

PROSPECTO



TECPETROL S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA U\$S 1.000.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta U\$S 1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas) en cualquier momento en circulación (el “**Programa**”), de **Tecpetrol S.A.** (C.U.I.T. N 30-59266547-2) (“**Tecpetrol**”, la “**Sociedad**”, la “**Emisora**” o la “**Compañía**”), en el marco del cual ésta podrá, conforme con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”) y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples (las “**Obligaciones Negociables**”) no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros. El plazo de duración del Programa dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables será de cinco años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la Comisión Nacional de Valores (la “**Comisión Nacional de Valores**” o la “**CNV**”) que se detalla más abajo.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco del Programa en distintas clases con términos y condiciones específicos cada una (cada una, una “**Clase**”), pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una “**Serie**”) con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, pudiendo las Obligaciones Negociables de las distintas Series tener diferentes fechas de emisión, precios de emisión y/o fecha de pago de intereses inicial. El monto y denominación, moneda, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, junto con los demás términos y condiciones de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de precio correspondiente a cada Clase y/o Serie (cada uno, un “**Suplemento de Precio**” o “**Suplemento**”) el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en el presente. La Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos de no menos de 30 días a partir de la fecha de emisión.

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

La creación del Programa ha sido autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores externos 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 de Mercado de Capitales. El Directorio 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 Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a las Obligaciones Negociables, conforme las normas vigentes.

La Emisora podrá ofrecer las Obligaciones Negociables en forma directa o a través de colocadores y agentes que la Emisora designará oportunamente. Tales colocadores y agentes serán indicados en el Suplemento de Precio correspondiente. Este Prospecto no podrá ser utilizado para concretar ventas de Obligaciones Negociables a menos que esté acompañado por el Suplemento de Precio correspondiente. La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores o intermediarios autorizados para efectuar la distribución de las Obligaciones Negociables.

De acuerdo al artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, la CNV no autorizará la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tengan como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa calificarán como obligaciones negociables conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, se emitirán y colocarán con arreglo a dicha ley, a la Ley N° 19.550, con sus modificaciones (la “**Ley General de Sociedades**”), la Ley N° 26.831 con sus modificatorias (la “**Ley de Mercado de Capitales**”), las regulaciones de la Comisión Nacional de Valores y sus modificatorias de acuerdo al texto ordenado por la Resolución General N° 622/13 (las “**Normas N.T. 2013 y sus mod.**”) y cualquier otra ley y/o reglamentación aplicable, y tendrán los beneficios allí otorgados y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento allí establecidos.

LA EMISORA HA OPTADO POR QUE EL PROGRAMA NO CUENTE CON CALIFICACIONES DE RIESGO. SIN PERJUICIO DE ELLO, LA EMISORA PODRÁ OPTAR POR CALIFICAR O NO CADA CLASE Y/O SERIE DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE SE EMITAN BAJO EL PROGRAMA Y, EN SU CASO, INFORMARÁ LA CALIFICACIÓN OTORGADA EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. EN CASO QUE LA EMISORA OPTE POR CALIFICAR UNA O MÁS CLASES Y/O SERIES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ÉSTAS CONTARÁN

SOLAMENTE CON UNA CALIFICACIÓN DE RIESGO A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. LAS CALIFICACIONES DE RIESGO NO CONSTITUIRÁN - NI PODRÁN SER CONSIDERADAS COMO - UNA RECOMENDACIÓN DE ADQUISICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES POR PARTE DE LA EMISORA O DE CUALQUIER AGENTE COLOCADOR PARTICIPANTE EN UNA CLASE O SERIE BAJO EL PROGRAMA.

La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el “BYMA”) a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “BCBA”), en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA, conforme lo dispuesto por la Resolución 18.629 de la CNV, y/o en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”), y asimismo, en uno o más mercados de valores autorizados por la CNV del país y/o mercado de valores del exterior, según se indique en cada Suplemento de Precio.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en “Factores de Riesgo” del presente Prospecto y el resto de la información contenida en el presente.

CUIT: 30-59266547-2
Teléfono: (+54 11) 4018-5900
Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, C1001ADA
Ciudad de Buenos Aires - República Argentina
inversores@tecpetrol.com / www.tecpetrol.com

La fecha de este Prospecto es 22 de enero de 2020

I. ÍNDICE

I. ÍNDICE	3
II. NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	4
III. INFORMACIÓN RELEVANTE	7
IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	9
V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	11
VI. FACTORES DE RIESGO	68
VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA	101
VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	108
IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	118
X. ACTIVOS FIJOS	122
XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS	123
XII. INFORMACIÓN CONTABLE	160
XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	161
XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	166
XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	173
XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL	175
XVII. ESTADOS FINANCIEROS	213

II. NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, cambiarios, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Salvo indicación en contrario o a menos que el contexto requiera otra interpretación, todas las referencias en este Prospecto a la “Compañía”, “Tecpetrol”, “Sociedad”, “Emisora”, “nosotros”, “nuestro” o términos similares aluden a Tecpetrol S.A.

No se ha autorizado, a ningún agente colocador y/o cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes agentes colocadores.

Ni este Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituyen o constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera, consultara y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

La exactitud de la información contable, financiera, estadística y toda otra información contenida en este Prospecto es responsabilidad del directorio y del órgano de fiscalización de la Emisora, con respecto a cualquier aspecto dentro de su competencia y de los auditores, respecto de sus informes sobre los estados financieros. El directorio de la Emisora por el presente declara que a la fecha del presente este Prospecto contiene información veraz, exacta y completa sobre todo hecho sustancial que pueda afectar su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones, así como toda otra información que deba ser presentada a los posibles inversores en relación con las Obligaciones Negociables de acuerdo con las leyes aplicables y que no existen otros hechos significativos cuya omisión podría tornar conducente a error a este Prospecto como un todo, a cualquier parte de dicha información o a cualquier opinión o intención expresada en el presente. **Los posibles inversores no deberán asumir que la información contenida en este Prospecto es exacta a ninguna fecha distinta de la indicada en la portada de este Prospecto. Los negocios, situación patrimonial, resultados de las operaciones y perspectivas de la Emisora podrían haber cambiado desde dicha fecha. Ni la entrega de este Prospecto ni ninguna venta de Obligaciones Negociables realizada de conformidad con el presente implicará en ninguna circunstancia que la**

información del presente es correcta a ninguna fecha posterior a la indicada en la portada de este Prospecto.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas y la Emisora no es responsable de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía de dicha veracidad, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES QUE PARTICIPEN EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE DICHAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LOS VALORES NEGOCIABLES INGRESAN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS N.T, 2013 Y SUS MOD. Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS MERCADOS DEBERÁN INDIVIDUALIZAR COMO TALES Y HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Emisora tendrá las obligaciones y responsabilidades que impone el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece ese artículo, 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. Por su parte, el artículo 120 de la citada ley dispone que las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

III. INFORMACIÓN RELEVANTE

Aprobaciones societarias

Los términos y condiciones del Programa y la emisión y los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Emisora con fecha 15 de mayo de 2017 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 30 de agosto de 2017. El 27 de diciembre de 2019, mediante Asamblea Extraordinaria se resolvió renovar las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017. La actualización del Programa fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 27 de diciembre de 2019.

Presentación de información financiera

Los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y los Estados Financieros Intermedios Condensados finalizados el 30 de septiembre de 2019 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto en el cual opera. Tanto las ventas de hidrocarburos como los precios de los principales costos de perforación, son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidenses o tienen en consideración la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales e Intermedios.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.

Ciertos términos definidos

En este Prospecto, los términos “\$” o “pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “U\$S” y “dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. “Estados Unidos” o “EE.UU.” se refiere a Estados Unidos de América. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía” o “SE” refiere a la Secretaría de Gobierno de Energía de la República Argentina, a aquellos órganos a la que ésta última reemplazó y a aquellos órganos que la reemplacen a futuro, los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, “BYMA” se refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., “MAE” se refiere al Mercado Abierto Electrónico S.A., “Boletín Diario Electrónico de la BCBA” se refiere al boletín diario electrónico publicado por la BCBA

en su página web www.bcba.sba.com.ar, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al índice de precios al consumidor, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 y sus modificatorias, el término “Ministerio de Hacienda” se refiere al ex Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Nación Argentina y al antiguo Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, según el contexto, el término “MULC” se refiere al Mercado Único Libre de Cambios, el término “AIF” se refiere a la Autopista de la Información Financiera de la CNV. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina.

Datos de mercado

La Emisora ha extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada por el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, la Secretaría de Gobierno de Energía y el Ente Nacional Regulador del Gas. Si bien la Emisora considera que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Emisora considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, la Emisora no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Documentos a disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas ejecutivas de la Emisora ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16 (C1001ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web (www.tecpetrol.com) y en la página web de la CNV www.cnv.gob.ar en el ítem Información Financiera. Asimismo, se encontrarán a disposición en los mercados donde estén listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso del MAE: www.mae.com.ar y en el caso de BYMA: www.bolsar.com.ar).

Redondeo

La Emisora ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene declaraciones referentes al futuro sobre: (i) los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora; (ii) planes, objetivos o metas respecto de las operaciones de la Emisora; y (iii) presunciones subyacentes a dichas declaraciones. Todas las declaraciones distintas de las referentes a hechos históricos, entre ellas, sin limitación, todas las declaraciones precedidas de las expresiones “aspira”, “anticipa”, “considera”, “podría”, “estima”, “prevé”, “proyecta”, “recomendación”, “desea”, “podrá”, “planifica”, “potencial”, “predice”, “busca”, “deberá”, “hará” y expresiones similares tienen como objeto identificar declaraciones referentes al futuro pero no son los únicos medios a través de los cuales se identifican dichas declaraciones.

La Emisora advierte a los inversores que diversos factores importantes podrían hacer que los resultados reales difieran significativamente de los planes, objetivos, expectativas, estimaciones e intenciones expresadas o inferidas por dichas declaraciones referentes al futuro, incluyendo los siguientes factores:

- cambios en políticas de gobierno, incluyendo cambios en la economía, controles de cambio, impuestos, tarifas o el marco regulatorio, o demora o denegación de aprobaciones gubernamentales;
- acontecimientos en los negocios, la economía o el sector político de Argentina, en especial acontecimientos que afecten a la industria del petróleo y gas de Argentina;
- competencia en el sector y los mercados del petróleo y gas de Argentina;
- cambios en la normativa que afecten a la industria del petróleo y gas, en especial aquellos que afecten el nivel y la sustentabilidad general de los subsidios otorgados por el gobierno argentino a productores de petróleo y gas, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)” del presente Prospecto;
- cambios en los precios del gas natural y otros productos del petróleo;
- incorporación de nuevas tecnologías de explotación de recursos no convencionales de manera que sea eficiente desde un punto de vista de costos de extracción;
- riesgos operativos, incluyendo fallas de equipos;
- restricciones ambientales sobre las operaciones y pasivos ambientales derivados de operaciones pasadas o presentes;
- riesgos de las contrapartes de contratos;
- descubrimiento, estimación y desarrollo de reservas de petróleo y gas;
- el impacto de los problemas de suministro o cuestiones relativas a la seguridad del suministro;
- inflación y fluctuaciones en las tasas de interés;
- fluctuaciones en los tipos de cambio;
- demoras o cancelaciones de los proyectos;

- la capacidad de la Emisora de retener a miembros clave de su gerencia de primera línea y empleados técnicos clave;
- controversias o acciones legales o regulatorias adversas;
- un incremento en el costo de fondeo o imposibilidad de obtener financiación en términos aceptables;
- un aumento en los costos, incluyendo costos laborales, y gastos de la Emisora, y
- otros riesgos que puedan afectar la situación patrimonial, liquidez o resultados de las operaciones de la Emisora, incluyendo los que se detallan en “*Capítulo VI. Factores de Riesgo*”.

Si se materializara uno o más de estos factores o incertidumbres o si resultaran incorrectas las presunciones subyacentes a ellos, los resultados reales podrían ser sensiblemente diferentes de los proyectados, considerados, estimados, esperados o previstos en el presente. Los posibles inversores deben leer las secciones de este Prospecto tituladas “*Capítulo VI. Factores de Riesgo*” y “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*” para un análisis más detallado de los factores que pueden afectar el desempeño futuro de la Emisora y los mercados en los que ésta opera. A la luz de estos riesgos, incertidumbres y presunciones, las declaraciones sobre el futuro descritas en este Prospecto podrían no concretarse. Estas declaraciones son válidas únicamente a la fecha de este Prospecto, y la Emisora no asume la obligación de actualizar o modificar las declaraciones sobre el futuro, ya sea como resultado de información nueva, hechos o acontecimientos futuros a menos que esté obligada a hacerlo de conformidad con la ley aplicable. Constantemente surgen factores adicionales que afectan los negocios de la Emisora, y no es posible predecir todos estos factores ni evaluar su impacto sobre los negocios de la Emisora o la medida en que cualquier factor o una combinación de factores pueden hacer que los resultados reales difieran significativamente de los establecidos en cualquier declaración sobre el futuro. Si bien la Emisora considera que los planes, intenciones y expectativas reflejados en o sugeridos por dichas declaraciones sobre el futuro son razonables, no es posible garantizar que será posible concretar dichos planes, intenciones o expectativas. Asimismo, los inversores no deberán interpretar las declaraciones sobre tendencias o actividades pasadas como garantías de que dichas tendencias o actividades continuarán en el futuro. Todas las declaraciones sobre el futuro expresadas en forma escrita, verbal y electrónica atribuibles a la Emisora o a personas actuando en su nombre se encuentran expresamente condicionadas en su totalidad por esta advertencia.

V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Este resumen detalla cierta información relevante incluida en otras secciones de este Prospecto. Este resumen no pretende ser completo, y podría no contener toda la información que es de importancia o relevante para los inversores. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, es necesario leer detenidamente este Prospecto en su totalidad para una mejor comprensión de los negocios de la Emisora y de esta oferta, entre ella los estados financieros auditados de la Emisora y sus notas relacionadas, así como las secciones tituladas “Capítulo VI. Factores de Riesgo.” y “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera” incluidos en otras secciones de este Prospecto.

a) Reseña histórica y descripción

Descripción General

Denominación, forma legal y CUIT: La Emisora se denomina Tecpetrol S.A. y es una sociedad anónima constituida conforme los términos de la Sección V.- de la Ley General de Sociedades de la República Argentina (Ley N° 19.550 y concordantes). La Emisora se encuentra identificada tributariamente bajo el CUIT N° 30-59266547-2.

Fecha de Constitución, Plazo de Duración y Reformas de Estatuto: Tecpetrol fue constituida el 5 de junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscripta en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L° 78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017; y N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018.

Objeto Social: La Emisora tiene por objeto las siguientes actividades: (a) la exploración, explotación y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos; (b) el transporte, la distribución, la transformación, la destilación y el aprovechamiento industrial de hidrocarburos y sus derivados y el comercio de hidrocarburos; y (c) generación de energía eléctrica y su comercialización mediante construcción, operación y explotación bajo cualquier forma de centrales y equipos para la generación, producción, autogeneración y/o cogeneración de energía eléctrica.

Sede Social y datos de contacto: La Emisora tiene su sede social en el Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16, C1001ADA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La misma ha sido inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 25 de

octubre de 2006, bajo el número 17.155, del libro 33, del Tomo de Sociedades por Acciones.

El teléfono de contacto de la Emisora es (+54) 11 4018-5900/ Fax (+54) 11 4018-5939; y la dirección de email es inversores@tecpetrol.com.

Capital Social. Acciones. Accionista: La Emisora es una compañía privada, cuyas acciones no listan ni se comercializan en ningún mercado de valores autorizado por la CNV y/o del exterior.

El capital social es de cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho Pesos (\$4.436.448.068), representado por cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho (4.436.448.068) acciones ordinarias escriturales de un peso (\$) valor nominal cada una. El capital social se encuentra dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (un mil trescientas treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

No existen aportes irrevocables efectuados a la Emisora y que se encuentren pendientes de capitalización.

El Art. séptimo del Estatuto Social de la Emisora dispone que *“las acciones totalmente integradas no serán representadas por títulos, sino por inscripciones en cuentas a nombre de sus titulares en un registro de acciones escriturales que será llevado por la Emisora con las formalidades indicadas en el artículo 213 de la ley 19.550 en lo pertinente, o por un tercero”*.

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L.U., quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú, Venezuela y Colombia. Para mayor información, véase *“Capítulo IX. Estructura de La Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”*.

Administración: La administración de la Emisora está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente. En caso de ausencia, impedimento o renuncia o licencia de un director, el Consejo de Vigilancia puede designar a un reemplazante, que durará en el cargo hasta la reincorporación del titular, el cese del impedimento o hasta la próxima Asamblea Ordinaria. Para mayor información, véase *“Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización”*.

Asimismo, el estatuto de la Emisora dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Emisora está a cargo de un Director General, a quien reporta un equipo de diez funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de

negocio. Para más información, véase el “*Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” del presente Prospecto.

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente, el Director General de Operaciones, el Director General de Desarrollo de Negocios y el Director General de Áreas Corporativas, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Emisora, son sometidas a aprobación del Directorio.

Producción y Reservas: la producción operada por Tecpetrol en Argentina durante el 2018 ascendió en promedio a aproximadamente 2.434 m³/día de petróleo y aproximadamente a 10.971 Mm³/día de gas. En cuanto a entregas propias, Tecpetrol entregó en promedio durante el 2018 aproximadamente 1.534 m³/día de petróleo y 9.262 Mm³/día de gas. En términos de producción operada en Argentina durante el 2018, la producción operada por la Emisora fue aproximadamente del 3% de la producción total de petróleo en Argentina y aproximadamente del 8,5% en la producción total de gas natural de Argentina.

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, conforme a las certificaciones presentadas a la Secretaría de Energía ascienden a 50,9 millones de m³ equivalentes de petróleo en Argentina.

La producción operada por Tecpetrol en Argentina durante el periodo de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendió en promedio a aproximadamente 2.622 m³/día de petróleo y a aproximadamente 17.370 Mm³/día de gas. En cuanto a entregas propias, Tecpetrol entregó en promedio durante el periodo de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 fue de aproximadamente 1.796 m³/día de petróleo y 16.101 Mm³/día de gas. En términos de producción operada en Argentina durante el período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, la producción operada fue aproximadamente 3,1 % de petróleo en Argentina y aproximadamente 12,7% de gas natural de Argentina.

Actividad: la Emisora realiza actividades de exploración, explotación y transporte de petróleo y gas en Argentina. Las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora pueden dividirse en dos segmentos: (i) un primer segmento que contempla las actividades y participaciones en la Cuenca Neuquina; y (ii) un segundo segmento que contempla las actividades y participaciones integrando tres cuencas, la Cuenca del Noroeste, la Cuenca del Golfo de San Jorge y el comienzo de exploración en la Cuenca Marina Malvinas.

