresas registren a sus empleados, obtengan beneficios y eviten la aplicación de ciertas sanciones impuestas por la legislación actual. Asimismo, el proyecto incluye modificaciones al monto a ser considerado para el cálculo de los

pagos de indemnización. A la fecha del presente Prospecto, el proyecto aún no ha sido considerado por el Congreso Nacional.

- *Reforma Tributaria.* El 27 de diciembre de 2017, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.430 (la “Ley de Reforma Tributaria”) que entró en vigencia el 29 de diciembre de 2017. La Ley de Reforma Tributaria establece una serie de reformas tributarias y de seguridad social dirigidas a (i) eliminar ciertas ineficiencias y complejidades existentes en el régimen impositivo argentino, (ii) reducir la evasión fiscal, (iii) aumentar la cobertura del impuesto a las ganancias aplicable a personas físicas y (iv) alentar la inversión sosteniendo los esfuerzos a mediano y largo plazo del gobierno de Macri con el objeto de reestablecer un presupuesto equilibrado. Las reformas son parte de la agenda del gobierno de Macri para mejorar la competitividad de la economía argentina (incluso mediante la reducción del déficit fiscal), aumentar el empleo y reducir la pobreza en forma sostenible. Asimismo, el 9 de abril de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 279/2018 y el 12 de abril de 2018 se publicó la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018, ambas regulan la Ley de Reforma Tributaria con respecto, entre otros, al impuesto a las ganancias aplicable a Beneficiarios del Exterior (conforme se definen a continuación) derivadas de operaciones financieras. Para más información, véase “*Información Adicional—Carga Tributaria*” en el presente Prospecto.
- *Ley de Contratos de Participación Público Privada.* El 16 de noviembre de 2016, el Congreso aprobó la Ley de Contratos de Participación Público Privada N° 27.328, reglamentada por el Decreto N° 118/2017. Este régimen reemplazó los marcos regulatorios existentes en ese entonces (Decretos N° 1299/00 y 967/05) y respalda el uso de esquemas de participación de precios públicos para una amplia variedad de fines, incluyendo el diseño, la construcción, ampliación, mejora, provisión, explotación y/u operación y financiamiento de desarrollo de infraestructura, la provisión de servicios u otras actividades, la provisión de servicios productivos, de inversiones, investigación aplicada, innovación tecnológica y servicios asociados. La Ley de Contratos de Participación Público Privada también incluye mecanismos de protección a favor del sector privado (contratistas y prestamistas) a efectos de promover el desarrollo de estos esquemas asociativos.
- *Política Fiscal.* El gobierno argentino ha tomado una serie de medidas tendientes a fortalecer las finanzas públicas, comenzando por una reducción del déficit fiscal primario en aproximadamente un 1,3% del PBI en diciembre de 2016. Como consecuencia del crecimiento de los ingresos en comparación con el gasto, el déficit primario (es decir, el déficit fiscal neto del cargo por intereses) se redujo al 3,9% del PBI en 2017 (del 4,3% en 2016) y al 2,4% del PBI en 2018. No obstante, tras el pago de los intereses de la deuda, el déficit fiscal ascendió al 6,1% del PBI en 2017 y a 5,2% del PBI, disminuyendo en 0,8 p.p. en relación al 2017. En junio de 2018, el gobierno argentino anunció que su objetivo es alcanzar un presupuesto primario equilibrado en 2019, con un déficit fiscal primario igual al 0% del PBI. A fin de lograr ese objetivo, el Poder Ejecutivo ha tomado diversas medidas, entre ellas, reducir la cantidad de ministerios de 19 a 10, conforme al Decreto N° 801/2018. El mencionado decreto eliminó el Ministerio de Energía de la Nación, delegando sus facultades al Ministerio de Hacienda, a cuyos efectos se creó una Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

Adicionalmente, y luego de celebradas las elecciones PASO, el gobierno nacional comunicó una serie de medidas con el objetivo de estabilizar el mercado cambiario y reducir la inflación. Entre tales medidas se encuentran las siguientes:

- *Reperfilamiento de deuda pública.* A fin de despejar la incertidumbre y crear un marco de sustentabilidad de la deuda pública de corto plazo, se estableció un nuevo cronograma de pago de ciertos títulos de deuda pública por un monto de US\$100.000 millones. Se prevé cancelar el 15% del valor nominal en la fecha de vencimiento original, el 25% a los tres meses y el 60% restante a los seis meses. La postergación dispuesta, que implicó una baja de la calificación de la deuda argentina por distintas calificadoras internacionales, no alcanza a los títulos cuyos tenedores sean personas humanas. Adicionalmente, con fecha 19 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional envió un proyecto de ley al Congreso Nacional, que regula los procedimientos tendientes a restablecer los niveles de sostenibilidad de la deuda pública nacional, y establece que, a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, el Poder Ejecutivo Nacional podrá solicitar, a los tenedores de

una o más series de títulos de deuda pública nacional emitidos bajo legislación argentina, su consentimiento respecto de cualquier modificación de los términos y condiciones de dichos títulos, conforme el procedimiento y mayorías, vía cláusulas de acción colectiva, allí especificados. A la fecha del presente, dicho proyecto de ley no ha sido todavía aprobado por el Congreso Nacional.

- *Medidas impositivas.* A través del Decreto N° 561/2019 se implementaron las siguientes medidas: (i) limitación a las retenciones de impuesto a las ganancias: se establecieron montos máximos para las retenciones de impuesto a las ganancias sobre los pagos por el desempeño de cargos públicos, por el trabajo personal ejecutado en relación de dependencia y por jubilaciones, pensiones, retiros o subsidios de cualquier especie en cuanto tengan su origen en el trabajo personal y en la medida que hayan estado sujetos al pago del impuesto, lo que en muchos casos resultará en retenciones menores a las que resultarían de la aplicación del régimen general; (ii) reducción de los anticipos de impuesto a las ganancias: los anticipos de impuesto a las ganancias de las personas humanas y sucesiones indivisas que se deben pagar en octubre y diciembre de 2019 serán el 10% de la base de cálculo normal, en vez del 20%; y (iii) eliminación del IVA para ciertos productos: se estableció una alícuota 0% para las ventas de diversos productos de consumo diario. Adicionalmente, la resolución general de AFIP 4548 flexibilizó el régimen permanente de facilidades de pago de obligaciones impositivas, aduaneras y de seguridad social, extendiendo a todos los contribuyentes, independientemente de su perfil de cumplimiento, las condiciones más favorables de que gozan aquéllos con perfil de cumplimiento.
- *Congelamiento de precios.* Se dispuso el congelamiento del precio del petróleo hasta el 13 de noviembre de 2019. Adicionalmente, se estableció, hasta el 13 de noviembre de 2019, un precio tope para la venta de naftas y gasoil en todas sus calidades. Para mayor información véase “*Información sobre la Emisora—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.
- *Reimplantación de controles de cambio.* Con fecha 1 de septiembre de 2019, y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pago de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional— Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Inflación

Históricamente, Argentina ha experimentado períodos con altas tasas de inflación, que han socavado sustancialmente a la economía y la capacidad del gobierno de estimular el crecimiento económico. Para información sobre la inflación de 2013 a 2018, ver la tabla sobre indicadores económicos clave más arriba. De acuerdo con el INDEC, el IPC registró un aumento de 2,9%, 3,8%, 4,7%, 3,4%, 3,1% y 2,7%, 2,2%, y 4% en enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto del 2019 respectivamente, mientras que el IPM aumentó 0,6%, 3,4%, 4,1%, 4,6%, 4,9%, 1,7%, 0,1% y 11,2% durante los mismos meses, respectivamente.

Un aumento sustancial en la inflación, por encima de la depreciación del peso, podría impactar en los resultados de las operaciones de la Sucursal dado que una parte sustancial de sus costos está denominada en pesos y sujeta a los efectos de la inflación argentina, y debido a que los precios y volúmenes de ventas de sus productos en el mercado local podría no compensar el aumento resultante en los costos.

Fluctuaciones del Tipo de Cambio

Los resultados de las operaciones de la Sucursal han sido afectados y seguirán siendo afectados por la fluctuación del valor del peso con respecto al dólar estadounidense y otras monedas. La depreciación del peso generalmente resulta en menores costos en dólares estadounidenses; no obstante, el efecto podría ser compensado por una mayor inflación en Argentina. Para información sobre las fluctuaciones del peso argentino, véase “*Información Adicional—Tipos de Cambio*”.

Una parte sustancial de los ingresos de la Sucursal deriva de las ventas de petróleo crudo y gas natural, las cuales están principalmente denominadas en, o vinculadas a, dólares estadounidenses, si bien los precios en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una porción sustancial de los costos está denominada en pesos, si bien otras salidas de efectivo, tales como una porción sustancial de los gastos de capital y la mayor parte de la deuda de la Sucursal, están denominadas en dólares estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

Negociación con el FMI

El 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el FMI anunciaron el arribo a un acuerdo técnico en el marco del cual el FMI otorgó un préstamo en *stand-by* a la Argentina por un monto de hasta US\$50 mil millones por un plazo de hasta tres años. Las autoridades afirmaron que tenían intención de utilizar el primer tramo del acuerdo y que posteriormente los fondos del préstamo se conservarían a modo de reservas ante eventuales necesidades en el futuro. El acuerdo fue aprobado por el Directorio del FMI con fecha 20 de junio de 2018, junto con el plan fiscal y económico propuesto por la Argentina; asimismo, con fecha 21 de junio de 2018 el FMI efectuó el primer desembolso bajo el mencionado acuerdo por un monto de US\$15 mil millones, a fin de fortalecer la posición financiera y fiscal de la Argentina. Asimismo, el 26 de septiembre de 2018 el gobierno argentino informó que se habían acordado ciertas modificaciones sobre cuestiones técnicas al acuerdo con el FMI. Este acuerdo técnico fue aprobado por el Directorio del FMI el 26 de octubre de 2018 e incluyó un aumento de US\$19 mil millones en los fondos que el FMI pondrá a disposición hasta fines de 2019, con lo cual, el monto total de fondos disponibles en virtud del programa asciende a US\$57,1 mil millones hasta 2021. Los fondos disponibles en virtud del programa dejarían de tener carácter precautorio, ya que las autoridades manifestaron su intención de utilizar el financiamiento del FMI para dar apoyo al presupuesto.

En octubre de 2018 el Banco Central adoptó un esquema de política monetaria caracterizado por el estricto control de los agregados monetarios, con el objetivo de recuperar el ancla nominal tras los episodios de volatilidad financiera de 2018. Como parte de las medidas adoptadas y para mantener el crecimiento de la base monetaria bajo control, el BCRA realiza diariamente subastas de Letras de Liquidez (“LELIQS”), títulos valores denominados en pesos a siete días que pueden ser comprados exclusivamente por entidades financieras. Se espera que el BCRA continúe realizando las operaciones diarias de LELIQS hasta que se alcance el objetivo de crecimiento nulo de la base monetaria.

El 29 de abril de 2019 el Banco Central resolvió introducir modificaciones al régimen monetario-cambiario vigente. En primer lugar, el BCRA podrá realizar ventas de dólares aún si el tipo de cambio se ubicara por debajo de la zona de no intervención cambiaria, cuyo monto y frecuencia dependerán de la dinámica del mercado. En segundo lugar, si el tipo de cambio se ubicara por encima de la zona de no intervención cambiaria, el BCRA incrementará a US\$250 millones el monto de la venta diaria estipulada. Asimismo, el BCRA podrá determinar la realización de intervenciones adicionales para contrarrestar episodios de excesiva volatilidad si lo considerase necesario. En todos los casos, el monto de pesos resultante de estas ventas será descontado de la meta de base monetaria. De esta manera, las medidas posibilitan la absorción de liquidez de pesos cuando el tipo de cambio se ubique por debajo de la zona de no intervención cambiaria e intensifican dicha absorción cuando el precio del dólar se ubique por encima. Así, el Banco Central considera que la nueva política monetaria es consistente con metas de equilibrio fiscal primario para 2019 y superávit en 2020.

Con fecha 27 de agosto de 2019, los técnicos del FMI realizaron una nueva visita al país en el marco de la revisión del cumplimiento de las obligaciones de Argentina bajo el acuerdo *stand-by*. Al respecto, el FMI se encuentra evaluando la situación de Argentina para definir la realización de un desembolso por US\$5.400 millones bajo el mencionado acuerdo.

Sector del Petróleo y Gas en Argentina

Sobre este tema véase “*Información sobre la Emisora—Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

Regulación¹¹²

¹¹² Corresponde a información interna de la Compañía, salvo que se indique lo contrario en el sentido de los párrafos aquí señalados.

Si bien el gobierno actual está implementando un proceso de desregulación y convergencia, el sector del petróleo y gas en Argentina ha sido y sigue siendo objeto de políticas y reglamentaciones que han resultado en precios locales que difieren de los precios de mercado regionales e internacionales vigentes. Debido a que los precios del petróleo crudo han fluctuado significativamente, los precios internacionales del petróleo crudo argentino han sido, en ocasiones, significativamente inferiores o superiores a los precios internacionales. Véase “*Riesgos Relacionados con la Industria de Petróleo y Gas—Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a considerable regulación*”. En el caso del gas natural, el mercado argentino está segmentado y el mercado residencial, en particular, está significativamente por debajo de los precios regionales. Algunas de estas limitaciones de precio pueden verse afectadas también por acontecimientos en Argentina, incluyendo los efectos de fluctuaciones en los tipos de cambio e inflación.

Los requisitos de abastecimiento local y, en el pasado, las restricciones a la exportación han sido algunas de las políticas utilizadas por el gobierno argentino para impulsar a los productores de petróleo y gas nacionales a desviar los suministros de los mercados de exportación o industriales para subsidiar a clientes locales, en particular, en mercados minoristas y residenciales. Asimismo, el gobierno argentino ha impuesto en el pasado tarifas significativas sobre las exportaciones de petróleo crudo, que resultaron en menores márgenes de ganancia para Pan American y otras compañías de petróleo y gas argentinas.

Por otro lado, el gobierno argentino ha creado ciertos programas en el sector del petróleo y gas, que han procurado estimular la inversión en el sector y compensar a las compañías de petróleo y gas por algunas de estas limitaciones de precio. Entre estos programas, se incluyen Petróleo Plus, Oil Plus, Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo y el Programa de Estímulo al Gas Natural, que ofrecen beneficios financieros a compañías que cumplen ciertas condiciones en la industria del petróleo y gas en Argentina. Estos programas pueden tener un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sucursal para cualquier período particular. Para más información sobre la regulación argentina, véase “*Información sobre la Emisora—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*”.

Existen restricciones regulatorias sobre la venta de productos refinados al mercado minorista. La Sucursal vende una cantidad significativa de petróleo y gas natural a su refinería, que luego vende productos refinados al mercado. Para una descripción de nuestro negocio de *downstream*, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de Downstream*”.

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

Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron más de un 200% de Ps.41.099 millones en el año 2017 a Ps.123.450 millones en el ejercicio 2018. Este aumento se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: (i) la incorporación de las ventas del negocio de *downstream* por Ps.69.265 millones en el año 2018; (ii) el aumento de las ventas netas del negocio de *upstream* del 39% de Ps.38.819 millones en 2017 a Ps.53.944 millones en el año 2018 (netas de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos de Ps.16 millones en 2017 y Ps.1.330 millones en 2018), principalmente por el efecto de la apreciación del dólar entre ambos ejercicios, del aumento del orden del 27% en dólares de los precios de venta del petróleo (considerando el total de venta, tanto al mercado local como la exportación), de la disminución del 40% del volumen de crudo vendido habida cuenta de que desde el 1 de abril de 2018 parte de la producción se refina internamente en la refinería de Campana recibida de Axion en oportunidad de la transferencia de su fondo de comercio, y del incremento en pesos en los precios de venta del gas natural; y (iii) en el año 2017 se recibieron subvenciones del gobierno por Ps.2.280 millones provenientes de los distintos programas de estímulo, mientras que en 2018 se recibieron Ps.241 millones.¹¹³

¹¹³ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.a, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (pág. 55) e información interna de la Sucursal.

La producción total de petróleo y gas se mantuvo en niveles similares en ambos años, aumentando casi un 1% de alrededor de 163 mmbpe en 2017 a alrededor de 164 mmbpe en 2018. La producción de petróleo aumentó algo más del 4% de 98,3 mmbbl en el año 2017 a 102,6 mmbbl en 2018. Este incremento es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón y Bandurria Centro. La producción de gas decreció alrededor del 5%, de 374 millones de pies cúbicos diarios en el año 2017 a 355 millones de pies cúbicos diarios en 2018. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Acambuco y Lindero Atravesado parcialmente compensada por el incremento en Aguada Pichana Oeste.¹¹⁴

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó un 174%, de Ps.30.561 millones en el año 2017 a Ps.83.634 millones en el año 2018. Este aumento se debió principalmente al efecto neto de las siguientes variaciones: (i) la incorporación de costo de ventas del negocio de *downstream* por Ps.31.990 millones en el año 2018; y (ii) el incremento de 69% en el costo de ventas del negocio de *upstream* de Ps.30.561 millones en el año 2017 a Ps.51.644 millones en el año 2018 que se desagrega del siguiente modo: (a) un aumento de 72% en servicios contratados y otros, de Ps.8.199 millones en el año 2017 a Ps.14.106 millones en el año 2018; (b) un aumento de 115% en impuestos, tasas y contribuciones, de Ps.6.023 millones en el año 2017 a Ps.12.970 millones en 2018; (c) un aumento de 85% en depreciaciones de Ps.11.461 millones en 2017 a Ps.21.249 millones en 2018. Adicionalmente en 2018 se registró un recuperó neto de deterioro de activos no financieros (áreas productivas hidrocarburíferas) por Ps.3.030 millones, mientras que en el 2017 no se registró ni ganancia ni pérdida por este concepto. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron un 30% de Ps.4.878 millones en 2017 a Ps.6.349 millones en el año 2018.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración aumentaron de Ps.78 millones en el año 2017 a Ps.330 millones en el año 2018, básicamente debido al incremento en la actividad de relevamientos geológicos y geofísicos.

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron un 124% de Ps.3.648 millones en el año 2017 a Ps.8.182 millones en el año 2018. Este aumento se debió básicamente a: (i) la incorporación de gastos del negocio de *downstream* por Ps.1.755 millones en el año 2018; y (ii) el incremento de un 76% en los gastos de administración preexistentes del *upstream* de Ps.3.648 millones en el año 2017 a Ps.6.427 millones en el año 2018, principalmente impulsados por los rubros remuneraciones y beneficios sociales al personal y honorarios y retribuciones por servicios.¹¹⁵

Gastos de Comercialización

Los gastos ascendieron a Ps.6.191 millones en el año 2018 por la incorporación del negocio de *downstream* (en 2017 y hasta dicha incorporación, la Sucursal no tenía gastos clasificados como de comercialización). Los mismos corresponden principalmente a los esfuerzos comerciales en relación con la red de estaciones de servicios (tanto la propia como la operada por distribuidores) y a la atención de todos los demás canales por los cuales se comercializan los combustibles refinados (mayoristas, aviación, marítimo e industrias) y también en relación con la comercialización de lubricantes y químicos.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una pérdida de Ps.1.245 millones en el año 2017 a una pérdida de Ps.489 millones en 2018. La variación se debe principalmente al incremento de los intereses generados por pasivos que pasaron de Ps.1.949 millones en el año 2017 a Ps.3.932 millones en el año 2018. Ese efecto fue más que compensado por el incremento en la ganancia por diferencias de cambio y otros conceptos expuestos en otros resultados financieros que pasaron de Ps.311 millones en 2017 a Ps.2.996 millones en

¹¹⁴ Información interna de la Sucursal.

¹¹⁵ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en la nota 4.c, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (pág.57) e información interna de la Sucursal.

2018 (consecuencia de la mayor devaluación del peso respecto del dólar en 2018 que en 2017) y en los intereses generados por activos que pasaron de Ps.393 millones en 2017 a Ps.447 millones en 2018.¹¹⁶

Recupero (deterioro) neto de activos financieros

En el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2018 se registró una pérdida neta de Ps.512 millones como consecuencia de la incobrabilidad, mientras que en el ejercicio anterior no hubo cargos en este concepto.