El primer segmento -la Cuenca Neuquina- comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no operada), Loma Ranqueles y Loma Ancha).

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de (i) la Cuenca del Noroeste, las áreas Aguaraquí y Ramos (no operada); (ii) en la Cuenca del Golfo de San Jorge, las áreas El Tordillo, La Tapera/Puesto Quiroga, Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental; y (iii) en la Cuenca Marina Malvinas, el área MLO-124 (no operada).

Compromisos de Inversión: La Emisora posee al 30 de septiembre de 2019 los siguientes compromisos de inversión en las áreas en que participa:

Área	Compromisos de inversión pendientes y plazo
Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento en actividad de un equipo de perforación durante 21 meses hasta julio de 2020. • Perforación de un pozo entre P2-P3 hasta diciembre 2021.
Gran Bajo Oriental	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones por aproximadamente U\$S 13,56 millones a realizarse hasta el año 2021 (primer período exploratorio).
Aguaragüe	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de 1 pozo de desarrollo en la formación Tupambi.
Agua Salada	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones de desarrollo e inversiones exploratorias por aproximadamente U\$S 26,46 millones a ejecutarse antes de 2025, consistentes en la perforación de un pozo exploratorio, 4 pozos de extensión, abandono de pozos y facilidades.
Los Bastos	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones exploratorias por aproximadamente U\$S 9,6 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación.
Loma Ancha	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de un pozo exploratorio de rama horizontal de al menos 1500 metros a realizarse antes del 31 de diciembre de 2020, y ensayo del mismo por 6 meses a realizarse antes del 30 de junio de 2021.
Los Toldos I Norte	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones del Plan Piloto consistentes en la perforación y terminación de 4 pozos, estudio de sísmica 3D, infraestructura y otras inversiones dentro de los primeros 3 años del periodo Piloto (3 pozos antes de mayo 2021).
Los Toldos II Este	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones del Plan Piloto consistentes en la perforación y terminación de 3 pozos, infraestructura y otras inversiones dentro de los primeros 3 años del periodo Piloto (3 pozos antes de mayo 2021).
MLO-124	<ul style="list-style-type: none"> • Estudios de sísmica en el 100% del bloque dentro del periodo exploratorio de 4 años de duración.

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2018 sobre las áreas en las que la Emisora tiene derechos de explotación:

Cuenca	Area	Tipo de Concesión	Provincia	Superficie (en Km2)	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Concesión/Pemiso
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	248.17	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	24.39	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	Neuquen	142.74	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	95.00% 5.00%	15/12/2021
	Loma Ranqueles	Permiso de Exploración	Neuquen	134.67	Tecpetrol SA (operador) Energicon SA GyP de Neuquén	65.00% 25.00% 10.00%	15/06/2020
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquen	367.86	Tecpetrol SA	100.00%	1/10/2026
	Los Toldos I Norte	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	202.79	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90.00% 10.00%	5/10/2054
	Los Toldos II Este	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	77.74	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90.00% 10.00%	5/10/2054
	Agua Salada	Concesión de Explotación	Rio Negro	650.60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70.00% 30.00%	9/6/2025
	Los Toldos I Sur	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	194.79	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80.00% 10.00% 10.00%	3/9/2052
Cuenca del Noroeste	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2,210.58	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53.00% 23.00% 15.00% 5.00% 4.00%	14/11/2027
	Ramos	Concesión de Explotación	Salta	135.14	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33.00% 25.00% 42.00%	21/01/2026
Cuenca del Golfo San Jorge / MARINA MALVINAS	El Tordillo	Concesión de Explotación	Chubut	117.32	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	14/11/2027
	La Tapera / Puesto Quiroga	Concesión de Explotación	Chubut	341.21	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	8/5/2027
	Estancia La Mariposa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	27.97	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Lomita de la Costa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	10.21	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Cerro Mangrullo	Concesión de Explotación	Santa Cruz	49.32	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	2/10/2037
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2,460.69	Tecpetrol SA	100.00%	28/08/2021
	MLO-124	Permiso de Exploración	Malvinas	4,418.00	ENI Argentina Exploración y Explotacion SA (operador) MEPMLO SA Tecpetrol SA	80.00% 10.00% 10.00%	18/10/2023

Historia de Tecpetrol

La Emisora inició sus actividades en 1981 cuando adquirió participaciones en tres áreas que eran propiedad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”). Una de ellas era un área de exploración en la cual actuaba como operador, mientras que en las dos restantes áreas de producción la Emisora no actuaba como operador. La Emisora no tuvo éxito con su área de exploración y obtuvo escasos resultados de una de sus áreas de producción y por consiguiente vendió ambas áreas.

Entre 1983 y 1990, los negocios de la Emisora se limitaron a su participación del 25% en Ramos, un área productora de petróleo y gas.

En 1989, en la medida en que se empezó a promover la participación del sector privado en la industria del petróleo y del gas en la Argentina, la Emisora analizó diversas oportunidades para adquirir propiedades petroleras y gasíferas y para efectuar ofertas respecto de áreas de exploración en la primera ronda del denominado Plan Houston impulsado por YPF. En septiembre de 1990 la Emisora adquirió, en una operación privada, una compañía que era titular de una concesión a perpetuidad sobre el área José Segundo.

La Emisora también tuvo éxito en septiembre de 1990 con las ofertas que efectuó para la obtención de concesiones respecto de 3 áreas marginales (Atamisqui, Atuel Norte y Agua Salada). Desde entonces, Tecpetrol ha adquirido participaciones en otras áreas, entre las que se destacan por su nivel de producción, las áreas El Tordillo en la Cuenca del Golfo de San Jorge (de la cual adquirió inicialmente un 23,75% en julio de 1991, un 19% adicional en octubre de 1991 y finalmente en mayo de 1996 adquirió un 9,38% restante lo cual la hacen poseedora del 52,13%), Aguaragüe en la Cuenca del Noroeste (adquirida en diciembre de 1992), con un 23%, y Los Bastos en la Cuenca Neuquina con un 100% (adquirida en 1991).

En 1994 la Emisora comenzó un proceso de internacionalización expandiendo su negocio en distintos países de América Latina. Constituyó subsidiarias para la operación de distintos contratos de servicios petroleros, de explotación y de exploración, tanto en Venezuela como en Perú, Ecuador, Brasil y Colombia.

En Venezuela participó en dos convenios de servicios de operación, uno en las Áreas Quimare-La Ceiba cuya participación fue cedida en el año 2003 y, el segundo en el Área Colón, en el cual Tecpetrol, a través de sociedades relacionadas, mantiene una participación minoritaria.

En Ecuador participó desde el año 1999 en un proyecto de Petrocuador para la explotación de petróleo y exploración del campo marginal Bermejo, el cual finalizó a mediados de 2019.

En la República del Perú, participó en los años 2000 y 2004, respectivamente, en un consorcio junto con otras empresas petroleras, con una participación del 10% en cada uno de ellos, un convenio con Perupetro S.A. para la explotación de hidrocarburos en los Bloques 88 y 56 del campo Camisea. Actualmente, la Sociedad mantiene una participación menor en las sociedades, sin perjuicio de que otras sociedades relacionadas a la Sociedad detentan el resto de la participación que originalmente tenía la misma.

Asimismo, la Emisora mantenía hasta diciembre de 2015 una participación del 25,5% en Tecpetrol Colombia S.A.S., cuyo objeto es la exploración, explotación y venta de hidrocarburos, y participaba de dos yacimientos exploratorios en la prolífica Cuenca de los Llanos Orientales. En diciembre de 2015 Tecpetrol Colombia S.A.S decidió efectuar un aumento de capital y al no ejercer la Emisora su derecho de preferencia en dicho aporte su participación disminuyó a 0,24% en dicha fecha. Actualmente, el porcentaje de participación de la Emisora en Tecpetrol Colombia S.A.S. es de 0,16%.

En la República de Bolivia la Emisora, a través de su subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A. (“Tecpetrol Bolivia”), resultó adjudicataria en septiembre de 1997 de dos áreas de exploración licitadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”): Campero Oeste y Bloque Ipati. En el año 2000, Tecpetrol Bolivia en su carácter de

operador del bloque Campero Oeste, comunicó a YPFB la decisión de devolver la totalidad del área tras haber cumplido todo el compromiso de inversión cuyo monto ascendía a U\$S 2.1 millones. Adicionalmente, en diciembre de 2002, Tecpetrol Bolivia, operadora del bloque Ipati y titular del 100% del respectivo Contrato de Riesgo Compartido, firmó un acuerdo de farmout mediante el cual cedió el 80% de su participación junto con su rol de operador a Total Exploration & Production Bolivia Sucursal Bolivia (“Total”) y, por otro lado, Total cedió a Tecpetrol Bolivia el 20% de participación en el Bloque Aquio, ambos en etapa exploratoria. En 2013 Total cedió un 20% de participación en ambos yacimientos a GP Exploracion y Producción S.L. Sucursal Bolivia y, en 2014, cedió un 10% de participación a YPFB Chaco S.A. Durante el ejercicio 2016 se inició la producción comercial en ambos yacimientos, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm³/d. Con fecha 23 de mayo 2017 la Emisora vendió su participación en dichos yacimientos a Tecpetrol Internacional S.L.U.

En adición a los proyectos antes mencionados, la Emisora participó en varios proyectos exploratorios en Brasil, actividades éstas que no arrojaron resultados satisfactorios.

En el año 2004, se realizó una reorganización societaria creando una compañía holding basada en el Reino de España, Tecpetrol Internacional S.L.U., quedando todas las operaciones fuera de Argentina, con excepción de las operaciones en Bolivia y las participaciones en los consorcios peruanos antes referidas, bajo el control de dicha compañía.

Actualmente, la Emisora presta servicios de asesoramiento a diversas sociedades relacionadas que operan en Latinoamérica.

Entre los años 2012 y 2016, la Sociedad negoció con las respectivas provincias la extensión del plazo de las concesiones de explotación en los diferentes yacimientos en los que participa. Se extendieron hasta el 2027 las concesiones de explotación sobre las áreas ubicadas en la Cuenca del Golfo de San Jorge (con excepción de Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo), hasta el 2025 la concesión de explotación sobre el área Agua Salada y hasta el 2027 las concesiones de explotación comprendidas en el área Aguaraquíe. Asimismo, en el año 2016 se otorgaron a favor de Tecpetrol las concesiones de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre las áreas Fortín de Piedra y Punta Senillosa, en Neuquén, ambas hasta el año 2051.

Adicionalmente, en diciembre de 2014 fue adjudicada a la Sociedad el derecho para explorar el área de Loma Ancha, situada en la zona de Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén. Se trata de un permiso exploratorio en el cual Tecpetrol, a través de una asociación con Gas y Petróleo del Neuquén S.A., como permisionario, tiene el 95% de participación y es el operador del área, y su socio, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., el restante 5%. A la fecha del presente Prospecto, se ha accedido al Segundo Período del Plazo Básico del Período de Exploración (diciembre de 2018 a diciembre de 2021).

En abril de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó el Plan de Desarrollo de Fortín de Piedra 2017-2019. En febrero de 2018 se inauguró la ampliación de la planta de deshidratación de gas permitiendo deshidratar 6,5 millones m³/día, quedando en condiciones para su transporte y posterior tratamiento para la venta. Asimismo, en mayo de 2018 se finalizó la construcción de un ducto de gas con una extensión de 58 kilómetros y una capacidad de 18 millones de m³/día, permitiendo inyectar la producción de Fortín de Piedra en el sistema troncal de Transportadora de Gas del Norte S.A. y de Transportadora de Gas del Sur S.A. En agosto de 2018 se inauguró la primera fase de la Central Production Facilities (“CPF”), la cual actualmente cuenta con 3 módulos Dew

Point con capacidad para el tratamiento de hasta 14,1 millones de m³/día de gas. Adicionalmente, durante el segundo semestre de 2018 se puso en marcha el sistema de transferencia de agua de fractura, baterías y ductos.

El 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tiene como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019, a través de la Resolución N° 18/2019, la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052, cuya operación y mantenimiento quedará a cargo de Oleoductos del Valle S.A.

El 20 de julio de 2018, el Directorio de la CNV dictó la Resolución RESFC-2018-19615-APN-DIR#CNV, a través de la cual aprobó la fusión por absorción por parte de Tecpetrol S.A. “sociedad absorbente”, de Americas Petrogas Argentina S.A. –sociedad absorbida-, fusión que fuera oportunamente aprobada por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y por la Asamblea General Extraordinaria, respectivamente, de accionistas de ambas sociedades celebradas el 26 de abril de 2018. Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios – Fusión con América Petrogas Argentina S.A.*”.

En agosto de 2018, la Emisora obtuvo un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área Gran Bajo Oriental, con una extensión de aproximadamente 2.500 km² en la provincia de Santa Cruz (Cuenca del Golfo de San Jorge, resultando lindera con otras áreas operadas por la Emisora en la referida provincia), por un período exploratorio de tres años, prorrogable a opción de la Emisora una vez vencido. El mismo fue otorgado mediante Decreto N° 734/18, de fecha 14 de agosto de dicho año, emitido en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquén S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por

periodos adicionales de diez (10) años cada uno, con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio de compañías del cual la Sociedad participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD.; a través de su controlada MEPMLO S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la Cuenca Marina Malvinas a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Antecedentes de Tecpetrol bajo el régimen de Oferta Pública:

Tecpetrol se encuentra autorizada para la oferta pública de obligaciones negociables en el marco de su Programa de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por hasta U\$S 1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas), autorizado por la CNV mediante Resolución CNV N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017.

Con fecha 12 de diciembre de 2017, y en el marco del Programa referido en el párrafo anterior, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 1 por un valor nominal de U\$S 500.000.000, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,875% con fecha de vencimiento el 12 de diciembre de 2022.

b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad

La industria del gas y petróleo en la Argentina

Medidas Recientes

Emergencia

Por Ley N° 27.541, publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando hasta el 31 de diciembre de 2020 en el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades legislativas, en los términos del art. 76 de la Constitución Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Entre las facultades delegadas, se encuentra la de “*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*”.

Esta ley de emergencia cuenta con un título referido al sistema energético, en el cual se incluyen principalmente las siguientes disposiciones:

- se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta

180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020;

- se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) por el término de 1 año; y
- facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos, para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo) – Petróleo – Exportaciones e importaciones de Petróleo*” del presente Prospecto.

Véase, “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones*” del presente Prospecto.

Reseña

Desde los años 1920 hasta el 1989, el sector público argentino controlaba las actividades relacionadas con la producción y venta de gas y petróleo. La industria argentina del gas y petróleo se rige por la Ley N° 17.319, denominada “Ley de Hidrocarburos”, modificada por las Leyes N° 26.197 y N° 27.007, que establecen el marco legal general para la exploración, producción y transporte del gas y del petróleo. El poder ejecutivo del gobierno nacional emite reglamentaciones que complementan estas leyes.

El marco legal de la Ley de Hidrocarburos se estableció sobre la presunción de que las reservas de hidrocarburos deberían ser propiedad nacional e YPF debería liderar la industria del gas y petróleo y operar en virtud de un marco legal diferente al de las empresas privadas. Con anterioridad al año 1989, no obstante, los productores privados operaban bajo contratos de prestación de servicios con YPF, suministrando grandes volúmenes de petróleo extraído en virtud de este sistema, entregando el petróleo a YPF y la ex SE lo distribuía a las refinerías. El estado argentino fijaba los precios para el petróleo y sus derivados, que en muchos casos estaban por debajo de los precios internacionales.

A fines de los años 80, el estado argentino modificó el marco legal aplicable a la industria del gas y del petróleo a fin de crear oportunidades para la inversión del sector privado. En el mes de agosto de 1989, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 23.696 (la “Ley de Reforma del Estado”) junto con la Ley N° 23.697 (la “Ley de Emergencia Pública”), las cuales ordenaban la desregulación de la economía y la privatización de diversas empresas estatales. Los Decretos N° 1.055/1989, N° 1212/1989 y N° 1.589/1989 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”), entre otros, declararon la prioridad pública del desarrollo de planes para el aumento de la producción del gas y del petróleo a fin de lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos y el desarrollo de las industrias relacionadas; establecieron la necesidad de someter a un proceso de licitación pública determinadas áreas para (i) la cesión a las empresas privadas de la exploración, explotación y desarrollo de los derechos sobre los hidrocarburos y (ii) la asociación con YPF en determinadas áreas para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos; declararon la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos en dichas áreas por parte de las

concesionarias; eliminaron todas las instrucciones y los impuestos sobre las importaciones y exportaciones de hidrocarburos; establecieron la obligación para las concesionarias de transportes de trasladar hidrocarburos provenientes de otros productores en la medida que tuvieran disponibilidad en sus respectivos servicios.

En el mes de septiembre de 1992, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 24.145, la cual dispuso la privatización de YPF (la “Ley de Privatización de YPF”). Según los términos de esta ley, en enero de 1999, REPSOL adquirió una participación del 14,99% de YPF. En el mes de junio de 1999, REPSOL adquirió una participación adicional del 82,5% de las acciones de YPF, lo que representaba el 97,5% de todo el capital accionario de YPF. Asimismo, en mayo de 2012, el estado nacional, mediante la Ley N° 26.741, declaró la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina, y a fin de lograr este objetivo, declaró sujeto a expropiación el 51% de determinadas acciones de YPF S.A.

La Ley de Privatización de YPF asimismo estableció la transferencia de las reservas de hidrocarburos del gobierno nacional a las provincias, con sujeción a una ley específica que reglamentara dicha transferencia y también sujeto a los derechos existentes de los titulares de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación. La transferencia de las reservas de hidrocarburos del gobierno nacional también fue reconocida por la reforma de la Constitución de 1994, y más tarde por el Decreto Nacional N° 546/2003. Pero recién en el año 2006, cuando se promulgó la Ley N° 26.197, se materializó la transferencia.

En el mes de junio de 1992, la Ley N° 24.076, denominada la “Ley de Gas Natural”, sentó las bases para la desregulación de las industrias de la distribución y el transporte del gas natural. Ordenó la privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado y abrió el transporte y la distribución de gas natural a la inversión del sector privado. La Ley N° 24.076 asimismo dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal recién adoptado para el transporte, distribución y venta de gas natural en la Argentina. Esta nueva estructura legal para la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas podían acceder a toda la capacidad de disponibilidad futura para los sistemas de transmisión y distribución sin ningún tipo de discriminación.