Otros ingresos y egresos — neto

El rubro otros ingresos y egresos — neto pasó de una ganancia de Ps.505 millones en el año 2017 a una ganancia de Ps.344 millones en el año 2018 (una disminución del 47%).

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó Ps.27.102 millones, un 146%, de Ps.18.512 millones en el año 2017 a Ps.45.614 millones en el año 2018.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de un beneficio por Ps.3.330 millones en 2017 a un cargo por Ps.13.975 millones en 2018, básicamente como consecuencia de: (a) el impuesto diferido que pasó de un beneficio de Ps.6.112 millones en 2017 a un cargo de Ps.13.124 millones en 2018, principalmente por el efecto en el impuesto diferido de la disminución de la tasa del impuesto a las ganancias dispuesto a fin del año 2017 y de la mayor depreciación del peso respecto del dólar en 2018 que en 2017 que provocó una mayor erosión del valor impositivo de los bienes de uso en 2018 respecto del año anterior; y (b) el impuesto corriente que disminuyó de Ps.2.782 millones en 2017 a Ps.851 millones en 2018 habida cuenta de la menor ganancia imponible impulsada principalmente por los efectos de la devaluación sobre el pasivo monetario neto en dólares de la Sucursal.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio se incrementó un 11% pasando de Ps.9.402 millones en el año 2017 a Ps.10.481 millones en el año 2018, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 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.

Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017 en comparación con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016

Ventas Netas y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal disminuyeron un 13% de Ps.47.054 millones en el año 2016 a Ps.41.099 millones en el ejercicio 2017. Esta disminución se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: (i) aumento de las Ventas netas del 16% de Ps.33.386 millones en 2016 a Ps.38.819 millones en el año 2017, principalmente por el efecto de la apreciación del dólar entre ambos ejercicios, del aumento del orden del 41% en dólares de los precios de venta del petróleo (neto de los derechos de exportación en el caso de las exportaciones) y del incremento de alrededor del 11% en los precios de venta del gas natural; y (ii) en el año 2016 se recibieron Ps.13.668 millones provenientes de los distintos programas de estímulo, mientras que en 2017 se recibieron Ps.2.280 millones.¹¹⁷

La producción total de petróleo y gas disminuyó 4% de 61,8 mmbpe en el año 2016 a 59,4 mmbpe en 2017. La producción de petróleo disminuyó 2%, de 36,7 mmbbl en el año 2016 a 35,9 mmbbl en 2017. Esta

¹¹⁶ Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018.

¹¹⁷ 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 2017 (pág. 34).

disminución es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Koluel Kaike y Piedra Clavada. La producción de gas decreció 6%, de 145.900 millones de pies cúbicos en el año 2016 a 136.500 millones de pies cúbicos en 2017. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Acambuco y Lindero Atravesado.¹¹⁸

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 0,2%, de Ps.30.505 millones en el año 2016 a Ps.30.561 millones en el año 2017. Este aumento se debió principalmente al efecto neto de las siguientes variaciones: un aumento de 14% en Servicios contratados y otros de Ps.7.222 millones en el año 2016 a Ps.8.199 millones en el año 2017, un aumento de 18% en Impuestos, tasas y contribuciones, de Ps.5.113 millones en el año 2016 a Ps.6.023 millones en 2017, un aumento de 8% en Depreciaciones de Ps.10.602 millones en 2016 a Ps.11.461 millones en 2017 y un aumento de 15% en las Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) de Ps.2.567 millones en 2016 a Ps.2.953 millones en el año 2017. Adicionalmente en 2016 se registró una pérdida de Ps.2.400 millones por el deterioro de áreas productivas, mientras que en 2017 no se registraron pérdidas por este concepto.¹¹⁹ En 2016 el inventario al cierre fue Ps.373 millones mayor que al inicio y en 2017 fue Ps.976 millones mayor que al inicio. Todos los demás conceptos en conjunto disminuyeron 2% de Ps.2.974 millones en 2016 a Ps.2.901 millones en el año 2017.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración aumentaron de Ps.2 millones en el año 2016 a Ps.78 millones en el año 2017, básicamente debido a que en el año 2017 la Sucursal registró la baja de un pozo seco en el área Aguada Pichana.

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 27% de Ps.2.871 millones en el año 2016 a Ps.3.648 millones en el año 2017. Este aumento se debió básicamente a los incrementos en los siguientes rubros: Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) aumentó 61% de Ps.812 millones en 2016 a Ps.1.308 millones en el año 2017; Impuestos, tasas y contribuciones aumentó 13% de Ps.1.305 millones en el año 2016 a Ps.1.471 millones en el año 2017; Honorarios y retribuciones por servicios aumentó 35% de Ps.319 millones en el año 2016 a Ps.432 millones en el año 2017. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 0,5% de Ps.435 millones en el año 2016 a Ps.437 millones en el año 2017.¹²⁰

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una pérdida de Ps.1.319 millones en el año 2016 a una pérdida de Ps.1.245 millones en 2017. La variación se debe principalmente a la disminución de los intereses generados por pasivos que pasaron de Ps.2.938 millones en el año 2016 a Ps.1.949 millones en el año 2017. Adicionalmente ese efecto fue parcialmente compensado por la disminución en la ganancia por diferencias de cambio y otros conceptos expuestos en otros resultados financieros que pasaron de Ps.1.116 millones en 2016 a Ps.311 millones en 2017 y por la disminución de los intereses generados por activos que pasaron de Ps.503 millones en 2016 a Ps.393 millones en 2017.¹²¹

Otros ingresos y egresos — neto

El rubro Otros ingresos y (egresos) — neto pasó de una pérdida de Ps.397 millones en el año 2016 (básicamente por cargos por provisión para juicios y provisión para deudores incobrables) a una ganancia de Ps.505 millones en el año 2017 (que está compuesto básicamente por recuperos de provisión para deudores incobrables y mayores ingresos por servicios administrativos).

EBITDA

¹¹⁸ Información interna de la Sucursal.

¹²⁰ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en la nota 4.s, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 (pág. 35).

¹²¹ Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017.

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA disminuyó Ps.3.526, un 31% de Ps.26.862 millones en el año 2016 a Ps.18.512 millones en el año 2017.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de un cargo por Ps.6.084 millones en 2016 a un beneficio por Ps.3.330 millones en 2017, básicamente como consecuencia de: a) el impuesto diferido que pasó de un cargo de Ps.159 millones en 2016 a un beneficio de Ps.6.112 millones en 2017, básicamente como consecuencia del efecto en el impuesto diferido del cambio de tasa de impuesto a las ganancias (del 35% en 2016 al 30% y 25% para ejercicios futuros) y b) el impuesto corriente que disminuyó de Ps.5.925 millones en 2016 a Ps.2.782 millones en 2017 habida cuenta de la menor ganancia imponible.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio se incrementó un 60% pasando de Ps.5.876 millones en el año 2016 a Ps.9.402 millones en el año 2017, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016 en comparación con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron un 55%, de Ps.30.292 millones en el año 2015 a Ps.47.054 millones en el ejercicio 2016. Este aumento se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: (i) aumento de las Ventas netas del 47%, de Ps.22.749 millones en 2015 a Ps.33.386 millones en el año 2016, principalmente por el efecto neto de la apreciación del dólar entre ambos ejercicios y de la disminución del orden del 15% en dólares de los precios de venta del petróleo (neto de los derechos de exportación en el caso de las exportaciones) y del incremento de alrededor del 16% en los precios de venta del gas natural; y (ii) en el año 2016 se recibieron Ps.13.668 millones provenientes de los distintos programas de estímulo, mientras que en 2015 se habían recibido Ps.7.543 millones.¹²²

La producción total de petróleo y gas disminuyó 3,4% de 64,0 mmbpe en el año 2015 a 61,8 mmbpe en 2016. La producción de petróleo disminuyó 4,8%, de 38,5 mmbbl en el año 2015 a 36,7 mmbbl en 2016. Esta disminución es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike. La producción de gas decreció 1,3%, de 147.900 millones de pies cúbicos en el año 2015 a 145.900 millones de pies cúbicos en 2016. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Acambuco y San Roque y fue parcialmente compensada por los incrementos de producción en Lindero Atravesado (aproximadamente 37%) y en menor medida en Aguada Pichana (5%).¹²³

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 36%, de Ps.22.398 millones en el año 2015 a Ps.30.505 millones en el año 2016. Este aumento se debió principalmente a los siguientes incrementos: 77% en Depreciaciones, de Ps.5.995 millones en 2015 a Ps.10.602 millones en 2016; 31% en Servicios contratados y otros, de Ps.5.509 millones en el año 2015 a Ps.7.222 millones en el año 2016; 33% en Impuestos, tasas y contribuciones, de Ps.3.846 millones en el año 2015 a Ps.5.113 millones en 2016, y 23% en las Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) de Ps.2.088 millones en 2015 a Ps.2.567 millones en el año 2016. Adicionalmente en 2015 se registró una pérdida de Ps.4.227 millones por el deterioro de áreas productivas, mientras que en 2016 se registraron pérdidas por este concepto por Ps.2.400 millones. En 2015 el inventario al cierre fue Ps.1.409 millones mayor que al

¹²² 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 2017 y 2016 (pág. 34).

¹²³ Información interna de la Sucursal.

inicio y en 2016 fue Ps.373 millones mayor que al inicio. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 39% de Ps.2.142 millones en 2015 a Ps.2.974 millones en el año 2016.¹²⁴

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron de Ps.44 millones en el año 2015 a Ps.2.0 millones en el año 2016, básicamente debido a que durante el año 2015 la Sucursal tuvo actividad de registración sísmica exploratoria que no tuvo en el 2016.

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 33% de Ps.2.157 millones en el año 2015 a Ps.2.871 millones en el año 2016. Este aumento se debió básicamente a los incrementos en los siguientes rubros: Impuestos, tasas y contribuciones aumentó 34% de Ps.977 millones en el año 2015 a Ps.1.305 millones en el año 2016; Remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) aumentó 53% de Ps.529 millones en 2015 a Ps.812 millones en el año 2016; Honorarios y retribuciones por servicios aumentó 28% de Ps.249 millones en el año 2015 a Ps.319 millones en el año 2016. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 8%, de Ps.402 millones en el año 2015 a Ps.435 millones en el año 2016.¹²⁵

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una ganancia de Ps.2.738 millones en el año 2015 a una pérdida de Ps.1.319 millones en 2016. La variación se debe principalmente a la variación en la ganancia por diferencias de cambio y otros conceptos expuestos en otros resultados financieros que pasaron de Ps.4.889 millones en 2015 a Ps.1.116 millones en 2016. Adicionalmente los intereses generados por pasivos también se incrementaron pasando de una pérdida de Ps.2.341 millones en el año 2015 a Ps.2.938 millones en el año 2016. Esos efectos fueron parcialmente compensados por el incremento de la ganancia en los intereses generados por activos que pasaron de Ps.190 millones en 2015 a Ps.503 millones en 2016.¹²⁶

Otros ingresos y egresos — neto

El rubro Otros ingresos y egresos — neto pasó de una ganancia de Ps.200 millones en el año 2015 (básicamente por el recupero de ciertos seguros, ingresos por servicios de administración y otros) a una pérdida de Ps.163 millones en el año 2016 (que es el neto de cargos por provisiones e ingresos por servicios administrativos y otros).

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó un 67% de Ps.16.059 millones en el año 2015 a Ps.26.862 millones en el año 2016.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, disminuyó 8% de Ps.6.645 millones en 2015 a Ps.6.084 millones en 2016, básicamente como consecuencia de: a) el incremento en el impuesto corriente que pasó de Ps.2.144 millones en 2015 a Ps.5.925 millones en 2016 habida cuenta de la mayor ganancia imponible, y b) de la disminución en el cargo por impuesto diferido que pasó de Ps.4.501 millones en 2015 a Ps.159 millones en 2016, básicamente como consecuencia de la menor depreciación del peso respecto del dólar, siendo que dicha depreciación genera pérdida en impuesto diferido por la disminución medida en dólares (que es la moneda funcional de la Sucursal) de la base impositiva de los bienes de uso de la Sucursal.

¹²⁴ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.r y 4.s, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016 (págs. 34 y 35).

¹²⁵ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en la nota 4.s, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016 (pág. 35).

¹²⁶ Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio prácticamente se triplicó, pasando de Ps.1.986 millones en el año 2015 a Ps.5.876 millones en el año 2016, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 en comparación con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018

El siguiente análisis se basa en los resultados de los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018, y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros de Períodos Intermedios Condensados y las respectivas notas a los mismos incluidos por referencia a este Prospecto. Dichos Estados Financieros de Períodos Intermedios Condensados y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos. A los efectos de la adecuada comprensión de las variaciones entre ambos períodos debe tenerse presente que el tipo de cambio promedio entre el dólar y el peso del período finalizado 30 de junio de 2019 fue superior en algo más del 90% respecto del tipo de cambio promedio del período finalizado 30 de junio de 2018.

Ventas Netas y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron un 112% de Ps.41.304 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.87.380 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Del total de la diferencia Ps.42.904 millones corresponden a mayores ventas de productos refinados del negocio de *downstream*, que pasaron de Ps.17.757 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.60.661 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Dado que la incorporación de los activos provenientes de Axion se produjo el 1 de abril de 2018, se generaron ventas solo en tres de los 6 meses del período 2018 y en los seis meses del 2019.

En relación al negocio de *upstream*, pese a que el volumen de crudo vendido a terceros disminuyó 52% entre ambos períodos (dado que a partir del 1 de abril de 2018 una parte del crudo se procesa en la refinería de Campana recibida de Axion) el monto de las ventas a terceros solo disminuyó Ps.282 millones entre ambos períodos (de Ps.16.914 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.16.632 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019) debido al incremento del precio promedio en dólares obtenido del orden del 10% (aproximadamente 100% en pesos). Las ventas de gas natural y otros del negocio de *upstream* se incrementaron Ps.4.073 millones (de Ps.6.633 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.10.706 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, un incremento del 61%) básicamente por efecto del incremento de precio en pesos (el volumen de gas natural vendido se incrementó un 4%). Adicionalmente en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 el efecto neto de las retenciones a las exportaciones y de las subvenciones recibidas en el negocio de *upstream* fue de Ps.619 millones mientras que en el mismo período del año anterior no existieron ni ingresos ni egresos en relación con ninguno estos conceptos.¹²⁷

La producción total de petróleo y gas aumentó 1% de 162 mmbpe en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a 164 mmbpe en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. La producción de petróleo aumentó un 3% de 102,1 mmbbl en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a 105,3 mmbbl en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Dicho incremento de la producción de petróleo es atribuible principalmente a las áreas Bandurria Centro, Cerro Dragón y Lindero Atravesado. La producción de gas disminuyó un 2%, de 348 millones de pies cúbicos diarios en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a 339 millones de pies cúbicos diarios en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Lindero Atravesado, Cerro Dragón y en menor medida, Acambuco y San Roque lo que fue parcialmente compensado por el incremento de producción en Aguada Pichana Oeste y Aguada Pichana Este.

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó un 111%, en línea con el aumento de las ventas netas y subvenciones, de Ps.28.892 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.60.871 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Del total de la diferencia

¹²⁷ La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4 a) a los Estados Financieros intermedios condensados al 30 de junio de 2019 (pág. 20).

Ps. 15.679 millones corresponden al costo de ventas de productos refinados del negocio de *downstream* (que pasó de Ps.8.282 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.23.961 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019) ello se explica debido a que la incorporación de los activos provenientes de Axion se produjo el 1 de abril de 2018 y, consecuentemente, solo en tres de los primeros seis meses de 2018 la Sucursal tuvo ventas de productos refinados contra los seis primeros meses del 2019. El remanente de la diferencia (es decir Ps.16.300 millones) corresponden al negocio de *upstream* y es el resultado de las siguientes variaciones: la depreciación de propiedad, planta y equipo aumentó 98% de Ps.7.992 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.15.839 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019; impuestos, tasas y contribuciones aumentó 62% de Ps.5.180 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.8.368 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2019; finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones, servicios contratados, la variación de los inventarios, compras y otros) aumentaron 71% de Ps.7.438 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.12.703 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.¹²⁸

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 104% de Ps.2.629 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.5.363 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Del total de la diferencia Ps.811 millones corresponden a gastos de administración derivados de la incorporación de la actividad de *downstream* provenientes de Axion (la que al producirse el 1 de abril de 2018 causa que solo en tres de los primeros seis meses de 2018 la Sucursal haya tenido estos gastos de administración contra los seis primeros meses del 2019), pasando de Ps.464 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.1.275 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2019. El incremento de los gastos administrativos de la estructura previa de la Sucursal aumentó un 89% de Ps.2.165 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.4.088 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2019.¹²⁹

Gastos de Exploración

En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 los gastos de exploración ascendieron a Ps.304 millones correspondientes a relevamiento sísmico. En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 no hubo gastos de exploración.

Gastos de comercialización

La Sucursal comenzó a registrar gastos de comercialización a partir de la incorporación de la actividad comercial del negocio de *downstream* derivada de la transferencia del fondo de comercio de Axion. Los gastos de comercialización aumentaron 272% de Ps.1.655 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.6.151 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. La diferencia de Ps.4.236 millones se explica principalmente porque en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 hubo actividad comercial de *downstream* en solo tres de los seis meses contra los seis primeros meses del 2019 (dado que la transferencia del fondo de comercio de Axion se produjo el 1 de abril de 2018).

Resultados financieros netos

Los resultados financieros fueron ganancia neta de Ps.2.297 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 y de Ps.3.180 millones de pérdida en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. La variación se debe principalmente al resultado por diferencia de cambio y otros conceptos incluidos en otros resultados financieros que pasó de Ps.3.545 millones de ganancia en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2018 a Ps.905 millones de pérdida en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2019 y por el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que pasaron de una pérdida neta de Ps.1.248 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2018 a Ps.2.275 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio

¹²⁸ Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Notas 4 b) y 4 c) a los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 (págs. 21 a 23) e información interna de la Sucursal.

¹²⁹ Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 (págs. 22 y 23) e información interna de la Sucursal.

2019.¹³⁰

Recupero (deterioro) neto de activos financieros

En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 se registró una pérdida neta de Ps.163 millones como consecuencia del incremento de incobrabilidad mientras que en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 se registró una ganancia neta de Ps.91 millones habida cuenta de la disminución estimada de la misma.

Otros ingresos y egresos – neto

El rubro otros ingresos y egresos – neto, ascendió a una ganancia neta de Ps.554 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 generada básicamente como consecuencia de la resolución favorable de un reclamo a terceros y del resultado de ventas de materiales y a una pérdida neta de Ps.440 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 impulsada principalmente por pérdidas derivadas de la venta de materiales y baja de activos.

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó un 97%, de Ps.16.649 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.32.733 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, aumentó un 18% de Ps.4.884 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.5.787 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019, básicamente como consecuencia de la mayor ganancia antes de impuestos, de la aplicación del ajuste por inflación impositivo en el año 2019 (que no aplicó en el año anterior) y de la diferencia generada por los efectos de la variación en el tipo de cambio entre el peso y el dólar en resultados contables no gravados (o no deducibles) y en el impuesto diferido, principalmente por la disminución del valor impositivo de Propiedad, planta y equipo (bienes de uso) medidos en la moneda funcional de la Sucursal.¹³¹

Ganancia neta del período

La ganancia neta aumentó un 1% de Ps.5.628 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a Ps.5.679 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

2. 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 2019 fue de Ps.29.849 millones comparados con Ps.15.776 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018.¹³²

Los principales requerimientos de capital de la Sucursal para sus actividades del segmento de *upstream* 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. A partir de la incorporación de las actividades de *downstream* como consecuencia de la transferencia del fondo de comercio de Axion Argentina hay requerimientos adicionales básicamente en relación al proyecto de ampliación de la refinería de Campana cuyo fin es optimizar e incrementar las unidades para dar mayor flexibilidad operativa, admitir futuras ampliaciones de la refinería, producir combustibles de mejor calidad y acompañar de manera más eficiente la demanda

¹³⁰ Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado Intermedio Condensado de los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2018.

¹³¹ Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros Intermedios al 30 de junio de 2019 y de información interna de la Sucursal.

¹³² Corresponde el Estado de Flujos de Efectivo Intermedio Condensado por el período finalizado al 30 de junio de 2018.

de combustibles actual, entre otros.

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.

Endeudamiento

Emisora Préstamos ⁽¹⁾	Capital pendiente al 30 de junio de 2019		Fecha de otorgamiento/Colocación	Año de Vencimiento
	(en millones de US\$)	(en millones de Ps. ¹³³)		
En dólares				
Contrato de Préstamo con Corporación Andina de Fomento (“CAF”)	10,7		24 de enero de 2014	2019
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	130,0		26 de julio de 2018	2021
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	100,0		26 de septiembre de 2018	2020
Contrato de Préstamo con Wells Fargo Bank, N.A.	10,9		25 de septiembre de 2014	2019
Contrato de Préstamo con CFI	165,5		30 de julio de 2015	2022
Contrato de Préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	50,0		19 de junio de 2017	2021 ¹³⁴
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	5,0		11 de agosto de 2017	2021
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	50,0		15 de mayo de 2017	2022
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	65,0		26 de junio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Sindicado	99,0		29 de agosto de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco de la Provincia de Buenos Aires	30,0		8 de octubre de 2017	2020
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	30,0		5 de julio de 2017	2021 ¹³²
Contrato de Préstamo Banco Macro S.A.	30,0		3 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco Santander Río S.A.	50,0		13 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Garantizado por Coface	44,2		29 de septiembre de 2014	2023
Contrato de Préstamo CFI 2015	311,0		6 de mayo de 2016	2024
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	23,0		17 de agosto de 2018	2020
Contrato de pre financiación de exportaciones con Natixis	100,0		11 de enero de 2019	2024
Contrato de pre financiación de exportaciones con ICBC	40,0		12 de diciembre de 2018	2020
En pesos ¹³⁵				
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	4,7	200	2 de febrero de 2017	2020

¹³³ Tipo de cambio vendedor del cierre al 30 de junio de 2019 del Banco de la Nación Argentina, equivalente a Ps.43,40 por US\$1,00.

¹³⁴ Con fecha 6 de septiembre de 2019 estos préstamos fueron precancelados.

¹³⁵ Durante septiembre la Sucursal ha tomado un nuevo préstamo por Ps.4.591,2 millones con vencimiento 2021.

	Capital pendiente al 30 de junio de 2019	Fecha de otorgamiento/Colocación	Año de Vencimiento
Total préstamos de la Emisora	1.349,1		
Obligaciones negociables			
En dólares			
Obligaciones negociables bajo el Programa 2009			
Serie I	333,0	7 de mayo de 2010	2021
En pesos			
Obligaciones Negociables bajo el Programa 2013 ¹³⁶			
Clase VII	9,4	400,0	17 de noviembre de 2015
Clase VIII	23,5	1.000,0	3 de diciembre de 2015
Clase III (anteriormente Axion)	7,1	300,0	12 de marzo de 2015
Clase IV (anteriormente Axion)	3,5	150,0	14 de julio de 2015
Clase VI (anteriormente Axion)	10,6	450,0	3 de noviembre de 2015
Total obligaciones negociables	387,1		
Total de la Emisora	1.736,2		

Endeudamiento de la Emisora¹³⁷

Contrato de Préstamo Sindicado

El 29 de agosto de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con un sindicato de seis bancos liderado por el Banco BBVA Francés S.A. por la suma de US\$99 millones. Este préstamo, con vencimiento final en agosto de 2022. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$99 millones.

Facilidades de crédito de entidades financieras

El 24 de enero de 2014, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con CAF por la suma de US\$237,5 millones. Este contrato de préstamo está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a seis meses. El préstamo consta de dos tramos de US\$187,5 millones y US\$50 millones, con vencimiento final en enero de 2018 y enero de 2020, respectivamente. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$10,7 millones.

El 25 de septiembre de 2014, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Wells Fargo Bank, N.A. por la suma de US\$98,5 millones. Este préstamo, con vencimiento final en octubre de 2019, está garantizado por Pan American y el Export-Import Bank de Estados Unidos, y devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a seis meses. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 era de US\$10,9 millones.

El 30 de julio de 2015, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con la CFI por la suma de US\$520 millones. Este contrato de préstamo, que está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a seis meses, consta de dos tramos de US\$400 millones y US\$120 millones con vencimientos finales en junio de 2020 y junio de 2022, respectivamente. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$165,5 millones.

El 15 de mayo de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con HSBC Bank Argentina S.A. por la suma de US\$50 millones. Este préstamo, con vencimiento final en mayo de 2022, devengando intereses a una tasa fija, está garantizado por Pan American. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$50 millones.

El 19 de junio de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. ("Banco Galicia") por la suma de US\$50 millones. Este préstamo, con vencimiento final en junio de 2021, devengando intereses a una tasa fija, y está garantizado por Pan American. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$50 millones.

¹³⁶ El saldo de las Obligaciones Negociables fue convertido a dólares estadounidenses únicamente a los efectos de la presente exposición.

¹³⁷ Corresponde a información interna de la Sucursal.

El 26 de junio de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A., por la suma de US\$65 millones. Este préstamo, con vencimiento final en marzo 2022, devenga intereses a una tasa de interés fija. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$65 millones.

El 11 de agosto de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A., por la suma de US\$5 millones. Este préstamo, con vencimiento final en agosto de 2021, devenga intereses a una tasa fija. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$5 millones.

El 26 de julio de 2018, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Itau BBA International PLC, por la suma de US\$130,0 millones. Este préstamo, con vencimiento final el 26 de julio de 2021, devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a tres meses. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$130 millones.

El 26 de septiembre de 2018, La Sucursal celebró un contrato de préstamo con Itau BBA Internacional PLC, por la suma de US\$100 millones. Este préstamo, con vencimiento final el 26 de septiembre de 2020, devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a seis meses. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$100 millones.

El 15 de enero de 2019, la Sucursal celebró un contrato de préstamo a tasa variable con Natixis, New York Branch, por US\$100 millones, con vencimiento final en 2024. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de junio de 2019 es de US\$100 millones.

El 25 de junio de 2019, la Sucursal celebró un contrato de préstamo por US\$500 millones, con CFI, con vencimiento final en 2027. Este préstamo, que está garantizado por la Casa Matriz, se destinará a financiar las etapas restantes del proyecto de la Refinería Campana. El préstamo está estructurado en: (i) un Tramo “A” por un importe de US\$135 millones y un tramo denominado “Trust” por un importe de US\$50 millones con vencimiento final en junio 2027; (ii) un Tramo “B1-A” por un importe de US\$160 millones con vencimiento final en junio 2024; (iii) un Tramo “B1-B” por un importe de US\$155 millones con vencimiento final en junio 2025. El préstamo fue acordado en dólares, a tasa variable, es pagadero en cuotas semestrales, y con un período de gracia, en función de cada tramo, no menor a 24 meses calculado a partir de la fecha de firma del contrato de préstamo. Con posterioridad al 30 de junio de 2019 y hasta la fecha del presente prospecto se han desembolsado US\$100 millones.

Adicionalmente, como producto de la transferencia de sustancialmente todos los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal, se cedieron y adecuaron los siguientes contratos de préstamo originalmente acordados con Axion Argentina:

El contrato celebrado el 6 de mayo de 2016 con la CFI por monto hasta US\$420 millones con fecha de vencimiento en 2024. Los fondos del contrato de préstamo se destinaron a financiar, en parte, el proyecto de ampliación de la refinería de Campana. El préstamo fue desembolsado gradualmente durante 2016 y 2017 y el saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2019 es de US\$311 millones.

El contrato de préstamo celebrado el 29 de septiembre de 2014 con Deutsche Bank AG, Sucursal París y Crédit Agricole Corporate e Investment Bank, garantizado por *Compagnie Francaise d'Assurance pour le Commerce Exterieur* (“COFACE”), a tasa fija, cuyos fondos se destinaron a la ampliación de la refinería de Campana. El 8 de junio de 2015, Axion Argentina modificó el contrato de préstamo para reducir el monto total a US\$63,9 millones. El préstamo fue desembolsado durante 2014, 2015 y 2016. Al 30 de junio de 2019, existía un monto pendiente del préstamo de US\$44,2 millones.

Otros préstamos denominados en dólares estadounidenses con los bancos: Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. (US\$30 millones); Banco Macro S.A. (US\$30 millones); Banco de la Provincia de Buenos Aires (US\$30 millones) y Banco Santander Río S.A. (US\$50 millones). Estos préstamos devengan intereses a tasas fijas.

Obligaciones Negociables

El 6 de febrero de 2009, la CNV autorizó un programa por US\$1.200.000.000 (el “Programa 2009”) bajo el cual la Sucursal podía emitir obligaciones negociables durante un plazo de cinco años a partir de esa fecha. Las emisiones bajo este programa están garantizadas por Pan American.

El 7 de mayo de 2010 la Sucursal emitió las obligaciones negociables Serie 1 bajo el Programa 2009, por la suma de US\$500 millones a una tasa de interés anual del 7,875% y con vencimiento final en mayo de 2021, con un vencimiento promedio de diez años. Como resultado del cambio en la tenencia descrita en la nota 1 de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora, ha habido un evento de “cambio de control” (según dicho término se define en el suplemento de precio de fecha 23 de abril de 2010 relativo a la emisión de la Serie 1 bajo el Programa 2009), y como consecuencia del cual los tenedores han tenido la posibilidad de requerir a la Sucursal la recompra total o parcial de sus tenencias por un precio de 101% del valor nominal de dicho endeudamiento. El monto total ejercido por dichos tenedores y recomprado por la Sucursal asciende a la suma de US\$563.000. En el año 2017 y en el período de seis meses al 30 de junio de 2018, la Sucursal se encontraba en cumplimiento de los compromisos financieros establecidos en virtud del presente endeudamiento.

El 10 de octubre de 2013, la CNV aprobó la creación del Programa para la emisión de obligaciones negociables no convertibles en acciones por un monto de hasta US\$1.100.000.000 o su equivalente en otras monedas.

El 7 de noviembre de 2014, la Sucursal emitió las obligaciones negociables Clase III y IV bajo el Programa: (i) las obligaciones negociables Clase III, por un valor nominal de Ps.282 millones, con vencimiento a 18 meses de su fecha de emisión y liquidación, a una tasa Badlar Privada más un margen de 2,30%) y (ii) las obligaciones negociables Clase IV por un valor nominal de Ps.609 millones con vencimiento a 36 meses de su fecha de emisión y liquidación, a una tasa Badlar Privada más un margen de 3,50%. Las obligaciones negociables Clases III y IV fueron canceladas en su totalidad al vencimiento.

El 18 de marzo de 2015, la Sucursal emitió las obligaciones negociables Clases V y VI bajo el Programa: (i) las obligaciones negociables Clase V por un valor nominal de Ps.552 millones, con vencimiento a 18 meses de su fecha de emisión y liquidación, a una tasa fija del 25,75% durante los primeros nueve meses y a una tasa Badlar Privada más un margen de 3,75% durante los nueve meses restantes y (ii) las obligaciones negociables Clase VI por un valor nominal de Ps.293 millones con vencimiento a 36 meses de su fecha de emisión y liquidación a una tasa fija del 26,25% durante el primer año y una tasa Badlar Privada más un margen de 4,65% durante los dos años restantes. Las obligaciones negociables Clase V fueron totalmente canceladas a su vencimiento.

El 20 de noviembre de 2015, la Sucursal emitió obligaciones negociables Serie VII bajo el Programa por un valor nominal de Ps.400 millones con vencimiento a 60 meses de su fecha de emisión y liquidación a tasa Badlar Privada, con vencimiento el 20 de noviembre de 2020.

El 10 de diciembre de 2015 la Sucursal emitió obligaciones negociables Clase VIII por un valor nominal de Ps.1.000.000.000, bajo el Programa, con vencimiento a 60 meses de su fecha de emisión y liquidación a una tasa Badlar Privada, con vencimiento el 10 de diciembre de 2020.¹³⁸

Las siguientes obligaciones negociables fueron emitidas por Axion Argentina y las deudas han sido asumidas por la Sucursal en virtud de la transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal:

El 27 de febrero de 2015, Axion Argentina emitió las obligaciones negociables Clase III por un valor nominal total de Ps.300 millones, con vencimiento a 60 meses de su fecha de emisión a una tasa Badlar Privada más un margen de 3,10% que calificaron como “inversión productiva” en los términos del inciso k) del punto 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora.

El 14 de julio de 2015, Axion Argentina emitió: (i) las obligaciones negociables Clases IV por un valor nominal de Ps.150 millones, con vencimiento a 60 meses de su fecha de emisión a una tasa Badlar privada más un margen de 0,50% que calificaron como “inversión productiva” en los términos del inciso k) del punto 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora; y (ii) las obligaciones negociables Clases IV por un valor nominal de Ps.228 millones, con vencimiento a 18 meses de su fecha de emisión a una tasa Badlar privada más un margen de 24,75% que calificaron como “inversión productiva” en los términos del inciso k) del punto 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora.

¹³⁸ Corresponde a información interna de la Sucursal.

El 3 de noviembre de 2015, Axion Argentina emitió las obligaciones negociables Clase VI por un valor nominal de Ps.450 millones, con vencimiento a 60 meses de su fecha de emisión a la tasa Badlar privada que calificaron como “inversión productiva” en los términos del inciso k) del punto 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora.

Flujo de efectivo

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre	
	2018	2017
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	45.811	18.912
Actividades de inversión	(36.721)	(18.001)
Actividades de financiación	4.414	(2.614)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	793	289
Aumento (Disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	14.297	(1.414)

Flujo de efectivo generado en las actividades operativas

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fue de Ps.45.811 millones y Ps.18.912 millones, respectivamente. El aumento de 142% de Ps.26.899 millones entre ambos períodos está alineado a la variación en el EBITDA. Las causas del cambio en la ganancia operativa y en el EBITDA se exponen 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 “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” de este Prospecto.

Efectivo aplicado a las actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps.36.721 millones en el año 2018 y de Ps.18.001 millones durante el año 2017. Durante cada uno de tales períodos, las actividades de inversión de la Emisora se relacionaron principalmente con la adquisición de propiedad, planta y equipo (bienes de uso) que ascendieron en dichos períodos a Ps.42.145 millones y Ps.18.652 millones, respectivamente. La variación de Ps.23.493 millones del 126% entre ambos períodos se debió principalmente al sostenimiento en el nivel de inversiones en el negocio de *upstream*, la incorporación de inversiones al negocio de *downstream* y a la variación en el tipo de cambio entre ambos períodos. Adicionalmente en 2018 y 2017 hubo ingresos de fondos netos por Ps.5.424 millones y Ps.651 millones, respectivamente, provenientes fundamentalmente de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones financieras (netos de erogaciones por altas de activos intangibles e ingresos por venta de propiedad, planta y equipo).

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una generación de efectivo de Ps.4.414 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y una aplicación de efectivo de Ps.2.614 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. La variación de Ps.7.028 millones se debe a que durante 2018 la cancelación neta de préstamos y obligaciones negociables proveyó fondos por Ps.8.137 millones mientras que en 2017 resultó en una cancelación neta (aplicación de fondos) de Ps.482 millones. Adicionalmente las erogaciones por intereses abonados en ambos períodos fueron de Ps.2.132 millones en 2017 y de Ps.3.723 millones en 2018.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 comparado con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018:

	Períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2019	2018
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	32.607	19.117
Actividades de inversión	(30.866)	(10.320)
Actividades de financiación	(13.405)	(7.640)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	5.137	672
(Disminución) Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(6.527)	1.829

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 2019 y 2018 fue de Ps.32.607 millones y Ps.19.117 millones, respectivamente. El 71% de aumento que implican los Ps.13.490 millones de diferencia entre ambos períodos está alineado a la variación en el EBITDA la cual fue complementada por la variación en el capital de trabajo de la Sucursal entre dichos períodos. Las causas del cambio en la ganancia operativa se exponen 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 “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” de este Prospecto.

Efectivo aplicado a las actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps.30.866 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 y de Ps.10.320 millones durante el mismo período del año 2018. La variación de Ps.20.546 millones del 221% se debió principalmente a que, durante cada uno de tales períodos, las actividades de inversión de la Emisora se relacionaron principalmente con: (a) la adquisición de bienes de uso que ascendieron en dichos períodos a Ps.29.849 millones y Ps.15.776 millones, respectivamente; y (b) con el cobro de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones que ascendieron a Ps.5.440 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018, mientras que en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 el monto neto de dichas cobranzas y de las erogaciones por altas de inversiones financieras fue una disminución neta de Ps.1.021 millones. La variación de un 103% en la adquisición de bienes de uso entre ambos períodos se debió principalmente a la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos y en menor medida a un mayor nivel de inversión medido en dólares.

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una aplicación neta de efectivo de Ps.13.405 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 y de Ps.7.640 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018. La variación de Ps.5.765 millones, que implica un 75% de aumento en dicha aplicación neta, se debe principalmente a la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos y en menor medida a un menor nivel de cancelación neta de deuda en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 respecto del mismo período del año anterior medido en dólares (tener en cuenta que la mayor parte de la deuda que toma y cancela la Sucursal está nominada en dólares).

Riesgo de mercado¹³⁹

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 de mercado relevantes.

¹³⁹ La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información detallados en la Nota 7 a) “Gestión de Riesgos Financieros” de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (págs. 68 a 73)

(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 Dirección 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 2018 y 2017 la Sucursal tenía acuerdos de cobertura de tasas de interés para efectivamente convertir tasas de interés flotantes a tasas de interés fijas (para más información, véase Notas 5 y 6 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2018).

Al 31 de diciembre de 2018: (i) El 48% del total de la deuda financiera de largo plazo devenga tasa de interés fija y el 52% restante devenga tasa de interés variable. El 96% de dicha deuda financiera de largo plazo está nominado en dólares y el 4% restante en pesos; y (ii) el 99,5% de la deuda financiera de corto plazo se encuentra nominado en dólares y el 0,5% restante se encuentra nominado en pesos.

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 LIBO (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 antes 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 2018 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
<i>(en millones de pesos)</i>	
+100	(262)
-100	262

El efecto anual en resultados antes 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 2018, es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
<i>(en millones de pesos)</i>	
+100	(320)
-100	320

(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. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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:

	31/12/2017	31/12/2018
<u>Pasivos</u>		
	<i>(en millones de pesos)</i>	

pesos	11.681	14.548
<u>Activos</u>		
pesos	6.770	4.389

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 2018, una variación del 10% en el tipo de cambio entre el dólar y el peso provocaría los siguientes efectos:

	Resultado después de impuesto a las ganancias ganancia (pérdida)
	<u>(en millones de pesos)</u>
Revaluación del dólar respecto del peso (10%)	1.016
Depreciación del dólar respecto del peso (10%)	(1.016)

(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 estos, como así también por las regulaciones gubernamentales referidas a precios, impuestos, gravámenes, y otros factores. Las ventas netas de la Sucursal están en consecuencia sólo parcialmente influenciadas por las fluctuaciones de los precios del mercado internacional 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 2018 y 2017, la Sucursal no operó con contratos de futuros ni derivados financieros de precios de “commodities”.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en la posibilidad que la Sucursal sufra pérdidas originadas por el incumplimiento de obligaciones contractuales por parte de terceros.

El riesgo de crédito al que está expuesta la Sucursal proviene principalmente de las ventas a plazo que realiza a sus clientes, de los adelantos a sus proveedores u otros terceros y de las disponibilidades y depósitos e inversiones en instituciones financieras.

La Sucursal analiza la calidad crediticia de sus clientes, adaptando el plazo, monto, garantía y condiciones generales contractuales según su grado de solvencia, intentando minimizar los créditos incobrables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 aproximadamente el 68% de las ventas brutas del negocio de *upstream* de la Sucursal fueron generadas por el petróleo crudo y el 32% restante por el gas natural y otros. Durante el último ejercicio se exportó petróleo crudo a menos de 10 clientes. Adicionalmente, por las características del mercado local de petróleo crudo, las ventas locales de dicho producto y por consiguiente el crédito también se concentra en pocos clientes (durante 2018 el 97% del volumen de petróleo entregado en el mercado local fue por ventas a Axion o transferencias internas al negocio de *downstream* después de la TFC). Históricamente la venta de petróleo crudo tiene un nivel casi nulo de incobrabilidad (al cierre no hay atrasos significativos). En cuanto a las ventas de gas, las mismas se realizan a aproximadamente diez (10) clientes. En cuanto a las ventas de gas natural, las mismas se realizan a aproximadamente cincuenta (50) clientes. Durante 2018 se registró un incremento en los atrasos en las cobranzas de ventas de gas natural (particularmente en distribución de gas, ver Nota 22 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2018).