Se construyeron gasoductos para cruzar las fronteras e interconectar a la Argentina, Chile, Brasil y Uruguay. Los productores han exportado gas natural a los mercados chileno y brasileño en función de los stocks de gas disponibles y, hasta la medida permitida por el gobierno nacional.

El día 6 de enero de 2002, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario”), que ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, permitiendo que el poder ejecutivo fijara la tasa aplicable correspondiente. Durante el período que comienza en el año 2002, las autoridades nacionales han adoptado una variedad de medidas que restringen las exportaciones de gas natural desde la Argentina, incluidas varias instrucciones para el abastecimiento local (las cuales requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno de la Argentina), con expresas órdenes de suspender las exportaciones, suspendiendo así el procesamiento de gas natural y adoptando restricciones a la exportación de gas natural impuestas a través de comités de emergencia y/o empresas de transporte creadas para hacerse cargo de las situaciones de crisis. Estas medidas fueron adoptadas por las Resoluciones N° 265/2004 y N° 659/2004 de la Secretaría de Energía, y por la Reglamentación S.S.C. N° 27/2004 de la

Subsecretaría de Combustibles, así como también por otras reglamentaciones emitidas con el fin de restringir las exportaciones de gas natural y lograr el autoabastecimiento en el mercado argentino.

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

En octubre de 2004, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.943 para crear ENARSA. El objeto social de ENARSA consiste en la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, almacenamiento, comercialización e industrialización de estos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Además, la Ley N° 25.943 otorgó a ENARSA todos los permisos de exploración respecto de las áreas mar adentro ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la costa y dentro de la plataforma continental que en ese entonces se encontraban desocupadas.

En el mes de diciembre de 2006, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 26.197 para reformar la Ley de Hidrocarburos, transferir a las provincias y a la Ciudad de Buenos Aires la propiedad sobre las reservas de hidrocarburos (incluidas las reservas sobre las cuales se habían otorgado concesiones antes del año 1994) ubicadas dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas náuticas desde la costa, de conformidad con el Artículo 124 de la Constitución Nacional según la reforma de 1994. La Ley N° 26.197 asimismo dispuso que las reservas de hidrocarburos ubicadas más allá de 12 millas náuticas y dentro de la plataforma continental permanecieran como propiedad del gobierno federal.

En virtud de la Ley N° 26.197, el Congreso nacional continúa promulgando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de gas y petróleo existentes dentro de todo el territorio argentino (incluidos sus mares), pero los gobiernos provinciales donde se encuentran las reservas hidrocarburíferas son los responsables del cumplimiento de estas leyes y reglamentaciones, de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, y deben actuar como las autoridades de otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación. No obstante, estas facultades administrativas otorgadas a las provincias deben ser ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de sus reglamentaciones.

Por lo tanto, aunque la Ley N° 26.197 estableció que las provincias eran las responsables de administrar los yacimientos, el Congreso nacional retuvo la facultad de dictar normas y reglamentaciones relacionadas con el marco legal del gas y del petróleo. Asimismo, el gobierno nacional conservó la facultad de determinar la política energética nacional.

La Ley N° 26.197 dispone que el estado nacional debe conservar la autoridad para otorgar concesiones de transporte: (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) directamente conectadas a gasoductos de exportación para ese fin. Por ende, se transfieren a las provincias las concesiones de transporte existentes y que se encuentren dentro del territorio de una sola provincia y que no estén conectadas a instalaciones de exportación, así como la facultad de otorgar nuevas concesiones de transporte que cumplan con tales condiciones.

La SE es la agencia del gobierno nacional a cargo del cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, la Ley N° 26.197 confiere a las provincias la facultad para: supervisar y controlar los permisos de exploración y las concesiones de explotación, hacer cumplir las obligaciones legales y contractuales y el pago de regalías, así como todas las demás facultades relacionadas con las áreas de hidrocarburos dentro de sus territorios.

La Ley de Hidrocarburos restringe el área total de los permisos de exploración y las concesiones de explotación que pueden ser otorgados a una única empresa.

En el mes de julio de 2013, el estado nacional emitió el Decreto N° 929/2013, el cual contemplaba un régimen promocional para la inversión en la producción de hidrocarburos. Los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de gas y petróleo 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 también estableció el otorgamiento de concesiones de explotación no convencional, durante un período de 25 años, al cual se le agregaría una prórroga simultánea y anticipada de 10 años a las empresas concesionarias que cumplieran con los requisitos de la Ley de Hidrocarburos.

El día 31 de octubre de 2014, el Congreso nacional promulgó la Ley N° 27.007, que modifica nuevamente la Ley de Hidrocarburos. El artículo 1 de la Ley N° 27.007 reforma el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos y dispone dos períodos de permisos de tres años cada uno para la exploración convencional, prorrogable por hasta cinco años más, de manera que la duración máxima del permiso asciende a 11 años, y dos períodos de cuatro años, prorrogables por otros cinco años, en el caso de la exploración no convencional, por un total de 13 años, y un total de 14 años para la exploración convencional mar adentro. 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 a 150 unidades en el caso de los permisos mar adentro, por un total de 15.000 kilómetros cuadrados. En caso que los titulares de los permisos descubran cantidades de gas y petróleo que sean explotables comercialmente, tendrán el derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de dichas reservas.

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

- Explotación convencional – 25 años.
- Operación no convencional – 35 años, lo que incluye un período de plan piloto de hasta cinco años.
- Operación sobre la plataforma continental y mar adentro – 30 años.

En todos los casos, se podrán solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años. La ley fija los diferentes montos que deben ser abonados por las concesionarias a fin de obtener la prórroga de sus concesiones. Las regalías de hidrocarburos se fijaron en el 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 yacimientos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías podrá ser incrementada en un 3%, hasta un máximo del 18%. Asimismo, la Ley N° 27.007 modificó los art. 25 y 34 de la Ley de Hidrocarburos, eliminando las restricciones a las cantidades de permisos de exploración y concesiones

de explotación que un permisionario o un concesionario puede tener, y amplió el régimen de promoción creado por el Decreto 929/2013.

Exploración y Producción

Permisos y Concesiones

En virtud de la Ley de Hidrocarburos (y sus modificatorias), las autoridades federales y/o provinciales competentes pueden otorgar permisos de exploración luego de la presentación de licitaciones. El titular de un permiso de exploración posee el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada en el permiso. Cada permiso puede cubrir sólo áreas no probadas que no excedan 10.000 kilómetros cuadrados (15.000 kilómetros cuadrados mar adentro), y puede tener una vigencia de hasta 11 años, 13 años o 14 años, para la exploración convencional, la exploración no convencional y la exploración mar adentro, respectivamente.

En caso que el titular de un permiso de exploración descubra cantidades de petróleo o gas que sean comercialmente explotables, tendrá el derecho de obtener una concesión de explotación exclusiva por 25, 30 o 35 años para la producción y el desarrollo de este petróleo y gas (depende de cómo se pretendan extraer esos hidrocarburos mediante el uso de métodos convencionales o no, de los depósitos hidrocarburíferos con determinadas características de permeabilidad específicas). La Ley de Hidrocarburos asimismo dispone que la vigencia de la concesión puede ser prorrogada por períodos adicionales de 10 años, con sujeción a términos y condiciones. En virtud de la Ley N° 26.197, la facultad de prorrogar las vigencias de los permisos y concesiones existentes y nuevas fue puesta a cargo de los gobiernos de las provincias donde se encuentre el yacimiento en cuestión (y del gobierno nacional respecto de yacimientos mar adentro que sobrepasen las 12 millas náuticas). Al momento del vencimiento del permiso y/o concesión (incluyendo sus eventuales prórrogas), las provincias tienen el derecho de conferir nuevos permisos y/o concesiones relacionados con los yacimientos en cuestión. En caso de que se acceda a una concesión de explotación antes del vencimiento del permiso de exploración, el período restante de tiempo de dicho permiso puede ser convertido y agregado a la correspondiente concesión de explotación.

Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho de conducir todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción del 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. Ver el punto “*Transporte de Hidrocarburos*” más abajo.

Actualmente existen varios tipos de concesiones y contratos vigentes en la Argentina:

- concesiones de explotación otorgadas en virtud de la Ley de Hidrocarburos por el gobierno nacional o de las provincias, las cuales (a) fueron renegociadas de contratos de producción o exploración anteriores, (b) fueron otorgadas por YPF sobre áreas marginales bajo su control, o (c) fueron otorgadas luego de declarar reservas comercialmente explotables como resultado de un permiso de exploración;
- joint ventures entre operadores del sector privado y/o con operadores del sector público;

- contratos de exploración, la mayoría de los cuales se han convertido en permisos de exploración;
- permisos de exploración otorgados en virtud de la iniciativa *Plan Argentina* del gobierno nacional en el año 1992;
- permisos de exploración otorgados por las autoridades provinciales en virtud de la Ley N° 26.197; y
- contratos de prestación de servicios con las provincias para la exploración, desarrollo y producción de áreas marginales transferidas por YPF. Los anteriores permisos de producción y exploración de YPF fueron convertidos en permisos y concesiones sujetos a la Ley de Hidrocarburos.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación generalmente requieren que los titulares lleven a cabo todas las obras necesarias para buscar o extraer hidrocarburos con el uso de técnicas adecuadas y que realicen las inversiones especificadas.

Los requisitos para ser titular de un permiso de exploración, concesión de explotación y/o concesión transporte, fueron establecidos por medio de la Resolución N° 193/2003 de la entonces SE. Por Disposición N° 335/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, con fecha 9 de diciembre de 2019 se aprobaron parámetros de solvencia patrimonial y financiera que deben cumplir las empresas para ser titulares de permisos de exploración, concesiones de explotación y/o transporte de hidrocarburos en los términos de los arts. 5 y 72 de la Ley de Hidrocarburos (y sus modificatorias) y se aprobó una “metodología marco de análisis de solvencia financiera”, entre otras cuestiones, derogando a la mencionada Resolución N° 193/2003.

Asimismo, las empresas que pretendan presentar ofertas en concursos públicos a los fines de los artículos 45 y 46 de la Ley 17.319, los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación, operadoras de concesiones de explotación deben inscribirse en el Registro de Empresas Petroleras, y actualmente regulado por la Disposición de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles N° 337/2019.

Regalías

En virtud de la Ley de Hidrocarburos y sus modificatorias, los titulares de concesiones de explotación, incluidos nosotros, debemos también abonar regalías a la provincia donde se lleva a cabo la producción. Una regalía del 12%, y un porcentaje en concepto de canon extraordinario en ciertas concesiones que han sido prorrogadas, se debe abonar sobre el valor en boca de pozo de la producción de petróleo crudo y de los volúmenes de gas natural vendidos. Para mayor información sobre los porcentajes de regalías y cánones extraordinarios, véase la sección “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora – c) Descripción de las actividades y negocios – Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares*” del presente Prospecto. El valor en boca de pozo se calcula en base al volumen y al precio de venta del petróleo crudo y del gas producido, menos el costo del tratamiento, los gastos de transporte, de almacenamiento y otras deducciones.

Además de las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos relacionadas con las regalías a ser abonadas por los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación, el gobierno nacional asimismo promulgó reglamentaciones específicas para la liquidación y el pago de regalías sobre hidrocarburos. El Decreto N° 1.671/1969 creó las normas

básicas para el pago de regalías en efectivo o en especie y designó al gobierno nacional como la autoridad de control.

Luego se dictaron otras reglamentaciones que separaron los regímenes aplicables para la liquidación y el pago de las regalías del petróleo crudo y del gas natural.

En el mercado de gas natural, dicho pago se rige por las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 188/1993 y N° 73/1994, que determinan los gastos deducibles, así como también el precio de boca de pozo del gas natural.

Dentro del mercado del petróleo crudo, las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 155/1992 y N° 5/2004, entre otras, también reglamentan el cálculo y las deducciones aprobadas para la determinación del precio de boca de pozo del petróleo crudo. Asimismo, según la Resolución de la SE N° 435/2004, en caso que el titular de una concesión asigne producción de crudo para otros procesos de industrialización en sus plantas, deberá acordar con las autoridades provinciales o con la ex SE, según corresponda, sobre el precio de referencia a ser utilizado a los fines del cálculo de las regalías.

Además de lo antes detallado, la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561, que introdujo los impuestos a la exportación, estableció que estos no podían ser deducidos del precio de exportación a los fines del cálculo del 12% de las regalías. Los gastos de regalías incurridos en la Argentina se consideran como costos de producción. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el petróleo y el gas producido por un titular de un permiso de exploración antes del otorgamiento de la concesión de explotación se encuentran sujetos al pago del 15% de regalías.

La nueva Ley de Emergencia N° 27.541, publicada el 23 de diciembre de 2019 (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública), al otorgar facultades al Poder Ejecutivo de la Nación para fijar alícuotas de derechos de exportación, dispuso en este aspecto que *“Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB. En ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”* (art. 52).

Por Decreto N° 58/2019, el Presidente de la Nación promulgó esta última ley, vetando del art. 52 transcripto, la frase que dice *“En ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”*.

En consecuencia, la versión final del art. 52 de la ley 25.541 quedaría de la siguiente manera: *“Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB.”*

Reversiones de Áreas

Cuando una concesión de explotación vence o es resuelta, todos los pozos de petróleo y de gas, más las instalaciones y el equipamiento operativo y de mantenimiento, retornan a la provincia donde se ubica la reserva o al gobierno nacional en el caso de reservas bajo jurisdicción federal (es decir, ubicadas sobre la plataforma continental sobrepasando las 12 millas náuticas mar adentro), sin ningún tipo de compensación.

Transporte de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos (conforme modificaciones introducidas por la Ley N° 27.007) permite que el poder ejecutivo del gobierno nacional otorgue concesiones para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos a favor de concesionarios de explotación y para el transporte de su propia producción, cuando se trate de facilidades de transporte de hidrocarburos que abarquen 2 o más provincias o que tengan como destino directo la exportación. Estas concesiones serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las concesiones de transporte. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

En virtud de la Ley N° 26.197, los respectivos gobiernos provinciales poseen la misma facultad respecto de concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

Las concesiones para transporte de hidrocarburos y sus derivados, distintas al transporte de la propia producción de un concesionario de explotación, se otorgarán mediante licitación pública o concurso público. Conforme con lo previsto por el Decreto No. 115/2019 (publicado en el Boletín Oficial el 8 de febrero de 2019), el plazo de las concesiones de transporte que se adjudiquen mediante el procedimiento de concurso o licitación será de 35 años, contados desde la fecha de su otorgamiento. Los concesionarios podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años de duración cada una de ellas, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones, se encuentren transportando hidrocarburos al momento de solicitar la prórroga y presenten un plan de trabajo e inversiones asociadas. Aquellas concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la entrada en vigencia de ese decreto, se registrarán por los términos y condiciones de su otorgamiento.

El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- transportar petróleo, gas y productos petrolíferos; y
- construir y operar tuberías para petróleo y gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías y las demás instalaciones y el 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, por el pago de una tarifa. Esta obligación, sin embargo, se aplica a productores de petróleo y gas sólo en la medida 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 de transporte. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación de la Secretaría de Recursos de Hidrocarburos para las tuberías de petróleo y nafta y de ENARGAS para los gasoductos.

La Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural aplicable considerándolos como servicios públicos. La Ley de Gas Natural tiene como objetivo: (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.

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. A la fecha del presente Prospecto, la fecha de apertura de sobres se encuentra prorrogada hasta el 31 de marzo de 2020, encontrándose las actuales autoridades avocadas a analizar la necesidad de realizar adecuaciones modificatorias al Pliego Licitatorio y a la correspondiente Licencia de Transporte,

Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)

Petróleo

Comercialización de Petróleo

El 11 de enero de 2017 algunos productores y empresas de refinería, dentro del marco del control del gobierno nacional, firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, el cual establece un esquema de precios a fin de que el precio del barril de petróleo producido en la Argentina alcance la paridad con los precios internacionales durante el año 2017.

En octubre de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería de Argentina determinó la terminación de los acuerdos sobre precios de petróleo crudo y gasolinas. Se liberaron los precios locales una vez que alcanzaron los niveles de los precios internacionales, y a partir de entonces mantienen paridad con éstos y se sujetan a las reglas del mercado.

La fuerte depreciación del Peso ocurrida durante 2018, provocó que las refinerías y los productores hicieran acuerdos para minimizar el aumento en los precios. Esto ocasionó un desajuste temporal de los precios locales en Argentina en relación con los precios internacionales.

Sin embargo, por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019, de fecha 15 de agosto de 2019, el Estado Nacional intervino en el mercado hidrocarburífero regulando los precios del petróleo crudo. Así, mediante ese decreto el Presidente de la Nación estableció:

- i. Que las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante los 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia de ese decreto (lo que ocurrió el día 16 de agosto de 2019), debían 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 \$45,19 por dólar estadounidense y un precio de referencia BRENT de U\$S 59 por barril.
- ii. Que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, durante los 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia del decreto, no podía ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.
- iii. Que las empresas productoras de hidrocarburos debían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina para la adecuada satisfacción de las necesidades internas.

Según los considerandos del Decreto, las medidas indicadas fueron tomadas a fin de evitar aumentos sustanciales en el precio del petróleo crudo y de los combustibles líquidos en el mercado local, que ocasionarían efectos perjudiciales para distintos sectores de la economía, así como también a los fines de preservar el abastecimiento de combustibles líquidos requerido para satisfacer las necesidades básicas de la población.

Con fecha 30 de agosto de 2019, el Presidente de la Nación dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019, que modificó el Decreto N° 566/2019 en los siguientes aspectos:

- i. El tipo de cambio de referencia pasó de \$45,19 por dólar estadounidense a \$ 46,69;
- ii. Se sustituyó el art. 2°, indicando que hasta el 13 de noviembre de 2019 el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan por destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) no podía ser superior al precio vigente el día 9 de agosto de 2019.

Por Resolución N° 557/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, con fecha 18 de septiembre de 2019 se estableció que durante la vigencia del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019, los precios de 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 combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio), podían incrementarse en hasta un 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019. Asimismo, estableció que

durante la vigencia del Decreto mencionado, las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local, debían 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 \$49,30 por cada dólar estadounidense y un precio de referencia BRENT de U\$59 por barril.

Las medidas referidas sobre los precios de hidrocarburos no fueron prorrogadas por el Estado Nacional luego del vencimiento del plazo de 90 días originalmente establecido.

Exportaciones e importaciones de Petróleo

Desde el mes de enero de 2003, el precio del crudo se ha visto afectado por varias reglamentaciones locales y por las condiciones del mercado. Los precios que podemos obtener por nuestra producción de petróleo crudo se encuentran afectados por una combinación de factores que incluyen los derechos a la exportación, la incapacidad de los productores de transferir los aumentos de precios a los consumidores, la volatilidad de los precios del petróleo y los precios de los productos refinados.