En el negocio de *downstream* como política general la Sucursal no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, ya que la exposición frente al riesgo crediticio se encuentra ampliamente diversificada por la atomización de los clientes. En este sentido, ningún cliente representa más de un 3% al 31 de

diciembre de 2018 del importe total de las cuentas por cobrar comerciales. En los mercados locales se otorga crédito a una gran base de clientes, incluyendo dueños de estaciones de servicio, mayoristas, distribuidores, aerolíneas, empresas marítimas, entre otros, siendo los mencionados en primer término los más significativos dentro de las ventas de productos de marca en dichos mercados. Para ello, la Sucursal realiza permanentemente evaluaciones crediticias de la capacidad financiera de sus clientes, con el objeto de reducir el riesgo potencial de pérdidas significativas por incobrabilidad. Históricamente las ventas del negocio de *downstream* tienen un nivel bajo de incobrabilidad. Al 31 de diciembre de 2018 no hubo atrasos significativos.

El riesgo de crédito es controlado por cada cliente en forma individual. La Sucursal cuenta con sistemas de evaluación crediticia y determinación de límites de riesgo utilizando antecedentes internos vinculados a los mismos y fuentes externas de datos. En el curso normal de los negocios se analiza la calidad crediticia de los clientes, adaptando el plazo, importe, garantía y condiciones generales contractuales según su grado de solvencia, para minimizar así los créditos incobrables.

La Sucursal constituye una previsión para deudores incobrables que representa la mejor estimación de las posibles pérdidas en relación con los créditos por ventas y otros créditos.

Los activos más líquidos de la Sucursal se encuentran en entidades bancarias con calificaciones crediticias consideradas adecuadas, buscando tener un portafolio diversificado, de bajo riesgo y alta liquidez, con rendimientos de mercado.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado fundamentalmente a: (i) la capacidad de la Sucursal para financiar sus inversiones y planes de negocio con fuentes de financiamiento estables, (ii) su nivel de endeudamiento, y (iii) el perfil de vencimientos de la deuda financiera.

La Sucursal mantiene recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no comprometidas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras.

Gestión de capital

La Sucursal busca equilibrar sus flujos de fondos operativos y financieros para cumplir con sus planes de inversión. Para ello recurre a altos niveles de reinversión de sus utilidades y mantiene activas relaciones con los mercados de crédito con el fin de tener disponibles opciones de financiamiento con distintos plazos y provenientes de diversas fuentes. En este sentido, busca tener niveles de endeudamiento y ratios financieros adecuados para mantener su flexibilidad crediticia y una proporción prudente entre deudas de corto y largo plazo, evitando concentraciones de plazos y/o de contrapartes.

La Sucursal tiene una política de prudencia financiera, buscando una rentabilidad razonable manteniendo al mismo tiempo una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para poder sustentar sus negocios. Dicha política incluye la consideración de varios factores, incluyendo entre otros: (i) los cambios en las condiciones macroeconómicas, (ii) las diferentes estrategias de financiación, (iii) los costos del financiamiento, y (iv) el eventual impacto de cambios en el fondeo y liquidez de las actividades operativas y comerciales.

Al 31 de diciembre de 2018 la deuda financiera corriente y no corriente con entidades de crédito, menos el efectivo y equivalentes de efectivo es conforme el siguiente detalle:

	Al 31 de diciembre de 2018
Obligaciones negociables	21.398
Préstamos	67.241
Efectivo y equivalentes de efectivo	(17.498)
Posición financiera neta (pasiva)	71.141
Patrimonio	260.347
Ratio	27,33%

c) Política de garantías

Como respaldo de los límites de créditos concedidos a los clientes vinculados al negocio del *downstream*, la Sucursal tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de Ps.6.153 mil al 31 de diciembre de 2018.

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 Sucursal¹⁴⁰

A continuación se exponen las principales políticas financieras de la Sucursal que son aquellas que requieren que la Gerencia ejerza su criterio con mayor atención dado el 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, 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.

¹⁴⁰ Se encuentran detalladas en forma similar en las notas 2 y 3 a Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016 (págs. 13 a 25). En el presente Prospecto se incluye información adicional.

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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 la Sucursal reconoció una pérdida registrada contra la previsión para deterioro de activos no financieros por Ps.2.400 millones (US\$151,4 millones). La misma es con relación a la UGE Lindero Atravesado. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 la Sucursal registró pérdidas cargadas contra la previsión para deterioro de activos no financieros por Ps.4.227 millones (US\$325 millones). Las mismas fueron con relación a la UGE constituida por las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike por Ps.1.704 millones (US\$131 millones) y la UGE Lindero Atravesado por Ps.2.523 millones (US\$194 millones). Estas pérdidas fueron calculadas según lo expuesto en la Nota 3.7 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016, por diferencia entre el valor de libros (costo) de los activos y su valor de uso determinado en función de los flujos de fondos futuros estimados descontados a la tasa del 9,97% y 9,68% anual, respectivamente, para 2016 y 2015. Las mencionadas pérdidas se incluyen en la línea deterioro de activos no financieros de los costos de explotación (ver Nota 4.s a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016) que forma parte del costo de ventas en el estado del resultado.

Al 31 de diciembre de 2017 el saldo de la previsión para deterioro de activos no financieros de 11.735 se compone de la siguiente manera: 6.485 que corresponden a la UGE Lindero Atravesado, 5.088 a la UGE Piedra Clavada - Koluel Kaike y 162 a las Áreas Offshore del Golfo San Jorge.¹⁴¹

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Sucursal reconoció: (a) una ganancia por la reversión parcial de la previsión para deterioro de activos no financieros por Ps.4.844 millones correspondientes a la UGE Piedra Clavada – Koulel Kaike; y (b) una pérdida por deterioro de Ps.1.814 millones con relación a la UGE Lindero Atravesado. La ganancia neta se incluye en la línea costosa de producción que forma parte del costo de ventas del estado del resultado.

¹⁴¹ Dicha información se encuentra en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017, nota 21 (pág.55)

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de la provisión para deterioro de activos se compone de la siguiente manera: Ps.14.831 a la UGE Lindero Atravesado, Ps.5.379 millones a la UGE Piedra Clavada – Koulel Kaike, y Ps326 millones a las áreas offshore de Golfo San Jorge.

Los bienes afectados por el deterioro son básicamente Plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción.

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 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 los montos que deben ser 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.

Las contingencias desfavorables son situaciones existentes que pueden resultar en una pérdida, cuya materialización depende de eventos futuros inciertos. Las contingencias incluyen, entre otros, procesos judiciales pendientes de resolución, reclamos de terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades y cuestiones de interpretación legislativa o contractual.

Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y procesos no son estimables con certeza. La Sucursal, con la asistencia de sus asesores legales y otros, evalúa periódicamente las contingencias y su potencial exposición financiera. Si la pérdida potencial se considera probable y su valor razonable a la fecha de cierre, en base a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, puede ser estimado; se registra una provisión en base a la información disponible (incluyendo los gastos directamente relacionados con cada contingencia). Si la potencial pérdida no es probable, pero sí razonablemente posible, o es probable pero su monto no puede ser estimado; la contingencia y la estimación de la posibilidad de ocurrencia se expone en nota a los Estados Financieros siempre que sea significativa. Las contingencias remotas no se exponen, salvo las relacionadas con las garantías que se mencionan en la Nota 13 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018.

La Sucursal ha sido demandada en ciertos juicios, y además tiene ciertos procesos administrativos en curso. Basados en la información disponible, la Dirección y los asesores letrados de la Sucursal consideran que la responsabilidad contingente que podría surgir de dichos litigios y procesos administrativos no tendría un efecto material adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de la Sucursal.

Los activos contingentes son aquellos de naturaleza posible, surgidos a raíz de sucesos pasados, cuya existencia es confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos en el futuro que no están enteramente bajo el control de la Sucursal. De acuerdo con las NIIF los activos contingentes no deben contabilizarse.

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.

Para esta información véase “*Políticas de la Emisora—Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.*”.

Política ambiental

Para esta información véase “*Políticas de la Emisora—Política ambiental*”.

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.

Para reconocer los ingresos por ventas, la Sucursal utiliza el método 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 el correspondiente desbalanceo, según sea la producción asignada a la Sucursal mayor o menor respecto de la correspondiente a su participación en el consorcio o UTE.

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 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 vigentes a cada cierre;
- 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.

En virtud de ello, la gerencia de la Sucursal estima que cuenta con el capital de trabajo necesario para afrontar el giro ordinario de sus negocios en virtud de los usos y costumbres de la industria petrolera de la Argentina.

ANTECEDENTES FINANCIEROS DE PAN AMERICAN

a) Estados Financieros

Estado de Resultados y otros resultados

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>				
Información del Estado de Resultados					
Consolidado:					
Ganancias y otros ingresos					
Ventas y otros ingresos operativos	3.818,8	3.141,0	5.324,3	2.677,2	2.371,3
Ingresos por intereses	43,9	33,4	33,0	17,6	23,3
Otros ingresos.....	26,0	40,7	24,0	28,8	15,0
Total ingresos y otros ingresos.....	3.888,7	3.215,1	5.381,3	2.723,6	2.409,6
Costos y Gastos					
Gastos operativos.....	(911,0)	(908,3)	(1.113,6)	(530,9)	(507,5)
Gastos de transporte	(49,7)	(44,4)	(45,6)	(23,6)	(26,4)
Tributos y aportes sobre la producción bruta.....	(487,3)	(527,5)	(643,8)	(329,5)	(289,2)
Petróleo crudo, gas natural y adquisiciones de productos	—	(64,3)	(1.105,1)	(513,6)	(474,0)
Gastos generales y administrativos	(15,2)	(37,9)	(280,6)	(143,5)	(133,5)
Gastos de exploración de hidrocarburos	(0,6)	(4,6)	(14,3)	(14,2)	(17,4)
Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias, incluyendo derechos de exportación ..	(114,0)	(115,7)	(154,9)	(83,9)	(80,5)
Depreciación, agotamiento y amortización.....	(826,7)	(796,4)	(905,7)	(450,5)	(460,5)
Cargo por intereses	(206,1)	(120,2)	(144,9)	(73,4)	(70,9)
Otros resultados financieros	122,4	15,7	(26,2)	45,6	(33,9)
Otros gastos netos.....	(96,2)	(32,4)	(23,2)	(7,4)	(27,6)
Total costos y gastos	(2.584,4)	(2.636,1)	(4.457,9)	(2.124,9)	(2.121,4)
Resultado antes de impuesto a las ganancias...	1,304,3	579,1	923,4	598,7	288,2
Impuesto a las ganancias	(317,6)	(249,8)	(115,1)	(134,1)	(173,1)
Resultado neto.....	986,7	329,3	808,3	464,6	115,0
Otros ingresos netos (pérdida), neta de impuesto a las ganancias	—	0,1	(3,1)	(2,5)	0,1
Ingresos netos	986,7	329,4	805,2	462,1	115,1
Más ingresos (pérdidas) neto atribuible a participación no controlante en subsidiarias	—	1,5	1,8	(0,1)	(1,5)
Ingresos netos atribuible a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias	986,7	330,9	807,0	462,0	113,6

Estados de situación financiera

	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de
	2017	2018	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>		
Información del Estado de Situación Financiera			
Consolidado:			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	391,9	964,7	900,9
Inversiones de corto plazo	1,082,8	314,4	230,9
Cuentas comerciales por cobrar, neto	349,8	481,0	453,7
Otras cuentas por cobrar	64,1	56,7	212,4
Créditos al personal	13,6	14,4	8,1
Inventarios	454,2	459,8	509,2
Otros activos corrientes	238,9	179,8	194,9
Total del activo corriente.....	2,595	2.471,0	2.510,2
Activo no corriente			
Inversiones no corrientes – Obligaciones negociables.....	2,2	1,1	1,0
Otras cuentas por cobrar	16,8	100,1	70,0
Inversiones en afiliadas.....	69,5	69,0	68,2
Propiedad, planta y equipo, neto.....	11,965,7	12,538,4	12,817,2
Activos intangibles	57,5	60,1	51,5
Impuestos a las ganancias diferidos.....	143,1	191,2	123,3
Otros impuestos no corrientes.....	58,9	23,7	21,9
Total del activo no corriente.....	12,313,6	12,983,6	13,153,2
Total del activo.....	14.908,9	15.454,4	15.663,4
Pasivo y Patrimonio			
Pasivo corriente			
Cuentas comerciales por pagar y gastos devengados...	661,2	654,6	693,6
Deuda a corto plazo	318,6	378,8	411,2
Porción corriente de la deuda a largo plazo	290,4	298,4	301,0
Porción corriente de obligaciones negociables	36,0	165,9	173,1
Intereses devengados sobre financiación a largo plazo	23,5	24,4	25,5
Obligaciones de arrendamiento financiero	5,2	5,5	5,7
Impuestos devengados y otros	308,7	223,4	263,0
Total del pasivo corriente.....	1.643,5	1.751,0	1.873,1
Pasivo no corriente			
Deuda a largo plazo	1,131,6	1,122,0	1,241,6
Obligaciones negociables	621,6	392,8	212,8
Obligaciones de arrendamiento financiero.....	30,3	24,8	21,9
Otros acreedores	794,8	785,1	821,7
Impuestos a las ganancias diferidos.....	54,9	61,8	60,4
Total del pasivo no corriente.....	2.633,2	2.386,5	2,358,4
Total del pasivo.....	4.276,7	4.137,6	4.231,5
Patrimonio			
Capital y prima de emisión	3.493,6	3.493,6	3,493,6
Otros resultados integrales acumulados.....	0,1	(2,9)	(2,9)
Resultados no asignados	7.134	7.823	7,936,6
Total del patrimonio atribuible a los Socios.....	10.627,7	11.313,7	11,427,3
Participación no controlante	4,5	3,1	4,6
Total del patrimonio.....	10.632,2	11.316,8	11,431,9
Total Pasivo y Patrimonio	14.908,9	15.454,4	15.663,4

Estado de Flujo de efectivos

El siguiente cuadro muestra los flujos de efectivo de Pan American para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018 ⁽¹⁾	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>				
Efectivo generado por (aplicado a)					
Actividades operativas.....	1.056,3	863,2	1.430,3	786,4	742,6
Actividades de inversión ...	(745,0)	(820,2)	(780,0)	(365,6)	(787,7)
Actividades de financiación	(699,7)	(210,7)	(77,4)	(398,1)	(18,8)
Aumento (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo.....	(469,5)	(391,9)	(964,7)	22,7	(63,8)

⁽¹⁾ La información para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 presenta la información financiera y los resultados de Axion Argentina y Pan American consolidados.

Otra Información financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de ⁽¹⁾	
	2016	2017	2018	2018	2019
	<i>(en millones de US\$, excepto porcentajes y ratios)</i>				
Información no preparada conforme a los PCGA:					
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	2.241,6	1.442,9	1.980,2	1.052,2	860,1
Deuda Financiera Total ⁽³⁾ / Capitalización Total ⁽⁴⁾	15,8%	18,7%	17,5%	16,0%	17,2%
Deuda Financiera Neta ⁽⁵⁾ / Capitalización Total ⁽⁴⁾	4,6%	7,5%	8,2%	7,7%	9,0%
EBITDA Ajustado ⁽²⁾ / Cargo por Intereses ⁽⁶⁾	10,9x	12,0x	13,7x	14,3x	12,1x

⁽¹⁾ Refleja el último período de 6 meses terminados al 30 de junio de 2018 o 2019, cuando resulte aplicable

⁽²⁾ Para la definición del EBITDA Ajustado y una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado, véase “— Medidas no preparadas conforme a los PCGA.”

⁽³⁾ La deuda financiera total comprende el capital y los intereses devengados e impagos a la fecha correspondiente respecto de la deuda financiera a corto y largo plazo.

⁽⁴⁾ La capitalización total comprende la deuda financiera a corto y largo plazo y el patrimonio.

⁽⁵⁾ La deuda financiera neta comprende el capital y los intereses devengados e impagos a la fecha correspondiente en relación con la deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones a corto plazo.

⁽⁶⁾ El cargo por intereses comprende el cargo por intereses para el período correspondiente en relación con la deuda financiera a corto y largo plazo, sobre una base anual.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018	2019
Información Operativa:					
Producción					
Petróleo (mmbbl/d).....	108,4	105,7	110,2	109,8	113,1
Gas (mmcf/d) ⁽¹⁾	748,3	700,1	677,0	685,6	656,6
GLP (mmbbl/d).....	0,9	—	—	—	—
Total (mboe/d) ⁽²⁾	238,4	226,4	226,9	228,0	226,3
Reservas Probadas⁽³⁾					
Petróleo (mmbbl).....	973,2	977,0	1.030,4	N/A	N/A
Gas (bcf).....	3.412,1	3.390,5	3.243,4	N/A	N/A
Total (mmboe) ⁽²⁾	1.561,4	1.561,6	1.589,7	N/A	N/A

⁽¹⁾ El promedio de producción diario neto de gas no incluye gas producido y reinyectado en los reservorios, consumido como combustible en relación con las operaciones y plantas de procesamiento.

⁽²⁾ En base a una tasa de conversión de un barril de petróleo a 5.800 cf de gas.

⁽³⁾ La información sobre reservas se calcula sobre una base anualizada.

b) Indicadores financieros

No aplica, dado que Pan American no es la emisora de las Obligaciones Negociables.

c) Capitalización y endeudamiento

Para esta información véase “*Liquidez y Recursos de Capital*” en este Prospecto.

d) Capital social

Para esta información véase “*Estructura del Emisor y su grupo económico*” en este Prospecto.

e) 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 Pan American.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

Panorama General

Históricamente Pan American ha operado en Argentina, pero también tiene operaciones en países de América Latina, principalmente en Bolivia y México. Pan American posee participaciones en trece bloques de producción de petróleo y gas en Argentina, derechos contractuales con respecto a un bloque de producción en Bolivia y un bloque de producción en México. En 2017, aproximadamente el 95% de la producción de petróleo y el 79% de la producción de gas de la Compañía derivaba de operaciones en Argentina, y el resto de Bolivia. Además de sus participaciones en los bloques de producción, Pan American tiene participaciones en siete bloques de exploración en Argentina, y recientemente, se le adjudicaron derechos contractuales con respecto a dos bloques en México. A la fecha de este Prospecto, la superficie de exploración neta de la Compañía asciende a aproximadamente 11,1 mil km², de las cuales sustancialmente la totalidad se encuentra ubicada en Argentina.

Presentación de Información Financiera

El siguiente análisis se basa en los Estados Financieros de Pan American, los cuales fueron confeccionados en dólares estadounidenses y de conformidad con los PCGA de Estados Unidos.

Debido a la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal el 1 de abril de 2018, actualmente la Compañía desarrolla su negocio principalmente conforme a los siguientes segmentos: (i) segmento de *upstream*, que consiste principalmente en la actividad de exploración y producción; y (ii) segmento de *downstream*, que consiste principalmente en las actividades de refinación, distribución y comercialización.

Si bien la transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal tuvo lugar el 1 de abril de 2018, los Estados Financieros Intermedios Combinados No Auditados de Pan American incluidos en el Prospecto presentan la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo combinados de Pan American y Axion Argentina al 31 de diciembre de 2017 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018, pues al 17 de diciembre de 2017 las entidades estaban bajo control común.

El 26 de octubre de 2018, los accionistas de Pan American aprobaron el cambio de domicilio de Pan American del Estado de Delaware al Reino de España. En consecuencia, Pan American continuará actuando bajo el tipo de Sociedad Limitada de acuerdo con las leyes del Reino de España como Pan American Energy, S.L. Bajo las leyes de Delaware y del Reino de España, Pan American Energy, S.L. se considera la misma entidad que Pan American y, en consecuencia, el cambio de domicilio no afecta sus obligaciones y responsabilidades. Dicho cambio de domicilio se hizo efectivo el 15 de noviembre de 2018. Como resultado del cambio de domicilio, Pan American cambió su nombre a Pan American Energy, S.L. y actualmente se encuentra constituida como una sociedad limitada bajo las leyes del Reino de España.

1. Resultados operativos de Pan American

Comparación de los Resultados de las Operaciones

Período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 en comparación con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018

Introducción

El siguiente cuadro presenta los resultados de las operaciones de la Compañía seleccionados para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 y 2018:

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de ⁽¹⁾		Variación	
	2018	2019		
Ventas y otros ingresos operativos	2.677,2	2.371,3	(305,9)	(11,4)%
Ingresos por intereses	17,6	23,3	5,7	32,4%
Otros ingresos	28,8	15	(13,8)	(47,9)%
Total de ingresos y otras ganancias	2.723,6	2.409,6	(314,0)	(11,5)%
Gastos operativos	(530,9)	(507,5)	23,40	(4,4)%
Gastos de transporte	(23,6)	(26,4)	(2,80)	11,9%
Cargas sobre la producción bruta	(329,5)	(289,2)	40,30	(12,2)%
Compras de petróleo crudo y productos	(513,6)	(474)	39,60	(7,7)%
Gastos de comercialización, generales y administrativos	(143,5)	(133,5)	10,00	(7,0)%
Gastos de exploración de hidrocarburos	(14,2)	(17,4)	(3,20)	22,5%
Impuestos distintos del impuesto a las ganancias	(83,9)	(80,5)	3,40	(4,1)%
Depreciación, agotamiento y amortización	(450,5)	(460,5)	(10,00)	2,2%
Cargo por intereses ⁽²⁾	(73,4)	(70,9)	2,50	(3,4)%
Otros resultados financieros	45,6	(33,9)	(79,50)	174,3%
Otros gastos, neto	(7,5)	(27,6)	(20,10)	268,0%
Total costos y gastos	(2.124,9)	(2.121,4)	3,50	(0,2)%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	598,7	288,2	(310,50)	(51,9)%
Impuesto a las ganancias	(134,1)	(173,1)	39,00	29,1%
Resultado neto	464,6	115	(349,60)	(75,2)%
(Menos resultado neto) más pérdida neta atribuible a subsidiarias no controladas	(2,5)	(1,5)	1,00	(40,0)%
Resultado integral	462,1	115,1	-348,60	(75,4)%
Otras pérdidas integrales, neto del impuesto a las ganancias	(0,1)	0,1	0,20	(200,0)%
Resultado neto atribuible a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias	462	113,6	-348,30	(75,4)%

⁽¹⁾ Se presenta la condición financiera y los resultados consolidados de las operaciones de Pan American y Axion Argentina.

⁽²⁾ Los gastos por intereses comprenden a los gastos por intereses del período relevante respecto al endeudamiento financiero a corto y largo plazo.

Nuestros resultados por las operaciones por los seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 son comparables con nuestros resultados por los seis meses finalizados el 30 de junio de 2018, porque nuestros

resultados por las operaciones por los seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 incluyen el resultado combinado de Pan American y Axion Argentina por todo ese período.

Los principales factores que afectaron los resultados de las operaciones de Pan American para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018 fueron los siguientes:

- La disminución en la demanda local de petróleo y gas que, en el caso del petróleo crudo, Pan American logró canalizar a exportaciones de petróleo.
- Durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018, el peso se depreció un 11% contra el dólar estadounidense, de Ps.37,70 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2018 a Ps.42,46 por US\$1,00 al 30 de junio de 2019. Durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018, el peso se depreció un 35% contra el dólar estadounidense, de Ps.18,7742 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2017 a Ps.28,8617 por US\$1,00 al 30 de junio de 2018. Los costos expresados en dólares no han reflejado una disminución significativa durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019 comparado con los seis meses finalizados al 30 de junio de 2018 dado que el incremento de los costos en pesos entre ambos períodos fue similar a la tasa de depreciación del peso. El tipo de cambio promedio durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019 fue de Ps.41,53 por US\$1,00 en comparación con Ps.21,88 por US\$1,00 durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018, equivalente a una variación del 90%.
- El IPM argentino aumentó un 20,7% en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018, comparado con un incremento de 30,3% durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019.
- La producción de petróleo de Pan American aumentó un 3,6% de 109,2 mbb/d en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a 113,1 mbb/d en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.
- Los precios de venta de petróleo promedio aumentaron un 19%, desde US\$62,49 por bbl en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$63,7 por bbl en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019.
- La producción de gas disminuyó 0,64%, de 783 mmcf/d en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a 778 mmcf/d en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019.
- El precio promedio del gas disminuyó un 14,8%, de US\$4,48 por mcf en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$3,90 por mcf en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019, principalmente debido al incremento en dólares estadounidenses de los precios del gas natural argentino.

Ingresos y otros ingresos

El total de ingresos y otras ganancias de Pan American disminuyó un 11%, de US\$2,724 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$2,410 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. De los US\$314 millones de diferencia US\$82 millones provienen de las actividades de *downstream* como consecuencia de la disminución de los precios de los productos refinados en términos de dólar en Argentina y US\$228 como consecuencia principalmente de las operaciones de *upstream* por las ventas de petróleo que disminuyeron US\$177 millones (de US\$576 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$399 por el período finalizado el 30 de junio de 2019), como consecuencia de una circunstancial disminución del volumen exportado de petróleo, menores precios de exportación de un 4%, la reimplantación de las retenciones a las exportaciones en la Argentina en la última parte del año 2018 y un 12% por la disminución de las ventas de gas natural (US\$65 millones) como consecuencia principalmente de menores precios en dólares en Argentina.

Gastos operativos

Los gastos operativos decrecieron un 4%, de US\$531 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$508,0 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Los gastos operativos por boe de las actividades de *upstream* en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019

promediaron US\$9,4 por boe en comparación con US\$9,1 por boe en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018.

Gastos de transporte

Los gastos de transporte aumentaron un 12%, de US\$23,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$26,4 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019, principalmente debido al incremento en los volúmenes transportados y en los costos.

Regalías

Las regalías disminuyeron un 12%, de US\$329,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$289,2 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Esta reducción se debe principalmente a la disminución en el precio en dólares del petróleo y gas principalmente en Argentina.

Compras de petróleo crudo y productos

Las compras de petróleo y productos disminuyeron un 8%, de US\$513,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$474,0 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Esa disminución es principalmente atribuible a la disminución de los precios de petróleo.

Gastos de comercialización, generales y administrativos

Los gastos de comercialización, generales y administrativos de Pan American disminuyeron un 7%, de US\$143,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$133,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019, principalmente debido a los ahorros obtenidos a través de la integración de las actividades de *downstream* en Argentina a partir del 1 de abril de 2018 en la Sucursal.

Gastos de exploración de hidrocarburos

Los gastos de exploración de hidrocarburos se incrementaron un 22%, de US\$14,2 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$17,4 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Durante el primer semestre del 2018 los gastos estuvieron mayormente relacionados a las actividades y estudios sísmicos en Argentina, en cambio durante el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019 la mayoría de los gastos fueron relacionados con los dos pozos secos de exploración en México.

Otros impuestos excepto impuesto a las ganancias

Los impuestos distintos del impuesto a las ganancias incluyen, principalmente, impuestos a los ingresos brutos, impuesto a los débitos y créditos bancarios, derechos de exportación y otros impuestos que, en términos generales, se basan en los montos facturados o los montos totales debitados y acreditados en cuentas bancarias. Estos impuestos disminuyeron un 4%, de US\$83,9 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$80,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019.

Depreciación, agotamiento y amortización

Los costos de depreciación, agotamiento y amortización aumentaron un 2%, de US\$450,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$460,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019 principalmente debido al incremento en la producción.

Cargo a intereses

El cargo por intereses disminuyó en un 3%, de US\$73,4 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$70,9 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Esta disminución se debió principalmente a un menor costo promedio del saldo de la deuda al 30 de junio de 2019 con respecto al 30 de junio de 2018 como consecuencia de la menor proporción de deuda denominada en pesos, teniendo en cuenta que la deuda denominada en pesos argentinos de Pan American tenía tasas de interés

que, en promedio, eran aproximadamente entre cuatro y cinco veces superiores a la tasa de interés promedio de la deuda denominada en dólares estadounidenses. Nótese también que la ganancia por conversión de la deuda denominada en pesos se incluye en “Otros resultados financieros”.

Otros resultados financieros

El rubro otros resultados financieros pasaron de una ganancia de US\$45,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a una pérdida de US\$33,9 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Otros resultados financieros incluyen el efecto combinado de: (a) la ganancia por conversión a dólares estadounidenses de saldos de activos y pasivos denominados en pesos, que disminuyó de US\$88,7 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a una pérdida de US\$10,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019, principalmente debido a la menor depreciación del peso argentino frente al dólar estadounidense y el cambio de la posición monetaria denominada en pesos; y (b) menores pérdidas netas por valuación de mercado de inversiones (básicamente bonos argentinos) en concepto de gastos de acreción, amortización de costos de emisión de deuda y otros, de US\$43,1 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$23,3 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019.

Otros gastos

El rubro otros gastos, neto pasó de una pérdida de US\$7,5 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a una mayor pérdida de US\$27,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Estos gastos corresponden principalmente a pérdidas por activos obsoletos y ventas de materiales o activos fijos, costos relacionados con planes jubilatorios, provisiones (incluyendo previsión por deudores incobrables), desarrollo comercial, servicios de asesoramiento y otros.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, aumentó un 35%, de US\$134,1 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$173,1 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019. Este incremento fue el resultante de una mayor alícuota efectiva estimada del impuesto a las ganancias de 22% en 2018 a 60% en 2019, principalmente debido a la menor depreciación que sufrió el peso frente al dólar estadounidense en 2019 respecto a 2018 y el efecto del ajuste integral por inflación del impuesto a las ganancias en Argentina que Pan American estimó (basado en la normativa vigente) y que será aplicable para el año fiscal 2019 por primera vez en más de 25 años en el país. La fluctuación entre peso/dólar tiene un impacto en el pago de impuesto a las ganancias (el cual es calculado en base a un balance impositivo denominado en pesos).

Resultado neto

El resultado neto de Pan American disminuyó en US\$349,6 millones o un 75% de US\$464,6 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2018 a US\$115,0 millones en el primer semestre finalizado el 30 de junio de 2019, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Introducción

El siguiente cuadro presenta los resultados de las operaciones de la Compañía seleccionados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación	
	2017	2018		
	<i>(en millones de dólares, excepto porcentajes)</i>			
Ventas y otros ingresos operativos.....	3.141,0	5.324,3	2.183,3	69,5%
Ingresos por intereses.....	33,4	33,0	(0,4)	(1,2)%
Otros ingresos	40,7	24,0	(16,7)	(41,0)%
Total de ingresos y otras ganancias	3.215,1	5.381,3	2.166,2	(67,4)%

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	2018	Variación	
	<i>(en millones de dólares, excepto porcentajes)</i>			
Costos y gastos				
Gastos operativos	(908,3)	(1.113,6)	(205,3)	22,6%
Gastos de transporte	(44,4)	(45,6)	(1,2)	2,7%
Cargas sobre la producción bruta	(527,5)	(643,8)	(116,3)	22,0%
Compras de petróleo crudo, gas natural y productos	(64,3)	(1.105,1)	(1.040,8)	1.618,7%
Gastos de comercialización, generales y administrativos	(37,9)	(280,6)	(242,7)	640,4%
Gastos de exploración de hidrocarburos	(4,6)	(14,3)	(9,7)	210,9%
Impuestos distintos del impuesto a las ganancias....	(115,7)	(154,9)	(39,2)	33,9%
Depreciación, agotamiento y amortización	(796,4)	(905,7)	(109,3)	13,7%
Cargo por intereses.....	(120,2)	(144,9)	(24,7)	20,5%
Otros resultados financieros, neto	15,7	(26,2)	(41,9)	(66,9)%
Otros gastos, neto.....	(32,4)	(23,2)	9,2	(28,4)%
Total costos y gastos	(2.636,1)	(4.457,9)	(1.821,8)	
Resultado antes de impuesto a las ganancias.....	579,1	923,4	344,3	59,5%
Impuesto a las ganancias	(249,8)	(115,1)	134,7	(53,9)%
Resultado neto.....	329,3	808,3	479,0	144,5%
Otros resultados integrales, neto de impuesto a las ganancias...	0,1	(3,1)	(3,2)	(3.000)%
Resultado integral	329,4	805,2	475,8	144,4%
Más pérdidas integrales atribuibles a participaciones no controlantes en subsidiarias.....	1,5	1,8	0,3	20,0%
Resultado integral total atribuible a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias.....	330,9	807,0	476,1	143,9%

Los principales factores que afectaron los resultados de las operaciones de Pan American del ejercicio 2018 en comparación con 2017 fueron los siguientes:

- Las operaciones de Pan American en 2018 incluyen las operaciones de *downstream* del ejercicio completo (mientras que en el ejercicio 2017 solo incluyen medio mes de operaciones de *downstream*, las cuales comenzaron el 16 de diciembre de 2017).
- Durante 2018 y 2017, Pan American recibió US\$8 millones y US\$204 millones, respectivamente, de los siguientes programas: Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo y el Programa de Estímulo al Gas Natural. Véase “*Información sobre la Emisora—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina—El período de emergencia*”
- El PBI real de Argentina se contrajo un 2,5% en 2018 comparado con un incremento de 2,7% en 2017, generando una disminución en la demanda local de petróleo y gas y productos refinados.
- En 2018, el peso se depreció un 50% contra el dólar estadounidense, de Ps.18,7742 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2017 a Ps.37,70 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2018. El tipo de cambio promedio en 2018 fue de Ps.28,04 por US\$1,00 en comparación con Ps.16,69 por US\$1,00 en 2017, lo que representa una variación del 68%.
- El IPM argentino aumentó un 47,6% en 2018. El incremento en los costos en pesos de la industria del petróleo suele ser similar a la variación del IPM argentino.
- La producción de petróleo de Pan American incrementó un 4%, de 106 mbbbl/d en 2017 a 110 mbbbl/d en 2018.
- Los precios de venta de petróleo promedio aumentaron un 28%, de US\$48,94 por bbl en 2017 a US\$62,78 por bbl en 2018.

- La producción de gas disminuyó un 4%, de 816 mmcf/d en 2017 a 784 mmcf/d en 2018.
- El precio promedio del gas aumentó un 28%, de US\$3,456 por mcf en 2017 a US\$4,42 por mcf en 2018 principalmente debido al incremento en dólares estadounidenses de los precios del gas natural argentino.
- Total de ingresos y otras ganancias

El total de ingresos y otras ganancias de Pan American aumentó un 67% de US\$3,2 mil millones en 2017 a US\$5,4 mil millones en 2018. La diferencia obedece principalmente a dos motivos: (i) los ingresos por actividades de *downstream* que ascendieron a US\$3,0 mil millones en 2018 frente a US\$0,1 mil millones en 2017 y (ii) la caída de las ventas de petróleo a terceros de las actividades de *upstream* de US\$1,9 mil millones en 2017 a US\$1,2 mil millones en 2018, fundamentalmente, debido a que el procesamiento interno de petróleo crudo en la refinería de Campana comenzó el 16 de diciembre de 2017. La reducción en los ingresos de programas de incentivo del gobierno que ascendían a US\$8 millones y US\$204 millones, en 2018 y 2017, respectivamente, se vio compensada por el incremento en los precios del gas natural.

Gastos operativos

Los gastos operativos aumentaron un 22,6% de US\$908,3 millones en 2017 a US\$1,1 mil millones en 2018, principalmente debido a la estabilidad relativa de los gastos operativos de las actividades de *upstream* que fueron del orden de US\$900 millones en ambos ejercicios y al incremento en los gastos operativos de las actividades de *downstream* de US\$6 millones en 2017 a US\$211 millones en 2018. La estabilidad de los gastos operativos correspondientes a la producción total y a las actividades de *upstream* en ambos ejercicios se ve reflejada en la estabilidad de los gastos operativos por boe, los que promediaron US\$10 por boe en 2017 y 2018.

Gastos de transporte

Los gastos de transporte se mantuvieron estables, incrementando un 2,7% de US\$44,4 millones en 2017 a US\$45,6 millones en 2018.

Cargas sobre la producción bruta

Las cargas sobre la producción bruta de Pan American aumentaron 22%, de US\$527,5 millones en 2017 a US\$643,8 millones en 2018. Este incremento se debe principalmente al aumento de los precios del petróleo y del gas natural.

Gastos de exploración de hidrocarburos

Los gastos de exploración de hidrocarburos de Pan American, que incluyen los pozos secos de exploración, aumentaron de US\$4,6 millones en 2017 a US\$14,3 millones en 2018. El monto registrado en 2018 obedece principalmente a la actividad sísmica en Meseta Cerón Chico, mientras que el monto registrado en 2017 se debe principalmente a la incorporación de un nuevo pozo seco de exploración en el área San Roque de la Cuenca Neuquina de Argentina.

Gastos de comercialización, generales y administrativos

Los gastos de comercialización, generales y administrativos de Pan American aumentaron de US\$38,0 millones en 2017 a US\$280,6 millones en 2018. El incremento obedece, en mayor parte, a un aumento en los gastos de las actividades de *downstream* de US\$14 millones en 2017 a US\$258 millones en 2018, básicamente relacionados con gastos de comercialización derivados de los esfuerzos de venta en la red de estaciones de servicio y otros canales a través de los que se comercializan combustibles refinados (clientes mayoristas, sectores de aviación y marítimo, e industrias), como también con la comercialización de lubricantes y químicos. Los gastos de comercialización, generales y administrativos de las actividades de *upstream* y todos los demás gastos de comercialización, generales y administrativos disminuyeron un 7% de US\$24,4 millones en 2017 a US\$22,6 millones en 2018.

Impuestos distintos del impuesto a las ganancias, incluidos derechos de exportación

Los impuestos distintos del impuesto a las ganancias incluyen, principalmente, impuestos a los ingresos brutos, impuesto a los débitos y créditos bancarios, impuestos a las transacciones, derechos de exportación y otros impuestos que, en términos generales, se basan en los montos facturados o los montos totales debitados y acreditados en cuentas bancarias. Estos impuestos aumentaron en un 33,9%, de US\$115,7 millones en 2017 a US\$154,9 millones en 2018, principalmente como consecuencia de un incremento en las operaciones de *downstream* en 2018.

Depreciación, agotamiento y amortización

Los costos de depreciación, agotamiento y amortización incrementaron un 13,7% de US\$796,4 millones en 2017 a US\$905,7 millones en 2018. Este incremento obedeció fundamentalmente a los siguientes factores: a) un aumento en los gastos de las operaciones de *downstream* de US\$3 millones en 2017 a US\$81 millones en 2018 y b) un aumento del 4% en los gastos de las operaciones de *upstream* de US\$793 millones en 2017 a US\$825 millones en 2018.

Cargo por intereses

El cargo por intereses incrementó un 20,5% de US\$120,2 millones en 2017 a US\$144,9 millones en 2018. Este incremento obedeció principalmente al aumento de la deuda pendiente promedio en 2018 y 2017, consecuencia de la inclusión de la deuda de Axion en Pan American a partir del 16 de diciembre de 2017. A su vez, la Compañía siguió reduciendo la proporción de deuda denominada en pesos argentinos, cuyas tasas de interés eran, en promedio, entre tres y cuatro veces más altas que las tasas de interés promedio de la deuda denominada en dólares estadounidenses. La ganancia por conversión a dólares de la deuda denominada en pesos se expone en el rubro "Otros resultados financieros".

Otros resultados financieros

El rubro Otros resultados financieros disminuyó de una ganancia de US\$15,7 millones en 2017 a una pérdida de US\$26,2 millones en 2018. El rubro Otros resultados financieros incluye el efecto combinado de los siguientes factores: (a) la ganancia por conversión a dólares estadounidenses de saldos de activos y pasivos denominados en pesos, producto de la desvalorización del peso argentino frente al dólar sobre pasivos monetarios netos en Argentina, (b) los resultados de inversiones ajustadas a valor de mercado (básicamente bonos argentinos) y (c) pérdidas en concepto de gastos de acreción, amortización de costos de emisión de deuda y otros.