En ese contexto la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción fijó nuevos valores de referencia a los fines de calcular la alícuota aplicable para los derechos de exportación, determinando una alícuota de aumento para el petróleo crudo cuyo valor internacional excediera determinado valor de referencia. Medidas como éstas hicieron que los productores se vuelvan indiferentes al momento de decidir si les conviene suministrar al mercado local o al internacional, ya que el gobierno nacional capturaría cualquier ingreso extraordinario que pudieran obtener con las exportaciones.

La Resolución N° 394/2007 luego fue revocada por la Resolución N° 1.077/2014 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, la cual estableció nuevos valores de referencia para el crudo y para la determinación de las alícuotas para el cálculo de los derechos de exportación.

El derecho de exportación de Hidrocarburos había sido creado mediante la Ley 25.561 en el año 2002, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente, todo ello por un plazo de 5 años. Tanto el derecho de exportación como las facultades conferidas al Poder Ejecutivo Nacional para fijar la alícuota, fueron prorrogados por 5 años a través de la Ley 26.217 y, luego, por igual plazo adicional, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. Sin perjuicio de ello, el 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018, disponiendo un derecho de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de \$3 por cada dólar.

La Ley N° 27.467 (Ley de Presupuesto 2019) del 4 de febrero de 2019, ratificó el Decreto 793/2018 y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación con un límite en la determinación de la alícuota del 30% del valor imponible o del precio oficial FOB. Este tope máximo estaba determinado en el 12% para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% a esa fecha. Estas facultades podían ejercerse hasta el 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Decreto N° 1.201/2018 impuso con vigencia desde el 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación de servicios (con un límite de \$4 por cada dólar).

El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes los bienes exportados, quedando vigente el 12% sobre dicha base.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley 27.541 de Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021.

Con respecto a las importaciones, la ley 27.541 estableció hasta el 31 de diciembre de 2020, en un tres por ciento (3%) la alícuota de la tasa de estadística que grava operaciones de importación para consumo, cuyos topes fueron luego determinados por el Decreto 99/2019.

Esa misma ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o gravadas al 0% a esa fecha; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Para más información sobre la obligación de ingreso y liquidación del contravalor en divisas de las exportaciones, véase “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

Las operaciones de exportación de hidrocarburos líquidos deben cumplir con obligaciones previas de registro a través de un Registro de Contratos de Exportación, originalmente previsto por el Decreto 645/2002, y según el mismo fuera reglamentado por medio de la Resolución N° 1679/2004 y su última modificación, por medio de las Resoluciones N° 241/2017 y 329/2019.

Con fecha 20 de marzo de 2017, el gobierno nacional, mediante el Decreto N° 192/2017, creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados”, mediante la cual se establecía que es necesaria la adjudicación previa de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de algunos de sus derivados, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Programa “Petróleo Plus”, “Refinación Plus” y “Estímulo a la Producción de Petróleo”

Como respuesta a la permanente tendencia en baja de la producción de petróleo crudo, el día 25 de noviembre de 2008, el gobierno nacional dictó el Decreto N° 2.014/2008 que creó los programas *Petróleo Plus* y *Refinación Plus*, tendientes al aumento de las reservas y de la producción, respectivamente, a través del otorgamiento de créditos fiscales transferibles que pudieran ser utilizados para abonar derechos de exportación sobre el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados.

Bajo el Decreto N° 2.014/2008, las tareas efectuadas por los productores de hidrocarburos para (i) explorar y desarrollar nuevos yacimientos petrolíferos; (ii) aumentar la capacidad de producción; y (iii) incorporar nueva tecnología de producción y desarrollo en los yacimientos existentes, permitían que estos productores obtuvieran exenciones tributarias para dichos proyectos o, alternativamente, permitían la amortización acelerada de las

obras y del equipamiento incluido en el proyecto a los fines de la determinación del impuesto a las ganancias.

En 2012, el gobierno nacional anunció la suspensión de los programas *Petróleo Plus* y *Refinación Plus* debido a cambios en las condiciones del mercado bajo las cuales estos programas se habían establecido en el año 2008. El día 13 de julio de 2015, el gobierno nacional, mediante el Decreto N° 1.330/2015, declaró la finalización del programa “Petróleo Plus” y estableció una compensación pagadera en bonos emitidos por el gobierno nacional (BONAR 2018 y BONAR 2024) para los créditos fiscales devengados no abonados en virtud de dicho programa.

Las exportaciones de petróleo crudo también se encontraban sujetas a programas de incentivo que colocaban a los precios internacionales del crudo muy por debajo de los correspondientes a las ventas locales dentro del mercado de consumo argentino.

Algunas provincias argentinas también crearon programas para el estímulo de las exportaciones como una medida para mantener los niveles de producción de petróleo y compensar a los productores por los precios internacionales comparados con los precios locales del crudo. Por ejemplo, la Provincia de Chubut, a través del Decreto N° 442/2016, y con sujeción a la negociación y celebración de un contrato específico con cada concesionaria, acordó otorgar una suma adicional de U\$S 2,5/ Bbl por el petróleo crudo exportado proveniente de las áreas de explotación ubicadas en la Provincia de Chubut entre enero y diciembre de 2015.

Gas Natural

Comercialización de Gas Natural

La Ley de Gas Natural regula la distribución y el transporte de gas natural considerando los servicios públicos e intenta: (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 suficiente abastecimiento 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.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural; también prohíbe ciertas formas de copropiedad entre transportistas, distribuidores y minoristas para no permitirles a ellos ni a sus afiliadas controlar más de un tipo de esas entidades.

Las restricciones impuestas por el gobierno nacional luego del año 2002 sobre la operación del libre mercado ocasionaron una disminución de las inversiones en exploración y desarrollo mientras que la demanda de gas natural se incrementó en gran medida mientras la economía se recuperaba.

En el mes de febrero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 introdujo reformas sustanciales al marco legal. Este Decreto (i) constituyó un fondo fiduciario para las inversiones relacionadas con la expansión de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural; (ii) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las ventas diarias de gas al contado; (iii) adoptó medidas para mejorar la eficacia del mercado de gas natural; (iv) aprobó un mecanismo para interrumpir el abastecimiento cuando las empresas de distribución observaran determinadas restricciones en el sistema; (v) autorizó a la ex SE para crear categorías de consumidores ordenando que compraran el gas directamente de los productores; y (vi) 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. De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas diarias de gas natural al contado deben ser comercializadas a través del MEG.

En el mes de febrero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 181/04 autorizó a la ex SE a negociar con los productores de gas natural sobre un mecanismo de fijación de precios para el gas natural suministrado a las industrias y a las empresas de generación eléctrica. El día 2 de abril de 2004, la ex SE y los productores de gas firmaron un acuerdo que fue ratificado por la Resolución N° 208/04 emitida por el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El objetivo del acuerdo consistía en implementar un esquema para la normalización de los precios del gas natural luego de la crisis del año 2001. Este acuerdo venció el 31 de diciembre de 2006.

El 14 de junio de 2007, la Resolución N° 599/07 de la ex SE aprobó un acuerdo con los productores de gas natural respecto del abastecimiento de gas natural al mercado interno durante el período de 2007 a 2011 (la “Propuesta de Acuerdo” o el “Acuerdo de Gas”). El Acuerdo de Gas fijó los volúmenes de ventas locales y subordinó las exportaciones de gas natural a la satisfacción previa de la demanda interna.

El ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante la Resolución N° 459/07 con fecha del 12 de julio de 2007, creó el “Programa de Energía Total”, el cual estaba diseñado para mitigar la posible escasez de gas y electricidad durante el invierno argentino de 2007. El programa alentaba a los usuarios industriales a sustituir el uso del gas natural y la electricidad por diésel, fueloil y gas licuado de petróleo (“GLP”).

Por medio de la Resolución ENARGAS N° 1410/10, se impusieron nuevas reglas para el despacho de gas natural para abastecer a la denominada “demanda prioritaria” que significó que podrían requerirse a las empresas productoras volúmenes adicionales a los previstos en el Acuerdo de Gas. Asimismo, se otorgó facultades de redireccionamiento de gas a las empresas transportadoras de gas natural. Sin embargo, la Resolución N° 89/2016 el ex Ministerio de Energía modificó las normas de despacho de gas natural. El procedimiento para despacho de gas natural se encuentra regulado en la actualidad por las Resoluciones del ENARGAS N° I/3833 y N°124/2018.

En el mes de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución No. 41/2016, que estableció los nuevos precios para el punto de entrada del sistema de transporte de gas natural para cada cuenca de origen, estableciendo un precio de \$5,53 para la Cuenca Neuquina, de \$4.93 para la Cuenca Noroeste, y de \$4.84 para la Cuenca del Golfo de San Jorge, para la adquisición de gas natural para la generación de energía a ser comercializada dentro del marco de MEM o, en general, para el suministro del servicio de distribución de electricidad pública.

Posteriormente, el día 10 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución N° 212 / E2016 actualizó las nuevas tarifas del servicio de gas natural. A este fin, se le ordenó a ENARGAS, en base a la situación financiera y económica de las empresas licenciadas y a la Revisión Tarifaria Integral, aplicar un ajuste a las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural. En tal sentido, el ENARGAS publicó una serie de resoluciones mediante las cuales se detallan las tablas tarifarias para los distintos transportistas y distribuidores de gas natural.

El día 15 de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 29-E/2017, con el llamado a audiencias públicas para el 10 de marzo de 2017. Entre el 30 de marzo de 2017 y el 4 de abril de 2017, ENARGAS dictó las correspondientes resoluciones para actualizar las tarifas aplicables a las empresas licenciatarias, de conformidad con la revisión tarifaria integral, para los segmentos de distribución y de transporte público de gas natural.

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y las empresas distribuidoras de gas natural, suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes”, que fijaron, entre otras cuestiones, lineamientos para el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales.

El ENARGAS dictó en lo sucesivo nuevas resoluciones actualizando semestralmente (del 1 de octubre al 30 de marzo y del 1 de abril al 30 de septiembre de cada año) los cuadros tarifarios aplicables por las compañías licenciatarias de los servicios de transporte y distribución de gas natural. Sin embargo, mediante la Resolución No. 521/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (dictada el 3 de septiembre de 2019 y publicada en el Boletín Oficial el 4 de septiembre de 2019) y sus modificaciones mediante Resoluciones N° 751/2019 y 791/2019 ambas del ex Ministerio de Hacienda, el Estado Nacional dispuso: (i) diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019; y (ii) diferir el ajuste por variación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020. A fin de compensar a las prestadoras del servicio de distribución por el efecto de dicho diferimiento, la resolución referida dispuso a su vez la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo. A los efectos de la implementación del diferimiento referido en el apartado (ii) precedente, será de aplicación lo establecido en el Decreto N° 1053/2018.

Por medio del Decreto N° 1053/2018, el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las empresas distribuidoras de gas natural, 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, cuyo origen hubiera sido las variaciones del tipo de cambio. El pago por parte del Estado Nacional de las mencionadas diferencias se fijó en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, a la tasa del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo. Los montos resultantes de las cuotas pagaderas por el Estado Nacional serán percibidos por las empresas distribuidoras de gas natural, que luego deberán pagar. El Decreto N° 1053/2018 previó un esquema de adhesiones al régimen establecido por el mismo, que importaba la renuncia de la empresa productora a iniciar toda acción o reclamo.

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. Por medio de la Resolución N° 466/2019 emitida por el ENARGAS, se aprobó la metodología para determinar el monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N° 1053/2018.

El 21 de junio de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 336/2019, la que estableció, en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes, con carácter excepcional, un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019. Dichos diferimientos serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco (5) períodos mensuales, iguales y consecutivos. El costo financiero del diferimiento fue asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio.

Para la comercialización de gas natural con destino a abastecer la demanda de generación de energía eléctrica, la Resolución 95/2013 de la ex Secretaría de Energía monopoliza casi todas las compras realizadas a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”).

Por medio de la Resolución 46/2018 del ex Ministerio de Energía se instruyó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica para que establezca la modalidad para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica, y se fijaron los nuevos precios máximos para el gas natural, distribuido por cuenca, a ser aplicable a 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.

Por medio de la Resolución N° 127/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, se derogó, a partir del 30 de diciembre de 2019 la Resolución N° 70/2018, restableciéndose la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía y del artículo 4 de la Resolución 529/2014 de la ex Secretaría de Energía, reimplantándose el abastecimiento de combustibles a las centrales térmicas del MEM y del MEM del Sistema de Tierra del Fuego a través de CAMMESA.

Programas estímulos a la producción de gas natural

La ex SE creó, a través de la Resolución N° 24/2008, emitida el 6 de marzo de 2008, un programa denominado “Gas Plus” a fin de alentar a la producción de gas natural proveniente de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos y gas de baja permeabilidad, entre otros factores. El gas natural producido bajo el programa Gas Plus y vendido en el mercado local no estará sujeto al Acuerdo de Gas ni a las condiciones de precio establecidas en el mismo. En virtud de este programa, los productores de gas pueden presentar a la ex SE propuestas que apunten al aumento de producción y de reservas en áreas (i) sin producción previa; (ii) actualmente con producción, con ciertas características geológicas (es decir, gas de baja permeabilidad) y/o (iii) que no hayan tenido producción desde el año 2004 y sobre las cuales se hayan descubierto nuevos yacimientos luego de la emisión de la Resolución N° 24/2008. Dichas propuestas deben ser aprobadas por la ex SE y el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El gas natural entregado en virtud de estas propuestas debe ser vendido

internamente, su precio incluye los gastos vinculados y un nivel razonable de ganancias, y no se encuentra sujeto al Acuerdo de Gas.

Obtuvimos la aprobación de la SE para varios proyectos de Gas Plus a ser desarrollados en las áreas de *Aguaragüe* y *Ramos* en la Cuenca Noroeste, las áreas de *Agua Salada*, *Fortín de Piedra* y *Los Bastos* en la Cuenca Neuquina y en las áreas de *El Tordillo*, *Lomita de la Costa* y *Estancia La Mariposa* en la Cuenca del Golfo de San Jorge.

Si bien la aplicación del Programa Gas Plus tiene como condición distintiva la libre comercialización de gas natural sin sujeción a las restricciones previstas en el Acuerdo de Gas, manteniéndose su vigencia mientras existan volúmenes producidos que cumplan con los requisitos del mencionado programa.

Los proyectos aprobados bajo el régimen descrito son los que se listan a continuación:

Proyecto	N° Res SE	N° de Expediente
Los Bastos		
Punta Senillosa	249/2010	EXP-S01:0451987/2008
Las Chivas Profundo	253/2010	EXP-S01:0451993/2008
Pampa del Tino	251/2010	EXP-S01:0452000/2008
Puesto Parada	256/2010	EXP-S01:0451959/2008
Puesto Agua del Sembrado	259/2010	EXP-S01:0451954/2008
Puesto La Miranda	161/2011	EXP-S01:0004191/2011
Cañadón de la Polvareda	211/2011	EXP-S01:0004169/2011
Agua Salada		
El Viejo Bombeo	252/2010	EXP-S01:0451984/2008
Aguada de los Indios	815/2010 / 200/2011	EXP-S01:0037281/2010
Jaguel del Moro	953 / 2015	EXP-S01:0046190/2015
Fortín de Piedra		
Fortín de Piedra	579/2015	EXP-S01:0043396/2014
Aguarague		
Side Track Ag.ap-1001	319/2010	EXP-S01:0451944/2008
Campo Durán-1007	85/2012	EXP-S01:0327236/2011
Ramos		
Ramos xp-1012	1104/2008	EXP-S01:0440364/2010
Estancia La Mariposa		
Estancia La Mariposa	389/2014	EXP-S01:0109912/2012

En febrero de 2013, la Comisión de Hidrocarburos publicó la Resolución N° 1/2013 y así creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, cuyo objetivo consiste en evaluar y aprobar proyectos que contribuyan al autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, a través del aumento de la producción y la inyección de gas en el mercado nacional, así como también proyectos que generen mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector.

En el mes de noviembre de 2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas emitió la Resolución N° 60/13 (posteriormente modificada por las Resoluciones N° 22/2014 y N° 139/2014), que

creó un nuevo “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida” (conocido como “Plan Gas”), el cual podía ser solicitado por empresas que hubieran tenido una inyección promedio de menos de 3,5 millones de m³ por día. El acceso al programa debía ser aprobado por dicha comisión. En general, el programa establecía un esquema de compensaciones a ser abonadas sobre los precios del gas natural, para ser aplicado de manera gradual y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa sobre su inyección base ajustada (inyección base = inyección de julio a diciembre de 2013). Los valores de compensación oscilan entre U\$S 4 / MMBTU y U\$S 7,5 / MMBTU, dependiendo del nivel de inyección por sobre la inyección base promedio. El gobierno federal abona esta compensación de manera trimestral y en pesos. Las empresas que ingresan al programa asumen el compromiso de inyectar por lo menos la inyección base ajustada o bien de abonar al gobierno federal el precio de importación del volumen faltante que es calculado en base al precio de importación del gas natural licuado durante los seis meses previos. Este programa tiene una vigencia de cuatro años con la posibilidad de una prórroga de un año adicional sujeto a la autorización de la comisión. La fecha límite para solicitar la participación en este plan era el 31 de marzo de 2014. Tecpetrol fue aceptada como beneficiaria de este programa a través de la Resolución N° 21/2014 de la comisión antedicha.

El día 20 de mayo de 2016, mediante el Decreto N° 704/16, se autorizó la emisión por parte del gobierno nacional de bonos denominados en dólares, BONAR 2020, a fin de cancelar las deudas pendientes al 31 de diciembre de 2015 en virtud del Programa de Estímulo al Gas Natural y del Programa de Estímulo para Empresas de Inyección Reducida. Este decreto asimismo dispuso algunas restricciones sobre la transferibilidad de dichos bonos hasta diciembre de 2017 y requiere que se presente determinada información mensualmente.

Por falta de implementación en el pago de las compensaciones resultantes de los referidos programas, por medio de la Resolución N° 97/2018 del Ministerio de Energía y Minería se estableció un procedimiento para la cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago correspondientes a la inyección de gas efectuada durante el año 2017, estableciéndose que una vez determinadas las mismas, se procederá a su cancelación a partir del 1° de enero de 2019. El mecanismo para la cancelación de las compensaciones, de acuerdo a lo determinado por Resolución N° 54/2019 de la SE, se efectuará de acuerdo a lo previsto en el artículo 55 de la Ley 27.467.