Otros gastos, neto

El rubro Otros gastos, neto disminuyó un 28,4% de US\$32,4 millones en 2017 a US\$23,2 millones en 2018. Estos gastos corresponden principalmente a costos relacionados con planes jubilatorios, regalías y otros.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, disminuyó un 53,9% de US\$249,8 millones en 2017 a US\$115,1 millones en 2018. Esta disminución obedeció principalmente a una menor ganancia imponible generada por las operaciones en Argentina, debido al efecto de la depreciación del peso. Por consiguiente, la alícuota efectiva del impuesto a las ganancias se redujo del 43,1% en 2017 al 12,5% en 2018.

Resultado neto

El resultado neto de Pan American se incrementó en US\$476,1 millones, o 143,9%, de US\$330,9 millones en 2017 a US\$807,0 millones en 2018, como consecuencia de las variaciones descritas anteriormente.

Principales políticas y estimaciones financieras

A continuación se exponen las principales políticas financieras de Pan American que son aquellas que requieren que Pan American ejerza su criterio con mayor atención dado el grado de complejidad en su aplicación, en vista de que actualmente afectan la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de Pan American. La confección de los estados financieros de conformidad con los PCGA de Estados

Unidos requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan los montos del activo, pasivo, ingresos y gastos informados. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

La confección de los estados financieros consolidados de conformidad con los PCGA de Estados Unidos requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan los montos del activo y el pasivo informados y la información de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados y los montos de ingresos y gastos informados durante el período que se informa. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones. Entre los rubros significativos sujetos a dichas estimaciones y presunciones se incluye la vida útil de activos fijos, revisión para deterioro y su cálculo, provisiones por incobrables, activos y pasivos por impuestos diferidos, reservas para planes y otros beneficios post-jubilatorios, obligaciones de retiro de activos, incertidumbres sobre impuesto a las ganancias y otras contingencias.

Estimaciones de reservas de gas y petróleo

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 Pan American, 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 líquidos de gas natural 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 Pan American 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, 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

Pan American aplica el Tópico ASC 360-10 “Deterioro o Enajenación de Activos a Largo Plazo”, que aborda el reconocimiento y medición de pérdidas por deterioro de activos a largo plazo, entre ellos activos de petróleo y gas registrados bajo el método de los esfuerzos exitosos y ciertos intangibles identificables a ser mantenidos y empleados o enajenados. Pan American realiza una revisión del deterioro de los activos de petróleo y gas probadas bloque por bloque cuando las circunstancias sugieren que existe necesidad de tal revisión. Para cada bloque respecto del cual se determina que ha habido un deterioro, se reconoce una pérdida por deterioro igual a la diferencia entre el valor contable del bloque y su valor razonable. Se estima que el valor razonable por bloque es el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados computados aplicando los precios de petróleo y gas futuros estimados y otros ingresos operativos, según lo determinado por la gerencia, a la producción futura estimada de petróleo y gas durante la vida útil económica de las reservas y neteando de dichos montos aquellos relacionados con gastos operativos y de transporte, gastos de capital, cargas sobre la producción bruta e impuestos. Pan American agrupa y evalúa otra propiedad, planta y equipos a efectos del deterioro en base a la capacidad de identificar los flujos de efectivo separados generados a partir de ellos.

Depreciación, agotamiento y amortización (DA&A)

El agotamiento de los recursos de gas y petróleo, la depreciación de costos de perforación y desarrollo, y depreciación de equipos tangibles son reconocidos utilizando el método de unidades de producción. La depreciación del resto de bienes de uso se computa sobre una base de línea recta a lo largo de la vida útil económica estimada de cada bien.

Abandono de pozos e instalaciones en los yacimientos

Pan American aplica el Tópico ASC 410-20, “Obligaciones por Retiro de Activos”, que exige registrar el valor razonable de una 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 flujo de efectivo futuro estimado subyacente a la obligación. El activo es depreciado a lo largo de la vida útil remanente del bien tangible relacionado.

Procedimientos legales

Pan American se encuentra en general sujeta a reclamos de terceros y a reclamos laborales originados en el curso habitual de los negocios. 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 los cambios en los montos que deben ser devengados y/o informados. Este análisis incluye procedimientos judiciales en curso contra Pan American y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la dirección, Pan American 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.

Instrumentos derivados y actividades de cobertura

Ocasionalmente, Pan American emplea instrumentos financieros derivados tales como opciones, pases y otros, para mitigar el impacto de cambios en las tasas de interés y tipos de cambio. Pan American registra los instrumentos derivados y actividades de cobertura bajo el Tópico ASC 815 “Derivados y Cobertura”. Pan American reconoce todos los instrumentos derivados como activos o pasivos en el balance a sus respectivos valores razonables. Para derivados designados en relaciones de cobertura, las variaciones en el valor razonable se compensan a través de ganancias contra la variación en el valor razonable del ítem cubierto atribuible al riesgo que se cubre o se reconocen en otros resultados integrales acumulados, en la medida que el derivado sea efectivo al compensar las variaciones en los flujos de efectivo cubiertos hasta que el ítem cubierto afecte las ganancias. Para instrumentos derivados designados y que califican como parte de una relación de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de la ganancia o pérdida sobre el derivado se registra como un componente de otro resultado integral y se reclasifica en ganancias en el o los mismos períodos durante los cuales la operación cubierta afecta las ganancias. Las ganancias y pérdidas sobre los derivados que representen ineficacia de cobertura o componentes de cobertura excluidos de la determinación de efectividad se reconocen en ganancias corrientes.

Pozos exploratorios secos

Pan American sigue el método contable de “esfuerzos exitosos”. Los costos de adquisición de propiedades, pozos exploratorios exitosos, todos los costos de desarrollo (incluyendo dióxido de carbono y ciertos otros materiales inyectados que benefician la producción a lo largo de muchos años en proyectos de recuperación mejorados) y equipos y facilidades de soporte son capitalizados. Los pozos exploratorios no exitosos se imputan como gasto cuando se determina que no son productivos. Los costos de producción, gastos relacionados con costos generales y todos los costos de exploración distintos de los costos exploratorios de adquisición y perforación se imputan a resultados cuando se incurren. La Compañía aplica el Tópico ASC 932-360 que permite la capitalización continua de los costos de pozos exploratorios más allá de un año si: (a) el pozo cuenta con una cantidad suficiente de reservas para justificar su terminación como un pozo productivo y (b) la entidad está avanzando de manera suficiente calculando las reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto. La porción de los costos de propiedades de petróleo y gas no probadas estimadas como no productivas se imputa a gastos.

Nuevos Pronunciamientos Contables

ASC Tema 606, “Ingresos de contratos con clientes”

En mayo de 2014, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad modificó la Codificación de Normas Contables (ASC por su sigla en inglés) y emitió una nueva norma contable, el Tema 606, “Ingresos de contratos con clientes”, para aclarar los principios de reconocimiento de ingresos. El principio básico de la nueva norma es que la entidad debe reconocer los ingresos para representar la transferencia de los bienes

o servicios a los clientes por un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. La norma requiere asimismo mejor información provisoria y anual que permita a los usuarios de los estados contables comprender mejor la naturaleza, el monto, la oportunidad y la incertidumbre de los ingresos y flujos de fondos provenientes de los contratos con clientes. Se ha adoptado esta norma para el período anual iniciado después del 15 de diciembre de 2017 en forma retroactiva con un ajuste de efecto acumulado en los resultados no asignados y eso no modificó significativamente el monto ni la oportunidad de los ingresos reconocidos, ni tuvo un efecto significativo sobre la situación patrimonial. La mayoría de los ingresos provienen de la venta de petróleo y gas. Estos ingresos se basan en gran medida en los precios de mercado de los productos vendidos, que representan la contraprestación que se puede asignar específicamente a los productos que se venden en un determinado día, y la compañía reconoce esos ingresos al momento de la entrega y transferencia de titularidad sobre los productos a los clientes. El momento en el que ocurre la transferencia de titularidad ocurre en el punto en el que el control de los productos se transfiere a los clientes y cuando se ha cumplido la obligación contraída con los clientes. La norma resulta aplicable para los períodos de información intermedios iniciados después del 15 de diciembre de 2018.

ASC Subtema 825-10, "Instrumentos financieros - General"

En enero de 2016, las disposiciones del Subtema 825-10 de la ASC, "Instrumentos financieros - General", se modificaron para mejorar el modelo de información para instrumentos financieros con relación a determinados aspectos de reconocimiento, medición, presentación y exposición. Estas disposiciones rigen para los períodos de información anual iniciados después del 15 de diciembre de 2018 y los períodos intermedios dentro de los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2019. La norma se debe aplicar con un ajuste de efecto acumulativo al Estado de Situación Financiera al inicio del ejercicio fiscal en el que se adopta. La Compañía evalúa en la actualidad el efecto que tendrá la adopción de esta norma sobre los estados financieros y la presentación de información.

ASC Tema 842, "Arrendamientos"

En febrero de 2016, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad modificó la ASC y emitió una nueva norma contable, el Tema 843, "Arrendamientos", para aumentar la transparencia y comparabilidad entre organizaciones mediante el reconocimiento de activos y pasivos de arrendamiento en el Estado de Situación Financiera y la divulgación de información clave acerca de las condiciones del arrendamiento. La nueva norma rige para compañías privadas y los períodos de información anual que comiencen después del 15 de diciembre de 2019 y los períodos intermedios de información dentro de los períodos fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2020, y se permite la adopción anticipada. La Compañía evalúa en la actualidad el efecto que tendrá la adopción de esta norma sobre los estados financieros y la presentación de información.

ASU 2016-13, "Medición de pérdidas de crédito por instrumentos financieros"

En junio de 2016, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad emitió la norma ASU N.º 2016-13, "Medición de pérdidas de crédito por instrumentos financieros" (ASU N.º 2016-13), que establece el modelo de pérdida de crédito esperada actual, un nuevo modelo de previsión de deterioro para determinados instrumentos financieros en base a las pérdidas esperadas en lugar de las pérdidas incurridas. La norma ASU rige para períodos anuales que comiencen después del 15 de diciembre de 2020, y se permite la adopción anticipada de la norma. Las entidades deben adoptar la norma ASU N.º 2016-13 aplicando un enfoque retrospectivo modificado, sujeto a determinadas excepciones. La Compañía evalúa en la actualidad el impacto de la adopción de esta norma ASU.

ASU 2016-15, "Estado de flujo de efectivo (Tema 230)"

Clasificación de determinados recibos y pagos en efectivo. Esta norma aclara cómo se presentan y clasifican determinados recibos y pagos en efectivo en el estado de flujo de efectivo. Esta norma ASU rige para períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2018 y se debe adoptar con un enfoque retrospectivo, de ser posible, y se permite la adopción anticipada. La Compañía evalúa en la actualidad el impacto de la adopción de esta norma ASU.

ASU 2016-18, "Estado de flujo de efectivo (Tema 230)"

Efectivo restringido. Esta norma requiere que la entidad explique los cambios en el total de efectivo, equivalentes de efectivo, efectivo restringido y equivalentes de efectivo restringidos en el estado de flujo de efectivo y que proporcione una conciliación de los totales en ese estado con los rubros relacionados en el estado de situación financiera cuando el efectivo, equivalentes de efectivo, efectivo restringido y equivalentes de efectivo restringidos estén presentes en más de un rubro del estado de situación financiera. Esta norma ASU rige para períodos anuales que comiencen después del 15 de diciembre de 2018. La Compañía evalúa en la actualidad el impacto de la adopción de esta norma ASU.

2. Liquidez y Recursos de Capital de Pan American

Las principales fuentes de liquidez de Pan American son el efectivo generado por sus operaciones y el efectivo generado por varias fuentes de financiación, entre ellas bancos comerciales locales e internacionales, a través de los mercados de capitales locales e internacionales y organizaciones multilaterales. Pan American requiere fondeo principalmente para financiar sus requerimientos de gastos de capital y para cancelar sus obligaciones de deuda a su vencimiento. Pan American generalmente mantiene ciertos saldos de efectivo, equivalentes de efectivo e inversiones del mercado a corto plazo para garantizar la continuidad y flexibilidad con respecto a su programa de gastos de capital.

Gastos de capital

Los principales requerimientos de capital de Pan American para el negocio de *upstream* surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas y yacimientos existentes, la exploración de nuevas reservas y la adquisición de participaciones en bloques de exploración y producción. Mediante el uso de tecnología de punta relacionada con la interpretación geológica y geofísica sísmica 3D, Pan American puede identificar nuevas oportunidades para la perforación de reservorios nuevos, reduciendo así el riesgo de perforar pozos secos, mediante el uso del sistema integrado de interpretación geológica y geofísica.

Los principales requerimientos de capital de Pan American para el negocio de *downstream* surgen de erogaciones relacionadas con el proyecto de ampliación de la refinería, el cual incrementará la producción de la misma y le permitirá a Pan American incrementar la producción de gasoil y nafta, en consonancia con el crecimiento previsto de la demanda de ambos productos, y en línea también con la estrategia de marketing.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, el total de altas de activos fijos de Pan American ascendió a US\$934,3 millones, US\$1.286,1 millones y US\$1.474,1 millones, respectivamente, de los cuales US\$915,7 millones, US\$1.249,4 millones y US\$1.154,4 millones, respectivamente, se invirtieron en actividades de exploración, explotación y producción (incluyendo adquisición de propiedades). Tales inversiones incluyeron US\$877,6 millones, US\$1.145,8 millones y US\$1.117,8 millones, respectivamente, en Argentina, y US\$38,1 millones, US\$103,6 millones y US\$36,6 millones, respectivamente, en Bolivia y México durante esos períodos. Durante los primeros seis meses de los períodos finalizados el 30 de junio de 2018 y 2019, el total de altas de activos fijos de Pan American ascendió a US\$742,1 millones y US\$733,5 millones, respectivamente. Tales inversiones incluyeron US\$640,2 millones y US\$726,9 millones, respectivamente, en Argentina, y US\$15,2 millones, US\$93,3 millones y US\$15,2 millones, respectivamente, en Bolivia y México durante esos períodos.

De acuerdo con el plan de gastos de capital de Pan American vigente en la fecha de este Prospecto, Pan American espera realizar gastos de capital en 2018 por aproximadamente US\$1,6 mil millones, de los cuales aproximadamente US\$1,3 mil millones serán invertidos en el negocio de *upstream* y aproximadamente US\$0,3 mil millones en el negocio de *downstream*, incluyendo la expansión y mejoras de la refinería de Campana. El plan de gastos de capital está sujeto a cambios.

Flujos de Efectivo de Pan American

El siguiente cuadro muestra los flujos de efectivo de Pan American para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2016	2017	2018	2018 ⁽¹⁾	2019
	<i>(en millones de US\$)</i>				
Efectivo generado por (aplicado a)					
Actividades operativas..	1.056,3	863,2	1430,3	786,4	742,6
Actividades de inversión.....	(745,0)	(820,2)	(780,0)	(365,6)	(787,7)
Actividades de financiación.....	(699,7)	(210,7)	(77,4)	(398,1)	(18,8)
Aumento (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo.....	(388,5)	(167,7)	572,8	22,7	(63,8)

⁽¹⁾ La información para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 presenta la información financiera y los resultados de Axion Argentina y Pan American consolidados.

Flujo de efectivo generado por actividades operativas

El flujo de efectivo generado por actividades operativas durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 y 2019 fue de US\$786,4 millones y US\$742,6 millones, respectivamente. El flujo de efectivo de las operaciones de Pan American durante dichos períodos se vio afectado principalmente por los cambios en los precios de crudo y gas natural y en las variaciones del capital de trabajo que disminuyó en US\$81 millones durante los seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 comparados con el incremento de US\$153 millones durante los seis meses finalizados el 30 de junio de 2019.

El flujo de efectivo generado por actividades operativas en 2016, 2017 y 2018 fue de US\$1.056,3 millones, US\$863,2 millones y US\$1.430,3 millones, respectivamente. El flujo de efectivo de las operaciones de Pan American en 2016, 2017 y 2018 se vio afectado principalmente por variaciones en: los montos recibidos por Pan American bajo programas gubernamentales, el nivel de producción de petróleo crudo y gas, y los respectivos precios del petróleo crudo y el gas natural y las cargas sobre la producción bruta y los gastos operativos relacionados. Asimismo, Pan American tuvo una disminución de US\$280 millones en capital de trabajo en 2018, comparado con la disminución de US\$170 millones en capital de trabajo en 2017 y comparado con el aumento de US\$100 millones en 2016.

Efectivo aplicado a actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a actividades de inversión durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 y 2019 fue de US\$365,6 millones y US\$787,7 millones, respectivamente. En dichos períodos, el flujo de efectivo de las actividades de inversión de Pan American estuvo principalmente relacionado con compras de propiedad, planta y equipo por US\$742,1 millones y US\$733,5 millones, respectivamente, que fueron parcialmente compensadas por el producido derivado de las ventas de inversiones a corto plazo de US\$387,3 millones y US\$54,9 millones, respectivamente. Las compras de activos intangibles fueron de US\$10,7 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 y US\$0,2 millones en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

El flujo de efectivo aplicado a actividades de inversión fue de US\$745,0 millones durante 2016, de US\$820,2 millones durante 2017 y de US\$780,0 millones durante 2018. En dicho período, las actividades de inversión de Pan American estuvieron principalmente relacionadas con compras de propiedad, planta y equipo por US\$934,3 millones, US\$1.290 millones y US\$1.470 millones, respectivamente, que fueron parcialmente compensadas por el producido derivado de ventas de inversiones a corto plazo y otros activos por US\$189,3 millones, US\$465,9 millones y US\$706,1 millones, respectivamente. Finalmente, durante 2018 se destinaron US\$12,1 millones a la adquisición de inversiones en la Terminal Caleta Paula e intangibles.

Efectivo generado por (aplicado a) actividades de financiación

Las actividades de financiación de Pan American generaron una disminución en el efectivo neto para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 y 2019 de US\$398,1 millones y US\$18,7 millones,

respectivamente, fundamentalmente como resultado de la cancelación neta de financiación en ambos períodos (US\$294,2 millones y US\$18,7 millones, respectivamente) y los dividendos pagados (US\$103,9 millones) durante el período finalizado el 30 de junio de 2018.

Las actividades de financiación de Pan American generaron una disminución en el efectivo neto de US\$699,7 millones en 2016, una disminución en el efectivo neto de US\$210,7 millones en 2017 y una disminución en el efectivo neto de US\$77,4 millones en 2018, principalmente como resultado de la cancelación neta de financiación de US\$694,1 millones en 2016, US\$16,6 millones en 2017 y US\$42,2 millones en 2018 y de pagos de dividendos en efectivo de US\$5,6 millones en 2016, US\$200,0 millones en 2017 y US\$120 millones en 2018, que fueron parcialmente compensados en 2017 y 2018 por US\$5,9 millones y US\$0,4 millones, respectivamente, de fondos recibidos en virtud de aumentos de capital en subsidiarias.

Endeudamiento de Pan American

Al 30 de junio de 2019, Pan American tenía un monto total de deuda de capital e intereses por US\$2.381,5 millones.

Los acuerdos de deuda financiera de Pan American generalmente contienen compromisos financieros que limitan el endeudamiento de la compañía con el apalancamiento y cobertura de los ratios. Dependiendo del tipo de deuda, los compromisos financieros típicos acordados incluyen: (i) un ratio de pasivo total sobre capitalización total que no exceda de 0.5 a 1.0; y (ii) un índice de cobertura del servicio de la deuda que no sea menor de 1.5 a 1.0.

Acuerdos de financiación a corto plazo

Al 30 de junio de 2019, Pan American tenía una deuda financiera a corto plazo pendiente de US\$918,7 millones, incluyendo la porción corriente de la deuda de largo plazo, intereses devengados y diversos contratos principalmente de financiación de exportaciones

Acuerdos de financiación a largo plazo

Al 30 de junio de 2019, Pan American tenía una deuda financiera a largo plazo pendiente (excluyendo su porción corriente) de US\$1.462,8 millones.

Acuerdos Extracontables

Pan American no tenía pasivos extracontables al 30 de junio de 2019.