Estas resoluciones disponen que las empresas que adhieran al régimen de las Resoluciones N° 97/2018 y 54/2019, renuncian a todo derecho, acción, recurso o reclamo, presente o futuro, tanto en sede administrativa como judicial, con relación al pago de las obligaciones emergentes de los referidos programas estímulo, en los términos y/o según los procedimientos previstos en sus respectivos actos de creación y en los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren dictado bajo los mismos y/o como consecuencia de lo dispuesto en la resolución 97/2018.

El “Plan Gas” concluyó en diciembre de 2017, y como consecuencia los subsidios para la producción de gas convencional se eliminaron. El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero debido al “Plan Gas”, y después debido al incremento en los precios locales del gas, atrajeron inversión a proyectos de producción (upstream) provocando que se revirtiera el decremento en producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a Argentina reducir las importaciones de gas natural y de hecho comenzó a exportar gas durante los meses de verano (cuando la demanda local disminuye).

Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales: Resolución N° 46-E/2017

El día 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 46-E/2017, que creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Posteriormente, por medio de la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1 de noviembre de 2017, se establecieron determinadas modificaciones al referido programa, con miras a: (i) poder incluir a aquellos proyectos que ya se encontraban en etapa de desarrollo pero que requerían, para incrementar su producción, la realización de inversiones comparables con las correspondientes a proyectos que comienzan su etapa de desarrollo; y (ii) evitar distorsiones de precios en el mercado que pudieran resultar de determinar la compensación sobre la base de los precios de venta de cada empresa beneficiaria de la compensación, para lo cual se estableció que la determinación del cálculo del precio efectivo sea sobre la base de los precios promedio de todo el mercado.

Por último, mediante Resolución MINEM N° 447-E/2017, se extendió dicho Programa, para incluir la producción de gas natural de reservorios no convencionales ubicados en la cuenca Austral. Así, se dispuso que para el caso de las concesiones ubicadas en la Cuenca Austral, la definición de Gas No Convencional contenida en el punto I, Definiciones, del Anexo de la Resolución No. 46/2017 será la siguiente: es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y/o porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada (“Tight Gas” o “Shale Gas”). La Secretaría de Recursos Hidrocarbúrferos determinará, sobre la base del análisis de la etapa piloto de cada proyecto, las condiciones técnicas particulares que deberá cumplir la producción de gas natural de cada pozo para ser considerado Gas No Convencional, tales como caudal inicial de cada pozo, su acumulada en el primer semestre y cualquier otro parámetro considerado relevante por dicha Secretaría a fin de considerar la producción como proveniente de formaciones de baja permeabilidad y/o porosidad.

Las empresas que deseen participar en este Programa deben cumplir con lo siguiente: estar ubicadas en la Cuenca Neuquina, contar con permisos de producción no convencional, inscribirse en el registro de empresas de petróleo nacional, y presentar un plan de inversión específica que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría de Recursos Hidrocarbúrferos a fin de ser incorporada al programa.

La compensación bajo este programa se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, es decir, el gas natural ya condicionado para ser comerciable, excluyendo el consumo interno del yacimiento y considerando la diferencia entre el precio efectivo (sobre la base de los precios promedio de todo el mercado) y el precio mínimo.

Este programa estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021.

El precio mínimo deberá ser de:

- (i) U\$S 7,50 /Mmbtu para el año calendario 2018,
- (ii) U\$S 7,00 /Mmbtu para el año calendario 2019,

(iii) U\$S 6,50 /Mmbtu para el año calendario 2020, y

(iv) U\$S 6,00 /Mmbtu para el año calendario 2021.

La adhesión de Tecpetrol al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017.

Véase, “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – Los resultados de las operaciones de nuestra empresa también dependen, en gran medida, de su participación continua en el Programa de Estímulo Resolución N°46-E/2017 y de su capacidad para cobrar los pagos en virtud de dichos programas*” del presente Prospecto.

Exportaciones de Gas Natural y Prioridades para la Oferta Interna

De conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural, las exportaciones de gas se encuentran sometidas a la previa aprobación de la SE a fin de asegurar que el abastecimiento interno no se vea afectado.

En marzo de 2004, la ex SE dictó la Resolución N° 265/04 y adoptó medidas tendientes a asegurar el correcto abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de electricidad. Entre las medidas adoptadas, se encontraban:

- la suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural;
- la suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes para exportar gas natural;
- la suspensión de todas las solicitudes para nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas en ese entonces o en el futuro ante la SE; y
- la autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un plan de racionalización de las exportaciones de gas y la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles (“S.S.C.”), en virtud de la facultad conferida por la Resolución N° 265/04, dictó la Resolución S.S.C. N° 27/04 que estableció un plan de racionalización para las exportaciones de gas y la capacidad de transporte. Entre otras cosas, la Reglamentación N° 27/04 estableció un límite sobre las autorizaciones de exportación de gas natural, el cual, sin una expresa autorización emitida por la Subsecretaría de Combustibles, no podía ejecutarse para volúmenes que excedieran las exportaciones registradas durante 2003.

En el mes de junio de 2004, la ex SE dictó la Resolución N° 659/04, la cual dispuso un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado interno (que reemplaza al programa creado por la Reglamentación No. S.S.C. N° 27/04). En virtud de la Resolución de la SE N° 659/04 (modificada por la Resolución N° 1.681/04), se pueden restringir las exportaciones de gas natural en los casos de escasez del mercado interno, y se les puede ordenar a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales de gas natural al mercado local por encima de los que están obligados contractualmente. Se condiciona a la exportación de gas natural bajo los permisos de exportación vigentes al cumplimiento de requisitos adicionales de abastecimiento dictados por las autoridades gubernamentales e impuestos a los productores exportadores.

Este programa asimismo modifica y complementa la Resolución N° 752/05 emitida por la ex SE en el mes de mayo de 2005, que reducía aún más la capacidad de los productores de exportar gas natural y creaba un mecanismo bajo el cual la ex SE podía requerir que los productores suministraran volúmenes adicionales a los consumidores locales durante el período estacional (“Abastecimiento Adicional Permanente”), los cuales no estuvieran comprometidos por los productores exportadores.

La Resolución N° 752/05 además dispone (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de gas natural comprimido puedan adquirir gas natural bajo condiciones comerciales reglamentadas, asegurando la demanda de la ex SE a través del Abastecimiento Adicional Permanente requerido de los productores exportadores, y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de energía eléctrica y los consumidores comerciales e industriales obtuvieran el suministro de gas natural, asegurando la demanda de la ex SE mediante la emisión del Abastecimiento Adicional Permanente mencionado anteriormente.

En virtud de este procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que funciona en el MEG, cualquier consumidor directo puede licitar para la compra de gas a término al precio promedio de exportación del gas, neto de retenciones efectuadas por la cuenca. El volumen necesario para cubrir las ofertas irrevocables estandarizadas que no se hayan cubierto será requerido como un Abastecimiento Adicional Permanente sólo hasta el final del período estacional durante el cual se deban cumplir estas solicitudes (octubre–abril o mayo–septiembre). Dicho Abastecimiento Adicional Permanente será solicitado a los productores que exporten gas y que inyecten el gas natural desde las cuencas que puedan abastecer estas ofertas irrevocables no satisfechas. La Resolución de la ex SE N° 1.886/2006, publicada el día 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles para suspender su vigencia con sujeción a la satisfacción de la demanda interna de gas natural lograda mediante resoluciones, contratos y debido al descubrimiento de nuevas reservas.

Por medio de la Resolución N° 1.329/06, posteriormente complementada por la Nota SSC N° 1.011/07, la ex SE obligó a los productores a tener como primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a las tuberías de determinados consumidores preferenciales y ordenó a las empresas de transporte garantizar estas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En general, estas reglamentaciones subordinaron todas las exportaciones de gas natural a la previa entrega de volúmenes de gas natural que fueran suficientes para satisfacer la demanda del mercado interno.

Importaciones de Gas

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 2.067/2008, con fecha del 3 de diciembre de 2008, creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinadas a abastecer la grilla nacional, cuando fuera necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario comprende: (i) varios cargos tarifarios abonados por los usuarios de los servicios de distribución y transporte regular, por consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y por empresas que procesan gas natural; (ii) programas especiales de créditos que pueden ser negociados con las organizaciones internacionales y locales; y (iii) aportes especiales por parte de los participantes de la industria del gas natural.

El día 14 de noviembre de 2011, la Resolución de ENARGAS N° 1.982 / 2011 aumentó la suma a ser recibida por el fondo creado por el Decreto N° 2.067/08 a diciembre de 2011, e incrementó la base de clientes incluidos.

Mediante la Resolución N° 28/2016 del Ministerio de Energía y Minería, se estableció un nuevo esquema de precios para el gas natural, anulando las normas del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, emitidos dentro del marco del Artículo 6 del Decreto N° 2.067/08, que autorizaba a la agencia para fijar el valor de los cargos tarifarios para integrar el fondo y también ajustarlos. Asimismo, se dispusieron los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social, que luego fueron modificados por otra resolución.

GLP (Gas Licuado de Petróleo)

La Ley N° 26.020, promulgada el día 9 de marzo de 2005, establece el marco legal para la industria y la comercialización del GLP, que deberá hacerse cumplir por la ex SE. Esta ley regula las actividades de producción, embotellamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del GLP en la Argentina y declara a estas actividades como de interés público, con vistas al aseguramiento de un abastecimiento regular, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no tienen acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley N° 26.020 incluye a todas las partes de la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en toda la Argentina.

Esta ley establece el principio del libre acceso a la industria y al mercado de GLP, así como también la libre importación de GLP y ciertas restricciones sobre las exportaciones, las cuales únicamente pueden ser autorizadas si el abastecimiento interno no se ve afectado.

La Disposición N° 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles dispone que las empresas que deseen exportar GLP primero deben obtener una autorización de la ex SE. En primer lugar, las empresas con intención de exportar GLP deben probar que la demanda local ha sido satisfecha o que han realizado ofertas para vender GLP a nivel local y éstas han sido rechazadas.

c) Descripción de las actividades y negocios

Estrategia societaria

La Sociedad desde el inicio de sus operaciones en Argentina a comienzos de la década de los 90, durante la etapa de privatización de empresas públicas y actividades que directa e indirectamente estaban a cargo del Estado, ha desarrollado la estrategia de hacerse cargo de distintas áreas hidrocarburíferas, en forma autónoma, o concurrentemente con socios locales e internacionales. La Organización Techint, a través de Tecpetrol, comenzó a desarrollar una sostenida actividad vinculada con la compra de reservas probadas, de perforación de pozos de desarrollo, tanto gasíferos como petroleros. En una etapa posterior la Sociedad inició actividades de exploración, de tal modo que, conjuntamente con la compra de reservas, se inició el proceso de recupero de las reservas que compensaran los hidrocarburos producidos.

La Emisora incrementó a través de los años sus niveles de producción a los fines de llegar a un nivel óptimo de rotación de sus reservas, similares a los parámetros internacionales. Adicionalmente, los objetivos de definición, ejecución y control de las inversiones de

desarrollo y exploratorias se han llevado a la práctica de acuerdo con los niveles más exigentes de optimización en el uso de los recursos.

En los últimos años, la estrategia desarrollada por la Emisora se ha centrado en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la zona de Vaca Muerta. En línea con este concepto, la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas* y *dry gas* en dicha formación, sumando un total de 191.000 acres, siendo su área más importante Fortín de Piedra.

El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentaron a la Sociedad a contemplar un plan de inversión hasta el 2019 para el desarrollo de la primera fase del área Fortín de Piedra, que incluyen a la fecha, principalmente, la perforación de 85 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 15,6 MMm³/d, la construcción de un gasoducto de 36”/24” hasta Tratayén con una extensión de 58 km que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS, la construcción de un oleoducto de 8” hasta Loma Campana con una extensión de 43 km sumado a la participación en la construcción de un oleoducto de 18” y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, una toma de agua en el Río Neuquén, 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del campo.

Ejes Estratégicos de la Emisora:

- **Integración: exploración, producción, transporte y distribución:** la Sociedad participa en la exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina, mientras que sociedades afiliadas tienen una participación no controlante en el negocio de transporte y distribución del mismo (su controlante, Tecpetrol Internacional S.L.U., posee participaciones en Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de Gas del Mercosur S.A. y Litoral Gas S.A. en Argentina).
- **Aumento de la productividad en campos maduros:** mediante la utilización de las tecnologías más eficientes, la Emisora ha logrado incrementar la productividad en las áreas operadas logrando una mayor recuperación de reservas en campos maduros.
- **Eficiencia en la exploración:** desde que asumió la operación de las diferentes áreas, la Emisora viene invirtiendo en forma continua en actividades de exploración y estudio de reservorios para incorporar nuevas reservas buscando controlar los costos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones.
- **Optimización de procesos:** utilizando la más moderna tecnología en comunicaciones y sistemas informáticos, la Emisora consigue una mejora continua de los procesos, incrementando la confiabilidad de los mismos y reduciendo los costos y el impacto ambiental.
- **Seguridad, Ambiente y Salud:** la Emisora tiene como objetivo prioritario la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del medio ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la Emisora.
- **Desarrollo de los recursos humanos:** es prioridad de la Emisora consolidar su crecimiento mediante la formación de recursos humanos calificados, comprometidos y con amplia experiencia en los distintos negocios en los que opera. La fuerte inversión en capacitación es una clara muestra de su compromiso en este sentido.

- **Compromiso con las comunidades:** Pensando en el futuro de las comunidades vecinas a sus operaciones, realiza Programas de Desarrollo Sustentable que buscan facilitar la autonomía y la toma de decisiones, creando redes con el Estado, las organizaciones no gubernamentales y otras instituciones.

Fortalezas de la Emisora:

- **Management experimentado:** la Emisora cuenta con un *management* estable, comprometido y experimentado en la industria. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificado en geociencias y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y *workovers*, que le permiten tomar decisiones de riesgo. El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.
- **Pertenencia al Grupo Económico Organización Techint:** La Emisora integra el denominado Grupo Organización Techint, integrado por compañías con operaciones en diversos países del mundo, líderes globales o regionales en sus sectores, con profundas raíces en las comunidades en las que operan. Cada una tiene sus propios objetivos y estrategias, pero todas comparten una filosofía de compromiso a largo plazo con el desarrollo local, así como con la calidad y la tecnología. Con sus más de 70 años de actividad y con presencia en los 5 continentes, emplean más de 57.000 empleados, siendo sus actividades variadas, incluyendo la producción de tubos de acero, de productos planos de acero, la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos y otras ramas de servicios y manufacturas. Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – a) Estructura de la Emisora y su grupo económico – Estructura Organizacional: La Organización Techint:*”. Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguno las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.
- **Experiencia en la Industria:** Creada en los 80, Tecpetrol cuenta con una gran trayectoria en exploración y producción de petróleo y gas. La inversión en tecnología y la mejora continua son dos pilares sobre los que Tecpetrol ha consolidado su crecimiento sostenido como productor y sobre los cuales ha logrado alcanzar los objetivos operativos que se ha pautado. Mediante la utilización de las tecnologías más eficientes en exploración, estudio de reservorios, perforación y producción, Tecpetrol ha logrado incrementar la productividad en las áreas operadas, controlar los costos operativos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones.
- **Posicionamiento Estratégico en Vaca Muerta y Liderazgo en el desarrollo de no convencionales:** la Emisora ha adquirido habilidades y conocimiento que le otorgan ventaja competitiva para posicionarse en proyectos de largo plazo en el sector No Convencional en la región. Vaca Muerta es una de las áreas de *shale* (petróleo de esquisto o *shale oil* y gas de lutita o *shale gas*) más grandes del mundo, con características técnicas similares a los mejores campos ya desarrollados en los Estados Unidos de América. A la fecha, Tecpetrol posee cinco concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales: Fortín de Piedra (en desarrollo); Los Toldos I Norte; el 10% en los Toldos I Sur (operado por ExxonMobil Exploration Argentina

SRL); Los Toldos II Este y Punta Senillosa (Los Bastos), más dos permisos de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha y Loma Ranqueles. Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta*” del Prospecto.

Negocios de la Emisora

Como se señaló precedentemente, las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora se encuentran divididas en dos segmentos: (i) Segmento Cuenca Neuquina; y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas.

El segmento de la Cuenca Neuquina comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, los Toldos I Norte, los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no operada), Loma Ranqueles y Loma Ancha).

El segmento de la Cuenca del Noroeste, de la Cuenca del Golfo de San Jorge y de la Cuenca Marina Malvinas comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguaragüe y Ramos (no operada), en la Cuenca del Golfo de San Jorge las áreas El Tordillo, La Tapera, Puesto Quiroga, Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental, y en la Cuenca Marina Malvinas el área de exploración MLO-124 (esta última, no operada por la Emisora).

La Emisora opera distintas áreas de petróleo y gas natural en Argentina, siendo en distintos casos titular conjunto con otras empresas nacionales e internacionales. Adicionalmente, la Emisora participa en tres áreas no operadas en Argentina. Sus principales socios locales son: YPF S.A., Pampa Energía S.A. (sociedad absorbente de Petrobras Argentina S.A.), Pluspetrol Energy S.A., ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., Compañía General de Combustibles S.A., Eni Argentina Exploración y Explotación S.A., MEPMLO S.A.U., Gas y Petróleo del Neuquén S.A., , Ledesma S.A.A.I., y Alianza Petrolera Argentina S.A.

A continuación, se muestra un mapa de las áreas en las que participa la Emisora agrupándolas por cuenca.



Actividades de Exploración y Producción:

El siguiente cuadro contiene un detalle de las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por Tecpetrol como así también las áreas en las que Tecpetrol participa como socio no operador, agrupadas por segmento (i) Segmento Cuenca Neuquina y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas, indicándose asimismo la extensión de cada área, sus respectivas participaciones, tipo de concesión y fecha de vencimiento de las mismas.

Cuenca	Area	Tipo de Concesión	Provincia	Superficie (en Km2)	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Concesión/Pemiso
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	248.17	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	24.39	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	Neuquen	142.74	Tecpetrol SA (operador) GyP del Neuquén SA	95.00% 5.00%	15/12/2021
	Loma Ranqueles	Permiso de Exploración	Neuquen	134.67	Tecpetrol SA (operador) Energicon SA GyP del Neuquén SA	65.00% 25.00% 10.00%	15/06/2020
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquen	367.86	Tecpetrol SA	100.00%	1/10/2026
	Los Toldos I Norte	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	202.79	Tecpetrol SA (operador) GyP del Neuquén SA	90.00% 10.00%	5/10/2054
	Los Toldos II Este	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	77.74	Tecpetrol SA (operador) GyP del Neuquén SA	90.00% 10.00%	5/10/2054
	Agua Salada	Concesión de Explotación	Rio Negro	650.60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70.00% 30.00%	9/6/2025
	Los Toldos I Sur	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	194.79	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador) Tecpetrol SA GyP del Neuquén SA	80.00% 10.00% 10.00%	3/9/2052
Cuenca del Noroeste	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2,210.58	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53.00% 23.00% 15.00% 5.00% 4.00%	14/11/2027
	Ramos	Concesión de Explotación	Salta	135.14	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33.00% 25.00% 42.00%	21/01/2026
Cuenca del Golfo San Jorge / MARINA MALVINAS	El Tordillo	Concesión de Explotación	Chubut	117.32	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	14/11/2027
	La Tapera / Puesto Quiroga	Concesión de Explotación	Chubut	341.21	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	8/5/2027
	Estancia La Mariposa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	27.97	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Lomita de la Costa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	10.21	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Cerro Mangrullo	Concesión de Explotación	Santa Cruz	49.32	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	2/10/2037
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2,460.69	Tecpetrol SA	100.00%	28/08/2021
	MLO-124	Permiso de Exploración	Malvinas	4,418.00	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) MEPML SA Tecpetrol SA	80.00% 10.00% 10.00%	18/10/2023

❖ Segmento Cuenca Neuquina

Las operaciones del Segmento Cuenca Neuquina comprenden las provincias de Río Negro y Neuquén. En lo que comprende a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, se encuentran las áreas Agua Salada y Los Bastos, y respecto de los hidrocarburos no convencionales se encuentran las áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur, Loma Ranqueles y Loma Ancha, todas las cuales cubren en forma conjunta una superficie total de más de 1.800 km², y son áreas operadas por la Emisora (a excepción de Los Toldos I Sur).

El crudo extraído de esta cuenca, de tipo Medanito, es comercializado en el mercado doméstico.

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Sociedad en esta cuenca indicando los pozos en producción al 30 de septiembre de 2019, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años y de los últimos 9 meses del 2019.

		Producción Diaria Promedio Neta												
		al 30/9/19 (9 meses 2019)			2018			2017			2016			
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Sept- 19	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)
NEUQUINA	Fortín de Piedra	70	703	15,585	16,288	388	8,330	8,718	40	726	766	1	30	31
	Loma Ancha	-	-	-	-	0	-	0	-	-	0	-	-	-
	Loma Ranqueles	-	-	-	-	-	-	-	-	9	0	-	-	-
	Los Toldos I Sur	6	12	22	34	4	10	14	0	9	9	-	-	-
	Los Toldos II Este	-	4	-	4	9	-	9	40	-	40	1	-	1
	Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Los Bastos	51	75	95	170	91	119	210	105	244	349	135	231	366
	Punta Senillosa	24	31	314	345	44	373	417	15	148	162	-	-	-
	Agua Salada	73	177	547	724	166	517	683	208	543	751	186	486	672

(*) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3

Actualmente la principal área de esta cuenca en la cual la Emisora ha concentrado el foco de sus inversiones, es Fortín de Piedra, ubicada en la ventana de *Wet Gas* de la formación de Vaca Muerta. Al 30 de septiembre de 2019, en el área Fortín de Piedra se han realizado inversiones por aproximadamente U\$S 2.000 millones de las cuales U\$S 1.154 millones corresponden a trabajos en pozos y el resto a *facilities*. Para mayor información, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta” del presente Prospecto.

- Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Convencionales.

Agua Salada

Tecpetrol es titular, junto con YPF S.A. de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, ubicada en la Provincia de Río Negro. Tecpetrol es la compañía operadora y representante del consorcio de empresas

compuesto por las titulares de la concesión de explotación. La misma, fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.759/1990.

La concesión de explotación fue prorrogada hasta el año 2025 mediante Decreto Provincial N° 1.707/2014 y Ley Provincial N° 5.027.

En el área Agua Salada (provincia de Río Negro), se perforaron, de acuerdo a los compromisos asumidos en la extensión de la concesión, un pozo exploratorio en Puesto Pino, dos pozos de extensión (Jagüel del Moro y Loma Azul) y seis reparaciones en Aguada de los Indios Sur.

Los Bastos

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación de hidrocarburos convencional sobre el área Los Bastos, ubicada en la Provincia del Neuquén. La mencionada concesión de explotación fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 42/1991, y prorrogado mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 834/2010, hasta el año 2026.

En el área de Los Bastos (provincia de Neuquén) se obtuvo en julio 2016 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales para el yacimiento Punta Senillosa (yacimiento Punta Senillosa y Las Chivas).

- Operaciones en Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos No Convencionales.

Fortín de Piedra

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Fortín de Piedra ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.055/2016. Con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional, los derechos de Tecpetrol relativos al Área Fortín de Piedra, se encontraban enmarcados en los términos de una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010 (para mayor información respecto de la actividad de la Emisora en dicha área. Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta*” del presente Prospecto.

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

Con fecha 23 de agosto de 2017, luego de haber cumplido los requisitos correspondientes, y haber obtenido la aprobación del plan de inversión por parte del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén a través de la Resolución N° 240/17 de ese organismo, la Emisora solicitó la adhesión al Programa para la concesión de explotación sobre el área Fortín de Piedra.

La adhesión de Tecpetrol S.A. al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017 (para mayor información, véase el “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora*”).

– Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” del presente Prospecto).

Punta Senillosa

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Punta Senillosa, ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.054/2016. La mencionada concesión de explotación sobre el Área Punta Senillosa fue otorgada en los términos de los artículos 27, 27bis y 35 de la Ley N° 17.319 (modificada según la Ley N° 27.007), sobre una porción del área hidrocarburíferas los Bastos, respecto de la cual Tecpetrol ostentaba con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010.

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

A la fecha de este Prospecto, se culminó en dicha área con la terminación de un pozo *tight gas*.

Los Toldos I Norte y Los Toldos II Este

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquén S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En el área Los Toldos I Norte se terminó y puso en producción un pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal.

Loma Ranqueles

Por Decreto N° 224/06 se otorgaron los derechos de exploración y explotación de hidrocarburos sobre el área Loma Ranqueles a la empresa Hidrocarburos del Neuquén S.A. El 16 de agosto de 2007, dicha empresa suscribió con Raiser S.A. un contrato de unión transitoria de empresas denominado “UTE HIDENESA-RAISER-LOMA RANQUELES”.

El 2 de septiembre de 2008, Hidrocarburos del Neuquén S.A. autorizó a Raiser S.A. a ceder a la empresa Americas Petrogas Argentina S.A. (quien fuera posteriormente

absorbida por Tecpetrol S.A.) el 50% de su participación en la UTE referida en el párrafo precedente.

Por Decreto N° 436/09, se autorizó a Hidrocarburos del Neuquén S.A. a ceder su posición contractual en la UTE a favor de Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

Mediante Decreto Provincial N° 2566/15, se aprobó una adenda en virtud de la cual, entre otras cosas, se decidió: (i) readecuar el periodo exploratorio del contrato de UTE, estableciendo un periodo de exploración que estará integrado por un periodo Básico de Exploración de 4 años para el primer período y de 4 años para el segundo periodo, finalizando en consecuencia el plazo del periodo Básico de Exploración el 15 de junio de 2017; (ii) aprobar la cesión del 25% de participación de Americas Petrogas Argentina S.A. a favor de Energicon S.A.

En el marco de la UTE “Gas y Petróleo del Neuquén S.A. -Americas Petrogas Argentina S.A.-Energicon S.A.-Loma Ranqueles”, con fecha 21 de junio de 2017, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., la titular de los derechos de exploración del área de Loma Ranqueles, solicitó el encuadramiento como Lote Bajo Evaluación de toda la superficie del área aludida por un periodo de 3 años. La referida solicitud fue aprobada mediante Decreto N° 307/18, disponiéndose que la finalización del referido periodo de evaluación finalizará el 15 de julio de 2020, comprometiéndose los miembros de la UTE a realizar la perforación con terminación no convencional de un pozo horizontal de mínimo de rama horizontal de 1500 metros a realizarse dentro de los dos primeros años del periodo solicitado, y su correspondiente ensayo antes de la finalización, es decir, antes del 15 de junio de 2020. A la fecha del presente Prospecto, dicho compromiso fue cumplido.

Loma Ancha

Tecpetrol es titular del 95% de los derechos y obligaciones en la Unión Transitoria “Gas y Petróleo del Neuquén S.A. – Tecpetrol S.A. ‘Área Loma Ancha’ Unión Transitoria”, constituida para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el Área Loma Ancha, ubicada en la Provincia del Neuquén. Los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha fueron otorgados a favor de Tecpetrol mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 2.791/2014, en el marco del Concurso Público N° 01/2014 Cuarta Ronda, convocado por Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

La empresa Gas y Petróleo del Neuquén es titular del restante 5% de los derechos y obligaciones en la mencionada Unión Transitoria. Siendo, adicionalmente, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., titular de los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha.

El plazo total del período de exploración es de siete (7) años, contados desde el año 2014, divididos en un primer período de cuatro (4) años, un segundo período de tres (3) años y una prórroga de un (1) año.

En el ejercicio 2018, se ha realizado la terminación y puesta en marcha de un pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal.

Concesiones de transporte

Mediante Resolución N° 101/2018 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén, ratificado por Decreto Provincial N° 1440/18, se otorgó a la Sociedad, en los términos del artículo 41 de la Ley 17.319 una concesión de transporte de gas natural de aproximadamente sesenta kilómetros (60km) de extensión, desde el área

Fortín de Piedra hasta la conexión con el Gasoducto Centro Oeste, operador por Transportadora de Gas del Norte Sociedad Anónima, con conexión adicional al sistema operado por Transportadora de Gas del Sur Sociedad Anónima.

Por otra parte, el 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tenía como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019 a través de la Resolución N° 18/2019 la Secretaría de Gobierno de Energía le otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052, cuya operación y mantenimiento quedará a cargo de Oleoductos del Valle S.A. En abril de 2019 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la sociedad Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. aprobó un aporte en efectivo de la Emisora y la capitalización de los créditos que YPF S.A. y la Emisora mantenían con Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. por un total de \$ 868,3 millones, manteniendo YPF S.A. y Tecpetrol S.A. su participación en el capital de dicha sociedad. En mayo de 2019 se realizó el aporte en efectivo y no quedan saldos pendientes de ser ingresados.

Como condición precedente al primer desembolso del Contrato de Mutuo celebrado entre Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A y la Administración Nacional de la Seguridad Social, en su carácter de administrador legal del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino (en adelante “FGS-ANSES”) por la suma de hasta U\$S 63 millones, en mayo de 2019 YPF S.A. y la Emisora gravaron con derecho real de prenda en primer grado de privilegio la totalidad de las acciones de Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. de su propiedad, a favor de la FGS-ANSES.

❖ Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas:

El presente segmento se encuentra dividido entre la Cuenca del Golfo de San Jorge, la Cuenca Noroeste y la Cuenca Marina Malvinas.

➤ Cuenca del Golfo de San Jorge:

Ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en esta Cuenca la Emisora opera las áreas de El Tordillo, La Tapera, Estancia La Mariposa, Puesto Quiroga, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental.

El crudo extraído en esta cuenca, de tipo Escalante, es comercializado tanto en el mercado doméstico como en el de exportación.

A continuación se detallan las áreas operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 30 de septiembre de 2019, así como la evolución de la

producción diaria promedio neta en los últimos tres años y de los últimos 9 meses del 2019:

		Produccion Diaria Promedio Neta												
		al 30/9/19 (9 meses 2019)			2018			2017			2016			
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Sept- 19	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)
GOLFO DE SAN JORGE	El Tordillo	369	684	63	747	685	37	723	655	35	690	912	19	931
	La Tapera-Puesto Quiroga	8	14	-	14	15	-	15	11	-	11	21	-	21
	Estancia La Mariposa	10	3	93	95	4	95	99	8	128	136	9	124	132
	Lomita de la Costa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	5	5
	Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(*) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3

El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

La principal área de esta Cuenca es El Tordillo, la cual se encuentra ubicada a aproximadamente 22 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut y tiene una superficie de 117,2 km².

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones asociados a las concesiones de explotación sobre las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, todas ellas ubicadas en la Provincia de Chubut. Asimismo, Tecpetrol es el representante y operador de las Uniones Transitorias “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. El Tordillo Unión Transitoria”, y “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. La Tapera y Puesto Quiroga Unión Transitoria”, las que se encuentran compuestas por las empresas Tecpetrol, YPF, Pampa Energía (anteriormente Petrobras Argentina) y Petrominera Chubut en los porcentajes de participación descriptos anteriormente.

La concesión de explotación sobre el Área El Tordillo fue otorgada mediante Decreto del poder Ejecutivo Nacional N° 1.211/1991, y sus enmiendas por Decreto Nacional N° 2.135/1991. Asimismo, la titularidad de los derechos y obligaciones de Tecpetrol en las concesiones de explotación sobre las áreas La Tapera y Puesto Quiroga fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.954/1994.

El plazo original de las concesiones de explotación sobre las área El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga fue prorrogado hasta el año 2027, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013, otorgándose la extensión de esta concesión de explotación hasta el 2027. El acuerdo de extensión implicó el pago de un bono inicial y luego pagos mensuales del 4% sobre el valor de la producción en boca de pozo. Adicionalmente, se asumieron compromisos de perforación, perforación de pozos de desarrollo, pozos exploratorios y realizar erogaciones en costos, gastos e inversiones relacionados con el cuidado y protección del medio ambiente. Finalizado el período de la extensión, sujeto al previo cumplimiento de determinadas condiciones, se continuará con la explotación del área por 20 años adicionales, es decir, hasta el 2047, mediante un acuerdo de asociación de Tecpetrol e YPF con Petrominera Chubut.

El Tordillo es un yacimiento maduro con más de 1000 pozos perforados hasta la fecha que hoy se encuentra en declinación de su producción, habiéndose extraído la mayor parte del petróleo de sus reservas. En el contexto actual de precios estas condiciones han requerido avanzar hacia una readecuación de la estructura operativa del yacimiento que permitirá la sustentabilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo.

Luego de la referida readecuación del yacimiento que se realizó como consecuencia de la crisis del mercado petrolero internacional, se retomaron las tareas de perforación de pozos, poniéndose en producción nuevos pozos con resultados positivos.

Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones correspondientes a las concesiones de explotación sobre los lotes Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y cerro Mangrullo, ubicados en la Provincia de Santa Cruz. Asimismo, Tecpetrol es el representante y Operador de la UT Lago Argentino, compuesto por las empresas Tecpetrol, Alianza Petrolera Argentina S.A. y Fomento Minero de Santa Cruz S.E., a través de las cuales se lleva adelante la explotación de los referidos lotes.

Las concesiones de explotación de hidrocarburos sobre los lotes mencionados fueron otorgadas a través de las siguientes normas, a saber: (i) la concesión sobre el lote estancia La Mariposa, mediante Decretos Provinciales N° 373/2008 y 1.171/2008, (ii) la concesión sobre el lote Lomita de la Costa, mediante Decreto Provincial N° 1.181/2008, y (iii) la concesión sobre el lote Cerro Mangrullo, mediante Decretos Provinciales N° 165/2012 y N° 512/2015.

Gran Bajo Oriental

El 14 agosto de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 734/18, a través del cual, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18, se otorgó a la Emisora un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta lindera con otras áreas operadas por la Emisora en dicha provincia.

El referido permiso consta de un período exploratorio de tres años (prorrogable por un año), con la posibilidad de acceder a un segundo período exploratorio de tres años (prorrogable por cuatro años).

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, Tecpetrol es cotitular de las concesiones de transporte de hidrocarburos otorgadas mediante Decisiones Administrativas del Jefe de Gabinete de Ministros N° 538/1998 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el Área El Tordillo hasta la Terminal Marítima Caleta Córdova, ambas de la Provincia del Chubut), N° 112/1996 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Rada-Tilly, ambas de la Provincia del Chubut) y N° 374/1999 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia del Chubut), mediante el Decreto N° 3.124/2011 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Estancia La Mariposa hasta el Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia de Santa Cruz), y mediante Ley Provincial VII, N° 65 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Puesto Quiroga hasta el Área El Tordillo, ambas de la Provincia del Chubut).

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, las que fueron prorrogadas por un plazo de 10 años cada una de ellas a partir de sus respectivos vencimientos, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado todo ello también por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013.

➤ *Cuenca del Noroeste:*

Ubicadas en la provincia de Salta y Jujuy, la Emisora participa en dos áreas en esta Cuenca: Aguaragüe, la cual es operada por la Emisora, y Ramos, la cual es operada por Pluspetrol Energy S.A.

A continuación se detallan las áreas operadas y no operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 30 de septiembre de 2019, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años y de los últimos 9 meses del 2019.

		Producción Diaria Promedio Neta												
		al 30/9/19 (9 meses 2019)			2018			2017			2016			
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Sept- 19	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)
NOROESTE	Aguaragüe	30	49	110	159	61	180	241	67	204	271	75	216	291
	Ramos	11	21	251	273	24	287	312	26	321	347	36	366	402

(*) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3

Aguaragüe (y lote San Antonio Sur).

Tecpetrol es el operador y representante de la Unión Transitoria “YPF S.A. – Petrobras Argentina S.A. – Tecpetrol S.A. – Mobil Argentina SA – Compañía General De Combustibles SA – Ledesma S.A.A.I. – Aguaragüe Unión Transitoria” (en la actualidad compuestas por las empresas YPF S.A., Tecpetrol S.A., Pampa Energía S.A.-sociedad absorbente de Petrobras Argentina S.A., Ledesma SAAI y Compañía General de Combustibles S.A.) constituida en los términos del Concurso Público Internacional 14-280/92 para la asociación con YPF S.A. en la exploración, explotación y desarrollo del área Aguaragüe. Los términos de la asociación con YPF S.A. en su carácter de concesionario, incluida la aprobación a los términos del Contrato de Unión Transitoria, fueron aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2446/1992.

En el marco de las tareas de exploración llevadas a cabo en el área Aguaragüe, mediante decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 81/1998 se otorgó a favor de YPF S.A., y como parte de las actividades correspondientes a la UT Aguaragüe, una concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur. La concesión de explotación sobre el área Aguaragüe fue prorrogada por un plazo adicional de 10 años, a partir de su vencimiento en el año 2017, mediante decreto Provincial N° 3.694/2012.

Los porcentajes de participación de las empresas integrantes de la UT Aguaragüe (que incluye aquellos correspondientes a la concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur) son los siguientes: Tecpetrol 23%; YPF S.A. 53%; Pampa Energía S.A. 15%; Compañía General de Combustibles S.A. 5%; Ledesma S.A.A.I. 4%.