Análisis de Riesgo de Mercado

Pan American está expuesta al riesgo de mercado derivado de cambios en las tasas de interés y los tipos de cambio. A través de diversos acuerdos, descriptos a continuación, Pan American procura cubrir el riesgo de tasa de interés de ciertos de sus instrumentos de deuda.

Riesgo de tasa de interés

Existe riesgo de tasa de interés principalmente respecto de la deuda de tasa variable de Pan American, sustancialmente toda ella determinada por referencia a la LIBOR a seis meses. Para reducir el impacto financiero de las fluctuaciones en la deuda a tasa variable de Pan American, Pan American ha celebrado diversos contratos de cobertura. El 30 de junio de 2019, luego de considerar el efecto de estos acuerdos de cobertura, Pan American tenía US\$2.346,5 mil millones de capital total de deuda, 47% de la cual devengaba interés a tasas variables y 53% a tasas fijas.

Riesgo de moneda extranjera

Una parte sustancial de los ingresos de Pan American proviene de las ventas de petróleo crudo y gas natural, que están principalmente denominadas en, o vinculadas a, dólares estadounidenses, si bien los precios en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una parte significativa de los costos de Pan American está denominada en pesos, si bien otros egresos de efectivo

tales como gastos de capital y la mayor parte de la deuda de Pan American están denominados en dólares estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

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, 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 estarán 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 en los siguientes supuestos y en los que se establezcan en el Suplemento de Precio aplicable:

- (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

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas utilizando procedimientos de colocación, incluyendo la formación de libro (*book building*) o la subasta pública, según se determine en el Suplemento de Precio respectivo y de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV (de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1º y concordantes de la Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las mismas, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV).

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.

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 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 de la CNV y las demás disposiciones legales vigentes resultando también de aplicación los Artículos 354 y 355 de la Ley General de Sociedades en función de la aplicación del Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables. 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 Artículo 237 de la Ley General de Sociedades y el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables.

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 (incluyendo Montos Adicionales, si fuera el caso) y que no hubieran sido destinado y permanecieran sin ser reclamados durante dos años después de la fecha en la que tales montos (capital y/o intereses, según fuera el caso, incluyendo Montos Adicionales, si fuera el caso) 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, serán reintegrados a la Emisora por el agente de pago, según fuera el caso. El tenedor de dicha Obligación Negociable, salvo disposición en contrario conforme a la normativa que resulte 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 (incluyendo Montos Adicionales, si así fuera el caso) y/o intereses (incluyendo Montos Adicionales, si así fuera el caso) que debieran pagarse en relación con cualquier Obligación Negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) prescribirán, salvo que se realicen dentro de los cinco años en el caso del capital y dos 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 del BYMA 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, las Normas de la CNV 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 BYMA a la BCBA en materia de constitución de Tribunales Arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N°18.629 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

La Ley de Mercado de Capitales establece que no es obligatorio que títulos valores como las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa, sean calificadas por un agente de calificación de riesgo; no obstante, establece que los emisores pueden solicitar a las agencias calificadoras que califiquen cualquier valor negociable.

La Emisora, de conformidad con lo previsto en el Artículo 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, o por las razones indicadas bajo el título Adjudicación en esta misma sección. 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 a 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. Los gastos de la emisión estarán a cargo de la Emisora.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a. Instrumento constitutivo y Estatutos

La Emisora, es la sucursal de Pan American, una sociedad extranjera, constituida y vigente en el Reino de España, cuyo único accionista es Pan American Energy Group, S.L.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de la Compañía. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos, los cuales fueron integrados en la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 en relación con la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

BP plc

BP es una de las empresas integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con activos que superan los US\$282,2 mil millones y una capitalización de mercado de alrededor de US\$127,1 mil millones al 31 de diciembre de 2018. Al 31 de diciembre de 2018, tenía reservas probadas netas de 19,9 mil millones de boe, 57,4% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2018, su volumen de producción diaria mundial alcanzó un promedio de 2,2 mmbbl de petróleo crudo y 8,7 bcf de gas natural. BP tiene operaciones en más de 78 países en todo el mundo.

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bidas Corporation)

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bidas Corporation) es un holding internacional de petróleo y gas que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro áreas principales de operaciones: (i) la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos; (ii) la refinación, la comercialización y el transporte de petróleo y subproductos de petróleo, (iii) el almacenamiento, el tratamiento, el procesamiento y la distribución de gas; y (iv) la generación de energía.

BC inició sus actividades en la industria del petróleo y gas en Argentina en 1959, y posteriormente, pasó a ocupar el segundo lugar como productora de gas natural más importante del país, antes de la formación de Pan American. En 2010, BEH, la sociedad controlante de BC, formó una unión transitoria de empresas (*joint venture*) con CNOOC y transfirió una participación del 50% en el capital de BC a CNOOC International Ltd., una subsidiaria de propiedad absoluta de CNOOC. Con posterioridad a esta operación, BC pasó a ser propiedad indirecta de BEH y CNOOC, con una tenencia del 50% cada una.

En 2012, BC adquirió los activos de downstream de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Holding.

En 2018, los estados contables consolidados de BC registraban ventas por US\$2,9 mil millones y una ganancia neta de US\$519,4 millones. Al 31 de diciembre de 2018, los activos consolidados de BC ascendían a un total de US\$8,2 mil millones y su patrimonio neto consolidado era de US\$5,8 mil millones.

CNOOC es la productora de petróleo y gas natural off-shore más importante de China y una de las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos más grande del mundo. CNOOC cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Hong Kong, la Bolsa de Valores de Toronto y la Bolsa de Valores de New York.

Para más información véase “*Estructura del Emisor y su grupo económico*” en el presente Prospecto.

La Emisora

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 Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el 17 de octubre de 1997, bajo N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B de Estatutos Extranjeros; (ii) tiene su sede social en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, inscrita en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el 2 de octubre de 1998, bajo el N° 2086 del Libro 54, tomo B de Estatutos Extranjeros, (iii) tiene un Capital Asignado de Ps.221.779.007; (iv) cuenta con un

Representante Legal, el Dr. Rodolfo A. Díaz inscripto en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 17 de julio de 2015, bajo el N° 689 del Libro 60, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Como consecuencia del Traslado, y el cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación “*Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina*”. El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la IGJ con fecha 31 de enero de 2019.

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, inscripta en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 11 de julio de 2003, bajo el N°1257, Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros, y un aumento posterior a Ps.221.779.007, inscripto en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 12 de diciembre de 2005, bajo el N°2106, Libro 58, Tomo 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 descripto en el Prospecto.

b. Contratos importantes

No existen contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios.

c. Controles de cambio

A continuación, se describen las principales normas vigentes en materia de ingreso y egreso de fondos desde y hacia Argentina. Para un mayor detalle sobre las restricciones cambiarias y los controles de ingreso y egreso de fondos, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y en el sitio *web* del Ministerio de Hacienda: www.argentina.gob.ar/hacienda o www.infoleg.gob.ar, o en el sitio *web* del Banco Central: www.bcra.gov.ar. La información contenida en dichos sitios *web* no se considera incorporada como referencia en el presente Prospecto.

Luego de algunos años de libertad cambiaria, a partir de diciembre de 2001 se establecieron en el país una serie de medidas de control monetario y cambiario que sujetaron a ciertos requisitos o, incluso, autorización del Banco Central, la adquisición de moneda extranjera y su transferencia al exterior. Asimismo, a través del Decreto N° 260/2002 el Poder Ejecutivo nacional estableció el mercado único y libre de cambios o MULC por el cual se debían cursar todas las operaciones de cambio. A partir de 2003, se establecieron, además, ciertas restricciones a los flujos de capitales hacia la Argentina. En junio de 2005, a través del Decreto 616/2005, el Poder Ejecutivo nacional estableció restricciones adicionales para el ingreso y egreso de fondos a través del MULC. Asimismo, como consecuencia de los estrictos controles cambiarios que se introdujeron a partir de fines de 2011, el tipo de cambio implícito (reflejado en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros) se incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial ofrecido en el MULC.

A partir de diciembre de 2015 el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones cambiarias. En mayo de 2017, se terminó de modificar estructuralmente el régimen cambiario con el dictado de la Comunicación “A” 6244 (y complementarias) mediante la cual, sin perjuicio de mantener la obligación de canalizar toda operación de cambios a través de entidades financieras y cambiarias habilitadas por el Banco Central, se reestableció el principio de libertad cambiaria eliminándose todas las restricciones al ingreso y egreso de divisas.

Asimismo, con fecha 1 de noviembre de 2017, mediante el Decreto N° 893/17 se eliminó la obligación de los exportadores argentinos de repatriar y liquidar en el MULC sus cobros de exportaciones de bienes.

El 28 de diciembre de 2017, en virtud de las Comunicaciones “A” 6401 y “A” 6410, el Banco Central reemplazó los regímenes de información previamente establecidos por las Comunicaciones “A” 3602 (deudas con el exterior) y “A” 4237 (relevamiento de inversiones directas) por un nuevo relevamiento de

activos y pasivos externos unificado. Las principales características de este régimen se describen más adelante en esta sección.

En mayo de 2018, mediante la Ley N° 27.444, se modificó el Decreto N° 260/2002 estableciendo el mercado libre de cambios o MLC, reemplazando la figura del “MULC” (art. 132 de la Ley 27.444) a través del cual deben cursarse todas las operaciones de cambio.

El 1 de septiembre de 2019, con el objeto de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, contribuir a una administración prudente del mercado de cambios, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de oscilaciones de los flujos financieros sobre la economía real, el gobierno nacional dictó el Decreto N° 609/2019 por el cual, en otros, se reestablecieron transitoriamente controles cambiarios. El decreto mencionado entre otras medidas: (i) reestableció, hasta el 31 de diciembre de 2019, la obligación de los exportadores de ingresar en el país en divisas y/o negociar en el mercado de cambios, el contravalor de las exportaciones de bienes y servicios, en las condiciones y plazos que se establezcan en las normas reglamentarias a ser dictadas por el BCRA; y (ii) autorizó al Banco Central, en ejercicio de sus competencias, (a) a regular el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y su transferencia al exterior; y (b) establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, las medidas adoptadas en el referido decreto.

En la misma fecha, el Banco Central dictó la Comunicación “A” 6770, que fue luego complementada por las Comunicaciones “A” 6776, “A” 6780, “A” 6782, “A” 6787, “A” 6788, “A” 6792, “A” 6795 y “A” 6796, entre otras. A continuación se describen los principales controles cambiarios reestablecidos con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019 por estas normas.

Liquidación de cobros de exportaciones de bienes

Se dispuso la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de hidrocarburos (entre otros bienes) oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019, en un plazo de 30 días corridos contados desde el cumplimiento de embarque, o de 5 días hábiles desde el cobro, el que sea menor.

Se establece la obligación ingresar y liquidar en el MLC los desembolsos bajo nuevas prefinanciaciones y anticipos de exportación en un plazo de 5 días hábiles desde el desembolso.

Los montos en moneda extranjera percibidos por el cobro de siniestros por coberturas contratadas deberán ser liquidados en el MLC en la medida en que cubran el valor de los bienes exportados.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 6788 se establecen diversas disposiciones en materia de régimen de seguimiento de cobros de exportaciones de bienes, excepciones a la obligación de ingreso, permisos en gestión de cobro, entre otras cuestiones. En materia de seguimiento, cada exportador deberá designar una entidad financiera encargada del seguimiento de los permisos de embarque. La obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones correspondientes a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad de seguimiento hubiera certificado tal cumplimiento por los mecanismos establecidos a ese efecto en las normas.

Por otra parte, de acuerdo con el Decreto N° 661/2019 se dispuso que el cobro de los beneficios a la exportación previstos en la sección X del Código Aduanero estará sujeto a que los exportadores hayan previamente ingresado al país y/o negociado en el MLC las correspondientes divisas de acuerdo con la normativa vigente.

Finalmente, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes a la cancelación de: (i) prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) anticipos y prefinanciaciones del exterior liquidados en el mercado de cambios a partir del 02.09.19 y prefinanciaciones locales; (iii) anticipos y prefinanciaciones del exterior pendientes al 31.08.19 que fueron liquidados por el mercado local de cambios; (iv) anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31.08.19 no liquidados en el mercado local de cambios sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones; (v) posfinanciaciones del exterior por descuentos y/o cesiones de créditos a la exportación; (vi) posfinanciaciones de entidades financieras locales por descuentos y/o cesiones; (vii) financiaciones de entidades financieras locales a importadores del exterior; y (viii) préstamos financieros con contratos vigentes al 31.08.19 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones para los cuales el exportador ha solicitado su

aplicación a permisos de embarque oficializados a partir del 02.09.19. La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones estará sujeta a la previa autorización del BCRA.

Obligación de ingresar y liquidar los cobros de exportaciones de servicios

Se dispone la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de servicios dentro de los 5 días hábiles de su cobro.

Normas aplicables a los endeudamientos financieros con el exterior

Se reestablece la obligación de ingresar y liquidar en el MLC el producido de nuevos endeudamientos financieros con el exterior que se desembolsen a partir del 1 de septiembre de 2019. Si bien las normas no fijan un plazo específico se prevé que el cumplimiento de esta obligación será condición para acceder al MLC para el repago de los servicios de deuda. Asimismo, se establece como condición para acceder al MLC para el repago de deudas comerciales y financieras que la deuda en cuestión se encuentre declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones descriptas en el párrafo anterior, se autoriza el acceso MLC para el repago de los servicios de deudas financieras con el exterior a su vencimiento o con hasta 3 días hábiles de anticipación.

Las normas aclaran que el acceso se otorga al deudor o al fiduciario del fideicomiso local que pudiera haber sido constituido para garantizar el pago de la deuda.

Mediante la Comunicación "A" 6792 se aclaró que el acceso al MLC para el pago de servicios de deudas con el exterior también podría ser otorgado a los fiduciarios de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de dicha deuda, en la medida en que se compruebe que el deudor hubiera tenido acceso al MLC para dicho pago.

Por otra parte, la Comunicación "A" 6796 autoriza a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados y a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar tales endeudamientos, a acceder al MLC para adquirir moneda extranjera para la constitución de garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (a) se trate de endeudamientos financieros con el exterior contraídos con anterioridad al 31.08.19 que normativamente tengan acceso al MLC para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior; (b) los fondos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales estableciéndose que sólo se autorizará la constitución de las garantías en cuentas abiertas en el exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de financiamiento; (c) el monto acumulado no supere el valor del próximo servicio de deuda; (d) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior; y (e) el banco hubiera verificado la documentación del financiamiento y pueda confirmar que el acceso se realiza en las condiciones mencionadas. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

La misma Comunicación también autorizó a los deudores residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al MLC, a acceder al MLC para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido para cada caso, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) el acceso se realice con una anterioridad de no más de 5 días hábiles al plazo admitido en cada caso; (c) el acceso se realice por un monto diario que no supere el 20% del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) el banco debe haber verificado que el endeudamiento cumple con la normativa cambiaria por la que se admite dicho acceso. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

Como se menciona precedentemente, este régimen informativo (creado por la Comunicación "A" 6401,

según modificaciones de las Comunicaciones “A” 6410 y 6795, entre otras) reemplazó los anteriores regímenes correspondientes a Deudas con el Exterior (Comunicación “A” 3602) e “Inversiones Directas de No Residentes” (Comunicación “A” 4237). La declaración prevista bajo este régimen tiene carácter de declaración jurada.

El régimen de información requiere la declaración de los siguientes pasivos: (i) acciones y participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros y (v) estructuras y terrenos.

Respecto de las declaraciones correspondientes para el período 2017-2019 inclusive, la periodicidad y tipo de información a suministrar es la siguiente: (a) *muestra principal*: aplicable a personas respecto de quienes la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario alcance o supere el equivalente a los US\$ 50 millones. En este caso, deberán presentar un adelanto trimestral por cada uno de los trimestres del año y una declaración anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar los adelantos trimestrales realizados); (b) *muestra secundaria*: aplicable a cualquier persona respecto de la cual la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a US\$ 10 millones y US\$ 50 millones. Este grupo presentará únicamente una declaración anual; (c) *muestra complementaria*: aplicable a personas respecto de las cuales la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a US\$ 1 millón y US\$ 10 millones, quienes deberán realizar una declaración anual pero a través de un formulario simplificado; y (d) *personas no incluidas en los puntos anteriores pero que tuvieron deuda con no residentes al final de los años 2018 o 2019*: deberán realizar las declaraciones correspondientes para dichos años según el formato simplificado.

Con relación a los datos correspondientes al primer trimestre de 2020, la declaración se registrará por las siguientes pautas: (i) todas las personas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán cumplir con el relevamiento; y (ii) aquellos declarantes para quienes el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US\$ 50 millones, deberán efectuar una presentación anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser presentada optativamente por cualquier persona jurídica o humana.

Pago de importaciones de bienes y servicios

Se autoriza el acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y servicios a no vinculadas. En el caso de empresas vinculadas, se autoriza el acceso al MLC para el pago de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes por hasta US\$2 millones por mes, y el acceso para el pago de servicios a vinculadas queda sujeto a autorización del Banco Central. Adicionalmente, se aclara que por “deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes” debe entenderse a todas aquellas pendientes al 31.08.19, tanto las que vencieron antes de tal fecha como las que no tuvieron una fecha de vencimiento estipulada.

Asimismo, en el caso de pagos anticipados de importaciones de bienes se requiere que dentro de los 180 días corridos siguientes al pago, se acredite ante el banco la efectiva nacionalización de los bienes correspondientes a dicho pago.

Se sujeta a autorización del Banco Central el acceso al MLC para el pago de servicios con empresas vinculadas del exterior, salvo ciertas excepciones como es el pago de primas de reaseguros en el exterior.

Respecto del concepto de vinculación, resultan aplicables las definiciones contenidas en el punto 1.2.2 de las normas sobre “Grandes Exposiciones al Riesgo de Crédito”.

Enajenación de activos no financieros no producidos

La percepción por parte de residentes de sumas en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos debe ingresarse y liquidarse en el MLC dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Pago de dividendos y utilidades al exterior

Se sujeta a autorización del Banco Central el acceso al MLC para el pago de dividendos y utilidades al exterior.

Formación de activos externos de personas jurídicas y operaciones de derivados

Se sujeta a autorización del Banco Central el acceso al MLC para la formación de activos externos (atesoramiento e inversiones en el exterior) de personas jurídicas residentes. Asimismo, se sujeta a autorización del BCRA el acceso al MLC para las distintas operaciones vinculadas con la concertación de derivados, incluyendo pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones correspondientes a operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados. Según la Comunicación "A" 6780 deberán efectuarse en moneda local todas las liquidaciones de operaciones de futuros en mercados regulados, forwards, opciones y otros derivados concertados a partir del 14 de septiembre de 2019 por las entidades bancarias y cambiarias.

Formación de activos externos de personas jurídicas y operaciones de derivados

Se autoriza el acceso al MLC de personas humanas residentes para la constitución de activos externos, envío de ayuda familiar y el otorgamiento de garantías vinculadas con la concertación de operaciones de derivados, en la medida en que dicho acceso no supere el equivalente a US\$10.000 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios. Cuando el monto operado por estos conceptos supere el equivalente de US\$1.000 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, la operación deberá cursarse con débito a cuentas en entidades financieras locales.

Cuando el acceso implique la transferencia de divisas al exterior, aquella deberá tener como destino una cuenta bancaria del mismo cliente en el exterior.

En todos estos casos y como requisito para dicho acceso, el cliente deberá presentar una declaración jurada respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los 5 días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio. Asimismo, se establece que cuando las personas humanas adquieran títulos valores mediante liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un período de al menos 5 días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los títulos valores sea contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra, es decir, cuando se trate de operaciones liquidadas en moneda extranjera en la misma especie ("dólar MEP" o "Dólar cable").

Asimismo, se establece que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles.

Operaciones en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al MLC para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Respecto de las anteriores, se autoriza el acceso al MLC, a su vencimiento, siempre que estén instrumentadas en escrituras o registros públicos. La prohibición para acceder al MLC no alcanza a los pagos de las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito.

Respecto de las financiaciones en moneda extranjera otorgada a residentes por bancos locales: (i) deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios al momento de su desembolso; y (ii) se otorgará acceso al MLC para su cancelación en la medida en que se hubiera cumplido la mencionada obligación.

Asimismo, se podrá acceder al MLC para el pago, a su vencimiento, de nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas que tuviesen acceso en virtud de lo dispuesto en el punto 9 de la Comunicación "A" 6770 (según fuera modificada) y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores

Las operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo a las normas de la Comunicación “A” 6770 y normas complementarias.

Lo dispuesto por el BCRA respecto de las disposiciones aplicables a canje y arbitrajes, también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país, excepto en el caso de fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, que sean retransferidos al exterior como parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior.

Las Comunicaciones “A” 6770, 6776 y “A” 6780 requieren de la emisión de numerosas reglamentaciones y aclaraciones ya que se han reestablecido los controles cambiarios pero, a diferencia de aquellos vigentes hasta diciembre de 2015, no han sido emitidas aun las comunicaciones y demás normas complementarias.

d. Carga tributaria

El siguiente es un resumen de las principales consecuencias impositivas emergentes de la tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de las Obligaciones Negociables. Si bien el siguiente resumen se considera una interpretación correcta de las leyes y reglamentaciones vigentes a la fecha del presente Prospecto, no puede asegurarse que los tribunales o autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no se producirán cambios en dichas leyes. Resaltamos que el día 29 de diciembre se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.430 (la “Reforma Tributaria”), la que introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. Asimismo, el 9 de abril de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°279/2018 y la Resolución General (AFIP) 4227/2018, mediante los cuales se reglamenta la aplicación del impuesto a las ganancias sobre la renta financiera de Beneficiarios del Exterior (tal como se define más adelante) establecida por la Ley N°27.430, entre otros aspectos.

Este análisis no considera las consecuencias impositivas aplicables a los compradores de Obligaciones Negociables en determinadas jurisdicciones que pueden ser relevantes para tales compradores. Los posibles compradores deberían consultar a sus asesores impositivos respecto de las consecuencias impositivas específicas derivadas de la adquisición, tenencia y enajenación de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias

Intereses

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

La ley 27.430 (B.O. 29/12/2017) derogó el punto 4 del artículo 36 bis, subsección 3 y 4 de la Ley de Obligaciones Negociables e incorporó el Capítulo II a la Ley de Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con el primer artículo sin número a continuación del artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, inclusive, los intereses de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el Impuesto a las Ganancias. En ese sentido, las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos de Obligaciones Negociables quedan alcanzadas a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

La Resolución General (AFIP) 4190-E establece que para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) 830.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de los intereses proveniente de valores tales como las Obligaciones negociables. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia

de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los potenciales inversores en las Obligaciones Negociables deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La Resolución General N°4394 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual deberá presentarse una declaración jurada por medio de la cual los bancos, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General N°4395 de la AFIP contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del nuevo impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte” al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuenta respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuota partes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) 4298, publicada el 29 de agosto del 2018 en el Boletín Oficial, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales-, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la ley 27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N°22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación –excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley 24.083, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“Entidades Argentinas”), tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias, salvo exenciones subjetivas establecidas en el artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Reforma Tributaria introdujo una reducción de la alícuota corporativa aplicable a las Entidades Argentinas (i.e., alícuota del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2020 y siguientes) y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades por las ganancias generadas a partir del 1 de enero de 2018.

Beneficiarios del Exterior

La Reforma Tributaria establece que los intereses de obligaciones negociables que obtienen los beneficiarios del exterior (los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley del Impuesto a las Ganancias, que refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso w) del artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias en la medida que; (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, (ii) los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes

o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición infra en “*Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación*”), y (iii) se cumplan los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, teniendo en cuenta las normas de la CNV (las “Condiciones del Artículo 36”).

Las Condiciones del Artículo 36 que deben cumplirse para que proceda la exención son las siguientes:

(a) las Obligaciones Negociables deben colocarse por medio de una oferta pública autorizada por 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 inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, adquisición de fondos de comercio situados en el país, integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto; y

(c) la Emisora debe presentar pruebas a la CNV, en el tiempo y forma prescriptos por las normas, de que los fondos obtenidos de la emisión han sido utilizados para los fines descriptos en el apartado (b).

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 20 inciso w) de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de una Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos. En oportunidad de la aprobación de dicha presentación por la CNV, las Obligaciones Negociables reunirán los requisitos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y el artículo 20 inciso w) de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

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 los impuestos de los cuales hubieran 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; en tal sentido, la Emisora deberá tributar en concepto de Impuesto a las Ganancias la tasa máxima establecida con carácter de pago único y definitivo, 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 “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales*”.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean beneficiarios del exterior, no regirá lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que subordina la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Decreto N°279/2018 dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 91 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el artículo 20 w) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones de “nula o baja tributación, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

De acuerdo con la Resolución General 4227/2018, en caso de que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención.

Ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el cuarto artículo sin número a continuación del artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de las Obligaciones Negociables por parte de personas físicas residentes en Argentina - incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 5% (en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste), o 15% (en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

A efectos de determinar la base imponible por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina el costo de adquisición debe deducirse del precio venta. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la base imponible. La Reforma Tributaria establece normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los potenciales inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables a una alícuota del 30% para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y 2019, y 25% para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020 y siguientes.

La base imponible por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones. Los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los potenciales inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Beneficiarios del Exterior

La Ley N°27.430 establece que las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las Obligaciones Negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso w) del artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario N°11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingreso a fiscos extranjeros.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante y los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, de conformidad con el Decreto N°279/2018, corresponderá aplicar la alícuota del 35%.

De no aplicar la exención, las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables

obtenidas por un Beneficiarios del Exterior, quedará alcanzada por lo establecido en el inciso h) del artículo 93 de la citada ley.

De acuerdo con la Resolución General AFIP 4227, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en el país. A tales efectos, resultará de aplicación la alícuota de que se trate sobre la ganancia determinada de conformidad con lo dispuesto anteriormente. Destacamos que según el Decreto N°279/2018, en los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en el país, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

Impuesto sobre los bienes personales

Las personas humanas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina deben declarar todos los bienes de su titularidad (incluyendo los títulos, tales como las Obligaciones Negociables), que posean al 31 de diciembre de cada año, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al Impuesto sobre los Bienes Personales (el “IBP”). Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por los bienes de su titularidad situados en la Argentina.

El IBP correspondiente a las personas humanas domiciliadas en el país y a las sucesiones indivisas allí radicadas recae sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuando éste supere los Ps.2.000.000. El monto excedente sobre el mínimo no imponible estará gravado por alícuotas progresivas, de acuerdo con la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el%	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000, inclusive	0	0,25%	0
3.000.000	18.000.000, inclusive	7.500	0,50%	3.000.000
18.000.000	en adelante	82.500	0,75%	18.000.000

El impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (o los costos de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados en el caso de Obligaciones Negociables sin oferta pública) al 31 de diciembre de cada año calendario.

En cuanto a las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas allí radicadas, tales sujetos están alcanzados por el IBP sobre el valor de los bienes de su titularidad situados en Argentina a una alícuota del 0,25%. Las personas o sucesiones indivisas domiciliadas en el exterior no están sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a Ps.255,75.

Si bien ciertos bienes de propiedad de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito (el “Obligado Sustituto”) estarían técnicamente sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 127/96, dicho régimen no resulta de aplicación para las Obligaciones Negociables previstas en la Ley 23.576 y no se ha establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos.

En algunos casos, respecto de ciertos bienes cuya titularidad directa corresponda a determinadas sociedades, empresas u otras entidades domiciliadas o, en su caso, radicadas en el exterior (específicamente, sociedades off-shore que no sean compañías de seguros, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea), la ley presume sin admitir prueba en contrario, que los mismos pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o, en su caso, radicadas en el país. En consecuencia, esos bienes estarán alcanzados por el IBP a una alícuota

incrementada en un 100% para el emisor privado argentino, como Obligado Sustituto, autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros, (ii) fondos de inversión abiertos, (iii) fondos de retiro y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 812/1996, del 24 de julio de 1996, dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en las bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución N° 2.151/06 de la Administración Federal de Ingresos Públicos, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

Impuesto al valor agregado

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables y sus garantías estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina.

De conformidad con la ley del impuesto al valor agregado, la transferencia de los títulos no estaría gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto sobre los débitos y créditos bancarios

La Ley N° 25.413 (publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2001) con su modificatoria 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 (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor del 1,2% y una menor del 0,075%).

Según el Decreto N° 409/2018 (publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de mayo de 2018), el 33,0% del impuesto pagado sobre los débitos y créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas a una alícuota del 1,2% podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. Este crédito como pago a cuenta será imputado, indistintamente, contra el impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros o reembolsado, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. Asimismo, el artículo 7 del Decreto N° 380/2001, y sus modificatorias, establece un tratamiento especial en este tributo para entidades financieras comprendidas en la Ley 21.526. No existen exenciones que prevean la no

aplicación de este impuesto sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

La ley 27.432 (promulgada y publicada en el B.O el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la ley 25.413 y sus modificaciones que a la fecha de entrada en vigencia de esta ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20%) por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto sobre los débitos y créditos bancarios como pago a cuenta del impuesto a las ganancias. El Poder Ejecutivo Nacional no ha dispuesto nada al respecto a la fecha de este Prospecto.

Impuesto sobre los ingresos brutos

Los inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad y a título oneroso, en cualquier jurisdicción argentina 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 provincia argentina y/o en la Ciudad de Buenos Aires, a menos que resulte aplicable una exención. Ciertas jurisdicciones eximen los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras le sea de aplicación la exención respecto del impuesto a las ganancias (e.g., Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto el 16 de noviembre de 2017 por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de la mayoría de las Provincias argentinas y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (“Consenso Fiscal” y/o “Consenso”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos con relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita. A la fecha de este Prospecto, los Poderes Legislativos de la mayoría de las distintas jurisdicciones han aprobado leyes de adhesión al Consenso, y se encuentran considerando proyectos para modificar las leyes necesarias para cumplirlo. El Consenso producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en cada caso en particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias denominado SIRCREB que posibilita el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos aplicable sobre los importes que sean depositados en cuentas abiertas en las entidades financieras cualquiera sea su especie y/o naturaleza. Cada provincia establece sus propios regímenes de pagos a cuenta, con lo cual el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas de percepción dependen de cada uno de los fiscos, en general, se encuentra entre 0,01% y 5%; aquella varía con relación a determinados grupos o categorías de contribuyentes, tales como la categoría de riesgo que hubiera sido asignada y el grado de cumplimiento formal y material de los deberes fiscales.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución.

Los potenciales inversores deben considerar las consecuencias impositivas de las jurisdicciones que en su caso resulten involucradas.

Impuesto de sellos

El Impuesto de Sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en las provincias argentinas o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de las acciones y demás títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

De acuerdo con el Consenso Fiscal, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 2° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se recomienda analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales.

Otros impuestos

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el "ITGB"). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.

- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- Están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sea igual o inferior a Ps.269.000, monto que se elevará a Ps.1.120.000 cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, desde enero de 2011 se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

La transmisión gratuita de obligaciones negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sean superiores a Ps.269.000 o Ps.1.120.000- cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

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 Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se considerarán como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- Se determinará un impuesto a las ganancias sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- También se determinará el impuesto al valor agregado sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

Aunque el significado del concepto “ingresos provenientes” no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación, pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula

tributación.

(ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

No obstante esta presunción, la norma legal prevé que la AFIP podrá considerar como justificados aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Conforme el artículo 82 de la ley 27.430 de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos segundo y tercero agregados a continuación del artículo 15 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 15.2 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (i.e. segundo artículo sin número a agregado a continuación del artículo 15) define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresarial inferior al quince por ciento (15%).

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.

e. Declaración por parte de expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

f. 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 2018 (ID 2446341), 2017 (ID 560225) y 2016 (ID 464035) y los estados financieros trimestrales al 30 de junio de 2019 (ID 589625) y 2018 (ID 2508553), pueden ser consultados en el sitio *web* de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Empresas” 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 Martínez de Hoz & Rueda, sitas en Bouchard 680, Piso 19, C.A.B.A., Argentina, teléfono (+54-11) 2150-9779.

g. Prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional Argentino aprobó la Ley N° 25.246, la cual fue luego modificada por, entre otras, las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268, N° 26.683, N° 26.734 (en adelante, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”) y las normas reglamentarias emitidas en la materia por la UIF, las cuales establecen un régimen penal administrativo, reemplazando varios artículos del Código Penal Argentino, y tipifican el lavado de activos como un delito penal. Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”), como organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. Con el dictado de la Ley N° 27.260 y su Decreto Reglamentario N° 895/2016, la UIF pasó a estar bajo la órbita del entonces Ministerio de Finanzas, actualmente, el Ministerio de Hacienda de la Nación.

Bajo el Código Penal Argentino (“CPA”) se comete delito de lavado de activos cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí.

Las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años; (iv) 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, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, (iii) la extensión del daño causado, (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El CPA (en su artículo 306, incluido por Ley N° 26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: a) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; b) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; y c) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo.

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como Sujetos Obligados, tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos). Asimismo, se encuentran dentro de las categorías de sujetos obligados, entre otros, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso.

De acuerdo con la Ley de Prevención del Lavado de Activos, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades

cambiarías y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el Banco Central para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) los profesionales matriculados cuyas actividades estén reguladas por los consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de “*conozca a su cliente*”); (ii) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por la AFIP y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

En virtud del listado de sujetos obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables. Asimismo, dichos sujetos obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

En agosto de 2016, la Resolución UIF N° 94/2016 estableció que las partes obligadas legalmente a informar bajo la Resolución UIF N° 121/2011 – actualmente derogada por la Resolución UIF 30 (conforme se define más adelante) – pueden aplicar medidas de *due diligence* simplificado para la identificación del cliente al momento de abrir una caja de ahorros (por ejemplo, presentación de identificación, declaración PEP y verificación de que el titular no se encuentra incluido en los listados de terroristas y/u organizaciones terroristas) en los casos en que el cliente cumpla con ciertos requisitos específicos. De acuerdo con esta resolución, las medidas de identificación simplificada no liberan al sujeto obligado de la obligación de monitorear las operaciones desarrolladas por dicho cliente.

Por otra parte, en el marco del “Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior” establecido en la Ley 27.260 y su Decreto Reglamentario N° 895/2016, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los sujetos obligados debían implementar, a los efectos del régimen de sinceramiento, un sistema de gestión de riesgos y reportar las operaciones sospechosas realizadas hasta el 31 de marzo de 2017 bajo dicho régimen especial.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual estableció que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida

diligencia especial establecida en la Resolución N° 4/2017 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los sujetos obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

La Resolución UIF 30/2017 que reemplazó a la Resolución UIF N° 121/2011 (la “Resolución UIF 30”); y la Resolución UIF 21/2018 que reemplazó a la Resolución UIF N° 229/2011 y reemplazó parcialmente la Resolución 140/2012 (la “Resolución UIF 21”) cuyos textos ordenados fueron aprobados por la Resolución UIF N° 156/2018 regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de “conoce a tu cliente” y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primer medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución UIF 30, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N° 156/2018 es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley N° 18.924 y sus modificatorias.

La Resolución UIF 21, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N° 156/2018, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones. Esta Resolución incorporó como Sujetos Obligados a las personas incluidas en el artículo 22 inc. 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos que actuaran como fiduciarios financieros cuando sus títulos fueran autorizados por la CNV.

En tanto y de acuerdo con la Resolución N° 229/2014 de la UIF, tanto el Banco Central como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo” y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación y las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión, y las personas humanas o jurídicas que intervengan en fideicomisos financieros registrados en la Comisión Nacional de Valores) deberán observar lo establecido en la Ley N° 25.246, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional y las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente) e imponen ciertas obligaciones de información.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los de países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N° 589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones,

territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. La Emisora y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Sociedad, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores.

Mediante el Decreto N° 360/2016 se creó el “*Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo*”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del art. 3 del Decreto N° 360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N° 331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del art. 3 del Decreto N° 360/2016); y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF 111/2012. El mismo será aplicable para los procedimientos sumariales cuyo acto de apertura se notifique a los sumariados a partir de los 30 días hábiles administrativos de la publicación de dicha resolución. A través del Sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N° 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF a fin de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución UIF 30 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N° 134/2018, modificada parcialmente por la Resolución UIF N° 15/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución UIF N° 52/2012 y se actualizó la nómina de personas consideradas como expuestas políticamente. Asimismo, la Resolución UIF N° 134/2018 prevé que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal desde la fecha de cese de la función pública prominente. Se prevé asimismo que en el Reporte de Operaciones Sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N° 154/2018, por la que aprobó el “Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera” derogando las

disposiciones de los Anexos II, III, y IV de la Resolución N° 104/2010, el art. 7 y las disposiciones de los Anexos V, y VI de la Resolución N° 165/2011 y del Anexo III de la Resolución N° 229/2014. Así, la UIF modificó los procedimientos de supervisión por nuevos diseños adaptados a un enfoque basado en riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N° 155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los sujetos obligados bajo su contralor. A raíz de ello, se deroga la Resolución UIF N° 104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV. La norma rige para los procedimientos de supervisión que se inicien con posterioridad a su entrada en vigencia.

El 28 de diciembre de 2018, mediante la Resolución N° 156/2018 se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF 30, Resolución UIF 21 y Resolución UIF N° 28/2018, en línea con el Decreto N° 891/2017 de Buenas Prácticas en Materia de Simplificación.

Por último, en julio de 2019, se dictó el Decreto N° 489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. Se crea el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (RePET)- y se habilita a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. Los sujetos obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el Registro.

Para un análisis más puntual del régimen los inversores pueden recurrir a sus asesores legales y/o consultar la normativa aplicable en el sitio *web* del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (<http://www.infoleg.gob.ar/>) o de la Unidad de Información Financiera (<https://www.argentina.gob.ar/uif>). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer las leyes mencionadas y sus decretos reglamentarios.

h. Tipos de cambio

Sólo para comodidad del lector, se han convertido algunos de los montos en pesos incluidos en este Prospecto a dólares a los tipos de cambio especificados. La información equivalente del Dólar no debe ser entendida como que los montos en pesos, representan, o podrían ser convertidos a dólares a los tipos cambiarios mencionados o a cualquier otro tipo cambiario. La conversión de los importes de moneda, no debe ser interpretada en este Prospecto como representaciones de los montos en pesos que propiamente representen los montos en dólares, cualquier persona podría convertir los montos en dólares a cualquier tipo de cambio.

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos por dólares y no ajustados por inflación. No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

Al 31 diciembre del año	Tipos de cambio			
	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Cierre período ⁽⁴⁾
2012	4,91	4,30	4,55	4,91
2013	6,49	4,92	5,47	6,49
2014	8,56	6,52	8,12	8,55
2015	13,40	8,55	9,26	13,04
2016	16,03	13,20	14,782	15,89
2017	18,08	15,17	16,56	18,65
2018	40,897	18,416	28,11	37,808
Mes				
Enero 2019	37,93	37,04	37,407	37,035
Febrero 2019	40,04	37,2	38,408	38,998
Marzo 2019	43,7	39,45	41,36	43,35
Abril 2019	45,63	41,56	43,23	44,01

Mayo 2019	45,57	44,42	44,933	44,87
Junio 2019	44,98	42,31	43,789	42,448
Julio 2019	43,88	41,66	42,54	43,869
Agosto 2019	59,07	43,86	52,72	59,07
Septiembre	57,55	55,78	56,50	57,55
Octubre (al 2 de octubre de 2019)	57,88	57,69	57,79	57,88

(1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más alto durante dicho período.

(2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más bajo durante ese período.

(3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.

(4) El cierre de período indica el tipo de cambio “vendedor” al cierre de ese período.

Fuente: Banco Central de la República Argentina.

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, S.L., una sociedad constituida en Madrid, Reino de España, junto con la Sucursal 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.

EMISOR

Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina

Av. Leandro N. Alem 1180 (C1001AAT)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES

Martínez de Hoz & Rueda

Bouchard 680, Piso 19 (C1106ABJ)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

KPMG

Bouchard 710, Piso 1° (C1106ABL)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 3 de octubre de 2019