Con una superficie de 2.210 km², los pozos en esta área son de los más profundos y complejos que se pueden encontrar en la Argentina llegando a tener 5.200 metros de profundidad. Tecnología de última generación, como ser la perforación de ramas laterales, se utilizan para optimizar su producción.

El 5 de noviembre de 2018, el Secretario de Energía de la Provincia de Salta hizo lugar a la propuesta formulada por Tecpetrol S.A. y Pampa Energía S.A. autorizando a transferir 1335,88 Unidades de Trabajo desde el área Rio Colorado hacia el área colindante Aguaragüe. Adicionalmente, se perforaron dos pozos de desarrollo, ambos con una producción mayor a la esperada, mientras que se perforó un pozo exploratorio que no resultó exitoso.

Ramos

Tecpetrol es titular de un porcentaje de participación no operado en los derechos y obligaciones sobre la concesión de explotación de hidrocarburos otorgada sobre el Área Ramos, mediante Decreto del Poder Ejecutivo nacional N° 90/1991, a favor de las empresas Pluspetrol Energy S.A., YPF S.A. y Tecpetrol.

El plazo de la concesión de explotación sobre el Área Ramos fue prorrogado hasta enero de 2026 mediante Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 92/1996.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Área Aguaragüe, San Antonio Sur y Ramos, Tecpetrol es cotitular de las concesión de transporte otorgada mediante Decisión Administrativa del jefe de Gabinete de Ministros N° 424/1999 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el lote San Antonio Sur hasta Balbuena, ambos de la Provincia de Salta) y mediante Decreto del Poder Ejecutivo N° 90/1991 (Concesión de Transporte del Oleoducto desde el Yacimiento Ramos hasta Balbuena ambos de la Provincia de Salta).

El plazo de la concesión de transporte es de 35 años, prorrogable por períodos de 10 años adicionales en forma previa a su vencimiento. El plazo original de la referida concesión vence en el año 2034.

➤ *Cuenca Marina Malvinas:*

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD. del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Vaca Muerta

Con más de 300 TCF (trillones de pies cúbicos) de recursos gasíferos, de acuerdo al informe del EIA/ARI de fecha 17 de junio de 2013, Vaca Muerta es una de las áreas de *shale* (petróleo de esquisto o *shale oil* y gas de lutita o *shale gas*) más grandes del mundo, con características técnicas similares a los mejores campos ya desarrollados en los Estados Unidos de América. Su ubicación en la Provincia del Neuquén, Río Negro, Mendoza, y La Pampa, con agua abundante y lejos de concentraciones urbanas ofrece condiciones de explotación que contribuyen a un desarrollo competitivo.

El cono Sur de América (Chile, Argentina, Uruguay y Brasil) es una región crecientemente deficitaria en energía y el gas natural es el combustible ideal para suplir dicho déficit. Importado como gas natural licuado (“GNL”) desde diversos orígenes, marca un precio de mercado relativamente alto que viabiliza la inversión inicial de desarrollo del yacimiento, que puede transformarse en la solución para revertir el desbalance. La calidad del recurso permite asumir que en el mediano plazo, será posible además desarrollar el potencial de Vaca Muerta a precios competitivos con otras regiones del planeta.

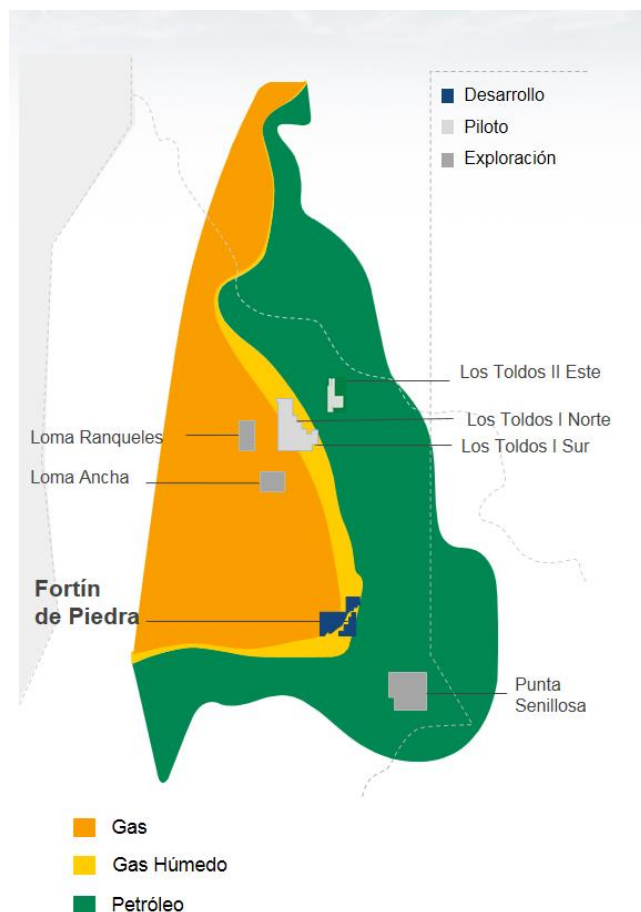
Argentina no escapaba a la realidad de la región y su déficit energético se había agravado. El esfuerzo inversor se concentraba en la explotación convencional y en gas de baja permeabilidad o de arenas compactas (*tight*), con potencial acotado, mientras que los recursos gasíferos significativos estaban en Vaca Muerta.

De acuerdo con la experiencia registrada en las cuencas de *shales* de los Estados Unidos de América —que tienen varias ventanas de fluídos— las áreas más rentables en aquel contexto de precios se encuentran en la franja de *wet gas*.

El desarrollo de gas de Vaca Muerta genera actividad en toda la cadena de valor de bienes y servicios asociada a la producción de hidrocarburos y permite contar con energía en condiciones competitivas para favorecer el desarrollo económico e industrial de Argentina y lograr el autoabastecimiento energético.

En línea con estos conceptos, en los últimos años la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas* y *dry gas* en dicha formación, sumando un total de 191.000 acres, siendo su área más promisoría Fortín de Piedra, sobre la cual en julio de 2016 la Emisora obtuvo su concesión para la explotación no convencional hasta el 2051. A la fecha Tecpetrol posee cinco concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales: Fortín de Piedra (en desarrollo); Los Toldos I Norte; el 10% en los Toldos I Sur (operado por ExxonMobil Exploration Argentina SRL); Los Toldos II Este y Punta Senillosa (Los Bastos), más dos permisos de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha y Loma Ranqueles.

El siguiente mapa ilustra la ubicación de los activos de la Emisora en Vaca Muerta:



El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del Gobierno Nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentó a la Emisora a comprometer el plan de inversión más importante de su historia consistente en desarrollo de la primera fase del área Fortín de Piedra, un proyecto exigente, muy complejo técnicamente y que requirió de una gran coordinación por parte de todos los actores involucrados. En menos de dos años, comenzando de cero, y tras haber invertido más de U\$S 2.000 millones, el campo alcanzó una producción de gas que representaba el 13% de toda la producción nacional y más del 20% de la producción de la cuenca neuquina, convirtiéndose en el principal yacimiento productor de gas del país.

Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 2 de marzo de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución MINEM 46-E/2017, que creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales, ubicados en la cuenca Neuquina (“el Programa”). A los fines de la participación en el Programa, sobre la base de las pautas, principios y objetivos delineados, la Resolución MINEM 46-E/2017 previó el cumplimiento de determinados requisitos, entre ellos, la presentación de un plan de inversiones aprobado por la autoridad provincial de aplicación, la producción inicial, una estimación original de los volúmenes a ser producidos por la concesión a ser incluida durante la vigencia del Programa, una proyección de los precios a ser percibidos por Tecpetrol S.A. por el gas natural

proveniente de dicha concesión de explotación y una presentación del esquema de medición para la producción proveniente de la concesión de explotación en cuestión.

Posteriormente, por medio de la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1 de noviembre de 2017, se establecieron determinadas modificaciones al Programa, con miras a: (i) poder incluir a aquellos proyectos que ya se encontraban en etapa de desarrollo pero que requerían, para incrementar su producción, la realización de inversiones comparables con las correspondientes a proyectos que comienzan su etapa de desarrollo; y (ii) evitar distorsiones de precios en el mercado que pudieran resultar de determinar la compensación sobre la base de los precios de venta de cada empresa beneficiaria de la compensación, para lo cual se estableció que la determinación del cálculo del precio efectivo sea sobre la base de los precios promedio de todo el mercado. Por último, mediante Resolución MINEM N° 447-E/2017, se extendió el Programa creado por medio de la Resolución MINEM 46-E/2017, para incluir la producción de gas natural de reservorios no convencionales ubicados en la cuenca Austral.

El Programa previó como mecanismo remunerativo para aquellas concesiones de explotación no convencionales cuya adhesión hubiera sido aprobada (“Concesión Incluida”), el pago por parte del Estado Nacional, para la totalidad de la producción de gas natural proveniente de la misma (“Producción Incluida”) del diferencial entre un valor para remunerar la Producción Incluida de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (“Precio Mínimo”), que ascendía a U\$S 7,5 por millón de BTU para el año 2018, U\$S 7 por millón de BTU para el año 2019, U\$S 6,5 por millón de BTU para el año 2020 y U\$S 6 por millón de BTU para el año 2021, y el precio promedio de acuerdo a lo previsto en la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1 de noviembre de 2017 (“Precio Efectivo”). A tales fines, el Programa estableció el deber de las empresas adheridas al mismo de informar: (i) la totalidad de los volúmenes de gas natural provenientes de reservorios no convencionales; y (ii) los precios de todas las ventas de gas natural. Dentro del esquema remunerativo, el Programa previó la posibilidad de que las empresas adheridas opten por acceder a un esquema de pagos mensuales provisorios (“Pagos Provisorios”), consistente en el ochenta y cinco por ciento (85%) del total de la compensación a ser percibida por la Producción Incluida para cada mes, sobre la base de las estimaciones de producción para dicho mes presentadas por la empresa. Los referidos pagos netos de las regalías correspondientes serían luego, objeto de los respectivos ajustes de pago (“Ajustes de Pago”) sobre la base de los volúmenes finales entregados, certificados por auditores independientes, y los precios definitivos, informados a la autoridad de aplicación. La Emisora optó por ese esquema de Pagos Provisorios.

Asimismo, el Programa estableció la obligación de las empresas participantes del mismo, de notificar a la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos cualquier circunstancia que modifique en forma sustancial los valores proyectados, o cualquier otra información presentada que afecte los pagos a ser realizados. Con fecha 23 de agosto de 2017, luego de haber cumplido los requisitos correspondientes, y haber obtenido la aprobación del plan de inversión por parte del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén a través de la Resolución N° 240/17 de ese organismo, la Emisora solicitó la adhesión al Programa para la concesión de explotación sobre el área Fortín de Piedra.

La adhesión de Tecpetrol al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017 mediante Resolución 2017-271-APN-SECRH#MEM. Para la producción correspondiente a los meses de enero a julio de 2018, ambos inclusive, la autoridad de

aplicación del Programa procedió a liquidar y abonar oportunamente a favor de Tecpetrol las compensaciones resultantes por el total de la producción proveniente de la concesión de explotación no convencional sobre al área Fortín de Piedra.

A pesar de ello, la Secretaría de Gobierno de Energía ha efectuado la liquidación del Pago Provisorio del mes de agosto de 2018 y sucesivas a partir de dicha fecha, en las cuales ha cambiado el criterio de cálculo correspondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución MINEM E-46/2017. Dicho cambio consistió en limitar el monto a ser abonado a las proyecciones de producción originalmente presentadas por la Emisora al momento de solicitar su adhesión al Programa. Dicho criterio ha sido aplicado en forma retroactiva, afectando las compensaciones ya liquidadas correspondientes a los meses de abril a julio de 2018. Este cambio de criterio impacta negativamente en el flujo de fondos, por lo que la Emisora revisa periódicamente los términos del Plan de Desarrollo del área Fortín de Piedra, a fin de readecuar el flujo de fondos al nuevo escenario y mejorar sus indicadores financieros.

La Emisora ha presentado Recursos Jerárquicos contra las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía que liquidaron los Pagos Provisorios de los meses de agosto de 2018 a septiembre de 2019 y los Ajustes de Pago de los meses de abril de 2018 a junio de 2019, por considerar que el cambio de criterio adoptado constituye una clara violación del Artículo 17 de la Constitución Nacional, al afectar derechos adquiridos de la Emisora que habían sido reconocidos por la propia conducta del Estado. En los recursos presentados se argumentó, entre otros conceptos, que los actos impugnados resultaban contrarios a los términos del régimen de promoción y fomento creado por la Resolución MINEM 46-E/2017 y la existencia de derechos adquiridos por Tecpetrol S.A. al amparo del mismo, al haberse aprobado su adhesión. Asimismo, se aclaró el correcto sentido bajo el cual cabe interpretar los términos del programa en cuestión, de forma tal de no establecer limitación alguna a la producción de gas natural objeto de las compensaciones. Agregando a ello, que la modificación del criterio por parte del gobierno nacional constituye una alteración unilateral y arbitraria del marco jurídico en cuestión, en violación a los propios compromisos asumidos por la autoridad de aplicación, y los mismos actos propios ejecutados por dicho gobierno. Adicionalmente, se señalaron los vicios de los que adolecen las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía, entre ellos, vicios en la causa, en el objeto, motivación, desviación de poder, así como los vicios en cuanto al procedimiento seguido en el dictado de las mismas. Asimismo, la Emisora hizo reserva de reclamar por los intereses, y los daños y perjuicios derivados de los actos administrativos cuestionados.

En abril de 2019, el Ministerio de Hacienda rechazó los Recursos Jerárquicos interpuestos por la Emisora contra las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía que determinaron los Pagos Provisorios de agosto, septiembre y octubre de 2018.

En mayo de 2019, la Sociedad ha presentado una demanda judicial contra el Estado a los fines de obtener la declaración de nulidad de las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía y sus confirmatorias del Ministerio de Hacienda, que liquidaron los Pagos Provisorios de agosto, septiembre y octubre de 2018 de acuerdo al criterio arriba señalado. Junto con la nulidad de las resoluciones en cuestión, en el reclamo judicial se incluye la solicitud de cobro de \$2.553,3 millones, con más sus intereses correspondientes, así como también que se ordene a la Secretaría de Gobierno de Energía a liquidar por lo que resta de la vigencia del Programa, la totalidad de los pagos provisorios y los ajustes de pago de acuerdo al criterio sostenido por la Sociedad. Asimismo, Tecpetrol Internacional S.L.U., Tecpetrol International S.A., en carácter de

accionistas directos de Tecpetrol S.A., así como los accionistas indirectos de la misma, amparados en derechos conferidos por Convenios para la Promoción y la Protección de Inversiones oportunamente suscriptos por la República Argentina, pueden instar eventuales reclamos ante los tribunales internacionales.

Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a las provincias donde extraen hidrocarburos. Las regalías se abonan sobre la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El porcentaje de regalías a abonar sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona un 3% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

Adicionalmente, con anterioridad a la vigencia de la Ley 27.007, al momento de acordar los términos de las prórrogas para determinadas concesiones de explotación, la Sociedad acordó con las respectivas autoridades concedentes, bajo determinadas condiciones, el pago de determinados cánones extraordinarios de producción, así como aportes extraordinarios.

El costo por las regalías, cánones de producción y aportes extraordinarios abonados originados en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Se presenta a continuación el detalle por área de las alícuotas de regalías y porcentajes adicionales descriptos precedentemente:

Cuenca	Provincia	Área	Concepto	Alícuota	
				Crudo, Condensado y Gasolina	Gas
CUENCA NEUQUINA	Neuquén	Los Bastos	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Bastos	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías - No convencional	12.00%	12.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías - No convencional	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Toldos II Este	Regalías - No convencional	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Toldos I Sur	Regalías - No convencional	12.00%	12.00%
	Río Negro	Agua Salada	Regalías	12.00%	12.00%
	Río Negro	Agua Salada	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%

CUENCA DEL NOROESTE / GOLFO DE SAN JORGE	Chubut	El Tordillo	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	El Tordillo	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	El Tordillo	Petrominera	1.00%	1.00%
	Chubut	La Tapera	Regalías	12.00%	-
	Chubut	La Tapera	Aporte Extraordinario	4.00%	-
	Chubut	La Tapera	Petrominera	1.00%	-
	Chubut	Puesto Quiroga	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Petrominera	1.00%	1.00%
	Santa Cruz	Estancia La Mariposa	Regalías	12.00%	12.00%
	Santa Cruz	Lomita de la Costa	Regalías	12.00%	12.00%
	Salta	Aguaragüe	Regalías	12.00%	12.00%
	Salta	Aguaragüe	Canon	3.00%	3.00%
	Salta	Ramos	Regalías	12.00%	12.00%

Reservas Probadas de cada área a la participación de Tecpetrol

Las reservas totales de petróleo y gas natural certificadas por un tercero independiente sobre la base de la información provista por la Emisora, y que se presenta anualmente a la autoridad competente (Secretaría de Energía), son las que se detallan a continuación:

	al 31-Dic-2018			al 31-Dic-2017			al 31-Dic-2016		
	Total Reservas			Total Reservas			Total Reservas		
	Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)
Agua Salada	203	790	993	265	711	976	182	417	599
Aguaragüe	127	379	506	138	446	584	155	464	619
Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	1	25	26
El Tordillo	3,057	404	3,461	3,430	442	3,872	3,148	321	3,468
Estancia La Mariposa	16	287	303	17	365	383	27	469	495
Fortín de Piedra	2,854	41,376	44,230	1,422	21,321	22,743	9	78	87
Gran Bajo Oriental	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Tapera - Puesto Quiroga	78	-	78	80	-	80	87	20	106
Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Loma Ranqueles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lomita de la Costa	-	-	-	-	-	-	3	63	66
Los Bastos	95	144	239	121	172	293	128	201	329
Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Toldos I Sur (*)	-	-	-	0	1	1	-	-	-
Los Toldos II Este	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MLO-124	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta Senillosa	51	590	641	24	451	475	7	351	358
Ramos (*)	36	394	430	36	453	489	48	573	621
Jose Segundo	-	-	-	-	-	-	47	-	47
Total Argentina	6,516	44,364	50,881	5,533	24,362	29,895	3,841	2,981	6,822

(*) en el caso de áreas no operadas, para los años 2017 y 2018, se presentan las estimaciones internas de la Sociedad

Las reservas probadas pueden ser reservas en explotación o no.

Las reservas están clasificadas conforme a la unificación de las metodologías usadas por la “SPE” (*Society of Petroleum Engineers*) y por el “WPC” (*World Petroleum Council*). Todas las estimaciones de reservas son realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de Tecpetrol y certificadas por un auditor independiente.

El proceso de estimación del volumen de las reservas existentes de petróleo y de gas natural es necesariamente inexacto debido a imponderables geológicos, geofísicos y de otro tipo. Dicho proceso implica una continua revisión de las estimaciones generalmente con una periodicidad anual (salvo en ocasión de un hecho relevante que amerite una revisión inmediata), sobre la base de información adicional obtenida a través de perforaciones, pruebas de pozos y estudio de reservas.

Para el cálculo de los volúmenes de reservas de petróleo y de gas natural de la Emisora se utilizan premisas estimadas, por lo que las cantidades de petróleo y de gas natural que finalmente se recuperen pueden variar en forma considerable.

Para áreas de hidrocarburos no convencionales, (por ejemplo, Fortín de Piedra), las reservas probadas se irán incorporando de acuerdo a la siguiente metodología. En una primera etapa se perforan pozos pilotos verticales para obtener datos y caracterizar la formación Vaca Muerta en el bloque y para seleccionar potenciales niveles de navegación con pozos horizontales (se requieren pozos horizontales fracturados para el desarrollo comercial de un área de *shale*). En la siguiente etapa se perforan pozos horizontales de evaluación (a el/los niveles de navegación seleccionados) para validar la productividad y comercialidad de Vaca Muerta en el bloque. Resultados positivos de estos pozos permitirán incorporar reservas probadas no desarrolladas en ubicaciones cercanas (además de las reservas probadas en producción correspondiente a la continuidad de operaciones de los mismos). Finalmente se avanza en la etapa de desarrollo con pozos horizontales (incorporando las reservas de los pozos perforados e incrementando el área de reservas probadas no desarrolladas).

Ventas de Petróleo y Gas

Las políticas energéticas y regulatorias que rigen el mercado de hidrocarburos en la Argentina han permitido a Tecpetrol mantener su activo rol en el mercado interno tanto en petróleo como en gas natural y en el de exportación de petróleo. Actualmente Tecpetrol no está desarrollando operaciones de cobertura de riesgo futuro de precios del petróleo.

Venta de Petróleo Crudo

Actualmente la Sociedad vende la mayor parte de su petróleo crudo al mercado interno mediante distintos acuerdos de venta. Solo cuando se producen excedentes de producción no demandados por el mercado doméstico, se pueden realizar exportaciones de petróleo crudo, por lo que la sociedad ha exportado durante 2018 y 2019 cargamentos spot de petróleo Escalante cada 2 o 3 meses, dependiendo del volumen de producción y la demanda del mercado interno. Las ventas de petróleo crudo al mercado doméstico se realizan mediante contratos por períodos cortos de entre uno y cuatro meses. La Sociedad analiza de manera continua las alternativas de venta y sus variantes logísticas de modo de optimizar el resultado neto de sus ventas de petróleo.

En el ejercicio 2018, el 59 % de producción de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 41 % restante se exportó a China y Estados Unidos, mientras que durante los primeros 9 meses de 2019 el 64 % de la producción de crudo se destinaron a refinerías del mercado local y el 36 % restante se exportó con destino a Estados Unidos, Emiratos Árabes Unidos y España. Los principales clientes de petróleo de la Emisora en el mercado interno son Raizen Argentina S.A., Trafigura Argentina S.A., YPF S.A. y Refinor S.A.

Actualmente las ventas al mercado doméstico son pagaderas en dólares o en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago, y las exportaciones son pagaderas en dólares en el exterior. La Emisora cuenta con un plazo de 30 días desde la fecha de embarque del petróleo o 5 días desde la fecha en que se le realiza el pago para ingresar al país el contravalor en pesos de los cobros recibidos en el exterior.

Venta de Gas:

La producción de gas propiedad de Tecpetrol que es comercializada por la misma a la fecha de este Prospecto proviene de los siguientes yacimientos:

- i) los yacimientos de la Cuenca noroeste: Aguaragüe y Ramos;
- ii) los yacimientos en la Cuenca neuquina: Agua Salada, Los Bastos, Punta Senillosa, Los Toldos I Sur y Fortín de Piedra;
- iii) los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge: El Tordillo y Estancia La Mariposa.

La Emisora comercializa la totalidad del gas natural producido en el mercado local a través de los siguientes segmentos de demanda:

- i) **Licenciatarias de Distribución:** se comercializa con este segmento para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria conformada por los Usuarios Residenciales y Comerciales a través de acuerdos libremente pactados entre las partes, los que en su mayoría surgieron como resultado de un Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural en Condición Firme para el Abastecimiento de la Demanda de Usuarios de Servicio Completo de las Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Gas por Redes realizado vía “MEGSA” (Mercado Electrónico del Gas S.A.).
- ii) **Generación de Energía Eléctrica:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda de Centrales Termoeléctricas se realiza a través de dos mecanismos: i) por intermedio de CAMMESA con acuerdos de venta en condición interrumpible surgidos como resultado de un concurso de precios para la compra de gas en condiciones interrumpibles y ii) en forma directa con generadores de energía eléctrica con acuerdos de venta libremente pactados de corto plazo.
- iii) **Estaciones de GNC:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda del mercado de estaciones de GNC se realiza mediante acuerdos de provisión de gas libremente pactados con los Comercializadores de Gas.
- iv) **Industrial:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda industrial se realiza mediante acuerdos de provisión de gas con Industrias y Comercializadores de Gas y con plazos de uno o dos años de duración.

- v) Mercado Externo: la comercialización para el abastecimiento del mercado de exportación se realiza mediante acuerdos de provisión de gas en condiciones interrumpibles y/o en condición firme de corto plazo.

Los principales clientes de Tecpetrol son las empresas de la Organización Techint Siderca S.A.I.C. y Siderar S.A.I.C., otras industrias como Refinor S.A., Ledesma S.A.A.I. Transportadora de Gas del Sur S.A. y Comercializadores de Gas como Energy Consulting Services S.A., Energy Traders S.A., Natural Energy S.A., Metroenergía S.A., Energía Sudamericana SA y Rafael Albanesi S.A., entre otros. Además, la compañía comercializa el gas con destino a la generación eléctrica a través de CAMMESA. y generadores de energía eléctrica como Central Puerto S.A., Capex S.A. Con relación a la demanda de gas residencial, la compañía tiene acuerdos de venta con la mayoría de las Distribuidoras de Gas Natural. Durante el período comprendido entre enero y octubre de 2019, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 36% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 8% a usuarios de GNC, 23 % a licenciatarias del servicio de distribución y un 33% a generadoras de energía eléctrica.

Transporte

Petróleo

El transporte de petróleo crudo de la mayor cuenca productiva del país (Cuenca Neuquina) se realiza principalmente por oleoductos. El sistema de oleoductos consta de una red de oleoductos interconectados que unen dicha cuenca con la terminal marítima en Puerto Rosales, donde se puede almacenar y embarcar a buques para su exportación, transportar hacia otra terminal o hacia alguna de las refinerías argentinas ubicadas sobre la costa del Río de La Plata, con el puerto de Concepción en Chile, con las refinerías de Luján de Cuyo, Plaza Huincul, Puerto Galván, La Plata, Dock Sud y Campana. Actualmente el oleoducto a Chile no se encuentra operativo por no tener demanda de servicio de transporte por no haber saldos exportables.

Asimismo, para el transporte de petróleo crudo de otras cuencas productivas, existen seis terminales marítimas en Río Cullen, San Sebastián (ambas en la provincia de Tierra del Fuego), Caleta Olivia, Punta Loyola (ambas en la provincia de Santa Cruz), Caleta Córdova (en la provincia de Chubut). Adicionalmente, en Puerto Rosales (en la provincia de Buenos Aires), se descarga el petróleo proveniente del sur.

La normativa actual permite que las empresas que requieren acceso a cualquiera de las redes de oleoductos puedan construir y operar los oleoductos para acceder a dichas redes. En la Cuenca Neuquina la Emisora entrega su petróleo en la cabecera de Bombeo Loma Campana, y en las estaciones de bombeo La Escondida y Challacó, que luego es transportado hasta Puerto Rosales por oleoductos para su posterior transporte a refinerías locales o con fines de exportación. Por otra parte, el petróleo procedente del norte es entregado a través de oleoductos a la refinería de Campo Durán. El petróleo de la Cuenca del Golfo San Jorge es transportado por oleoductos hasta la terminal marítima de Caleta Córdova, para su embarque en buques tanque, ya sea para su transporte hacia otra terminal, a refinerías locales o con fines de exportación.

La Emisora, al igual que otros productores del sector privado, conserva una capacidad de almacenamiento en cada yacimiento, suficiente para almacenar entre dos y cinco días de

producción, lo que ha sido suficiente para continuar las operaciones de extracción de petróleo sin reducir la producción (por ejemplo, cuando las redes de oleoductos no se encuentran disponibles debido a los requerimientos de mantenimiento o emergencias transitorias). La Emisora no es propietaria de ningún buque-cisterna o vehículos tanque, pero sí participa en diversas concesiones de transporte de petróleo y de gas natural por ductos, obtenidas en su carácter de concesionario y productor de hidrocarburos.

En Terminales Marítimas Patagónicas S.A., empresa que tiene a cargo la operación de las terminales marítimas de Caleta Córdova y Caleta Olivia, la Emisora participa con un 4,2% del consorcio que opera estas terminales marítimas. Los concesionarios y sus participaciones son las siguientes: Pan American Energy Holdings Ltd. (31,71%), YPF S.A. (33,15%), Sociedad Internacional Petrolera (13,79%), Total Austral S.A. (7,35%) y otras compañías productoras con el resto. Las tarifas de embarque y almacenaje de crudo están reguladas y de acuerdo a la normativa se actualizan cada cinco años.

El sistema de oleoductos de Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”) de 1.200 km de longitud transporta el crudo de la cuenca neuquina (Challacó-Puesto Hernandez-Medanito) hasta Puerto Rosales y hasta la refinería de Plaza Huinul. Tecpetrol posee actualmente una participación del 2,1% en el consorcio. Otros productores de la cuenca que tienen participación en este sistema de oleoductos son: ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., Pampa Energía S.A., Pluspetrol S.A., Pan American Energy Holdings Ltd., Chevron-San Jorge S.R.L. e YPF S.A. Las tarifas de transporte de esta red que están vigentes son reguladas y de acuerdo con la normativa se actualizan cada cinco años.

En Oleoducto Loma Campana Lago Pellegrini S.A., empresa que tiene a cargo la operación y comercialización del Oleoducto que une la cabecera de bombeo Loma Campana con la estación Lago Pellegrini de Oldelval, la Emisora cuenta con un 15% de participación. El otro concesionario es YPF S.A. con un 85% de participación. La tarifa de transporte de crudo está regulada y de acuerdo a la normativa se actualiza cada cinco años.

Gas

Existen en Argentina cinco Gasoductos Troncales o Principales: el Gasoducto Norte (Campo Durán, Salta a Buenos Aires), el Gasoducto Sur o San Martín (Tierra del Fuego a Buenos Aires) y tres Gasoductos del Neuquén a Buenos Aires (el NEUBA I, el NEUBA II y el Centro Oeste). Las redes de gasoductos en Argentina eran de propiedad de Gas del Estado ("GdeE" con anterioridad a su privatización en 1992).

La Emisora comercializa el gas natural en los puntos de ingreso a los gasoductos de TGN y TGS y la capacidad de transporte es a cargo de los clientes. La producción proveniente de las áreas de explotación Aguaragüe y Ramos, de la Cuenca Noroeste, ingresa por el Gasoducto Norte; el gas de las áreas Los Bastos, Agua Salada y Punta Senillosa, de la Cuenca Neuquina, por el Gasoducto NEUBA I; el gas producido en el área Fortín de Piedra, también de la Cuenca Neuquina, tiene la posibilidad de ingresar tanto en el Gasoducto Centro Oeste (“TGN”) como en el NEUBA II (“TGS”) gracias a acuerdos de transporte celebrados con YPF y Total Austral; y el gas producido en las áreas El Tordillo y Estancia La Mariposa, de la Cuenca del Golfo de San Jorge, son inyectados en el Gasoducto San Martín.

La Emisora llevó a cabo la construcción de un gasoducto que vincula el área Fortín de Piedra (*shale gas*) con los gasoductos Centro Oeste y NEUBA II, el cual se puso en marcha en mayo de 2018.

Las capacidades de transporte en los gasoductos troncales de la zona del Neuquén son las siguientes: 44,4 MMm³/d en los gasoductos NEUBA I y II en el tramo comprendido entre Neuquén y Bahía Blanca, y de 32,5 MMm³/d en el Centro Oeste en el primer tramo hasta la derivación a Chile. En caso que no se disponga de capacidad ociosa de transporte, existe la posibilidad de exportar gas natural a Chile por medio de los gasoductos Gas Andes y Gasoducto del Pacífico.

El servicio de transporte de gas natural es prestado sobre una base abierta y no discriminatoria a cualquier usuario de gas que tenga las instalaciones adecuadas e idoneidad técnica para recibirlo y cumpla con los requisitos mínimos de volúmenes. Las tarifas de estos contratos son reguladas y poseen mecanismos de actualización administrados por la autoridad regulatoria: ENARGAS.

Fusión con América Petrogas Argentina S.A.

Con fecha 9 de marzo de 2018, el Directorio de la Emisora aprobó un compromiso previo de fusión entre Americas Petrogas Argentina S.A. (“APASA”) y Tecpetrol S.A., ambas sociedades controladas en forma directa por Tecpetrol Internacional S.L.U., mediante el cual Tecpetrol S.A., como sociedad continuadora, absorbería a APASA, la que se disolvería sin liquidarse. El 26 de abril de 2018, las Asambleas Ordinaria y Extraordinaria Unánimes de Accionistas de ambas sociedades aprobaron en forma unánime la fusión por absorción de APASA, como sociedad absorbida, por parte de Tecpetrol S.A., así como también ratificaron los términos del compromiso previo de fusión, teniendo efectos a partir del 1 de enero de 2018, fecha desde la cual Tecpetrol S.A. tuvo libre acceso a la información financiera y de negocios de APASA y participación en la toma de decisiones relevantes del negocio de dicha compañía. Habiéndose efectuado las publicaciones requeridas por el artículo 83 inciso 3 de la Ley General de Sociedad sin que exista oposición de acreedores dentro del plazo legal establecido, con fecha 1 de junio de 2018 Tecpetrol S.A. y APASA suscribieron mediante escritura pública el Acuerdo Definitivo de Fusión.

Con fecha 20 de julio de 2018, el directorio de la CNV emitió la resolución RESFC-2018-19615-APN-DIR#CNV, mediante la cual aprobó la fusión entre la Emisora con APASA, así como la consiguiente reforma del estatuto de la Emisora producto del aumento de capital social. Con fecha 14 de agosto de 2018 la IGJ realizó la inscripción de la fusión, la reforma de estatuto y el aumento de capital en el Registro Público.

Como consecuencia de la operación mencionada, Tecpetrol absorbió a APASA, la cual se disolvió sin liquidarse, consolidándose con la Emisora en un solo patrimonio -y consiguientemente en una sola unidad operativa- las actividades que cada sociedad está en condiciones de desarrollar, lo cual permitió la reducción de costos en la administración así como economías de escala en todos sus desenvolvimientos, factores éstos que resultan de fundamental importancia en las circunstancias económicas actuales.

A través de la fusión con APASA, Tecpetrol S.A. incorporó principalmente operaciones conjuntas en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en

la Provincia del Neuquén (áreas Los Toldos I Sur, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este y Loma Ranqueles). Para mayor información de estas áreas véase, “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Negocios de la Emisora – Segmento Cuenca Neuquina*” del presente Prospecto.

Por otra parte, la Emisora, en su carácter de absorbente de APASA, y actuando en su carácter de representante de la Unión Transitoria denominada “Energía Argentina S.A. – Americas Petrogas Argentina S.A. - Raiser S.A. – Área Medanito Sur – Provincia de la Pampa – Unión Transitoria de Empresas” suscribió el 29 de junio de 2018 con la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería del Ministerio de Producción de la Provincia de La Pampa, el Acta de Entrega del Área Hidrocarburífera Medanito Sur (el “Área Medanito Sur”), la cual le fuera oportunamente concesionada a dicha Unión Transitoria por Decreto N° 186/12, Con la firma del Acta de Entrega se tuvo por aprobada la renuncia total a los derechos sobre el Área Medanito Sur, así como la terminación del Contrato de “Exploración y eventual Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización” de hidrocarburos en el área Medanito Sur y la consecuente reversión efectuada en los términos de los arts. 22 y 4.2. del mencionado Contrato.

Disolución anticipada y cancelación registral de Dapetrol S.A.

Al 31 de diciembre de 2018, la Emisora consolidó las operaciones de Dapetrol S.A. (“Dapetrol”), cuyo objeto consistía en la exploración, descubrimiento, explotación y venta de gas e hidrocarburos líquidos. El porcentaje de participación de la Emisora en el capital y en los votos de Dapetrol era de 97,5%.

Con fecha 28 de diciembre de 2017, Dapetrol transfirió el dominio de su principal activo, la mina de petróleo “José Segundo”. En consecuencia, el 27 de febrero de 2018, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de dicha sociedad declaró la disolución anticipada en los términos del artículo 94, inciso 1 de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (“LGS”), instruyendo al liquidador a que proceda a realizar el activo y cancelar el pasivo.

Con fecha 9 de agosto de 2018, el liquidador de Dapetrol aprobó, ad referendum de su posterior ratificación por parte de los accionistas, el proyecto de distribución de saldos y reembolso del capital social. Con fecha 8 de octubre de 2018, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de Dapetrol aprobó los Estados Financieros especiales finales de liquidación al 31 de agosto de 2018, la liquidación de la sociedad y la distribución final de los saldos y reembolso del capital social efectuado previamente por el liquidador. La cancelación registral de Dapetrol se inscribió en la Inspección General de Justicia el 26 de diciembre de 2018 bajo el número 24.833 del libro 92 del tomo de Sociedades por Acciones, conforme lo dispuesto por el artículo 112 de la LGS.

VI. FACTORES DE RIESGO

Una inversión en Obligaciones Negociables representa un alto grado de riesgo. Los posibles inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación junto con toda otra información divulgada en cualquier otra parte de este Prospecto, y en cualquier otro documento complementario o Suplemento de Prospecto antes de tomar una decisión sobre la inversión. Nuestro negocio, nuestra situación financiera y resultados de las operaciones, incluida nuestra capacidad para cancelar las Obligaciones Negociables, podrían verse sustancial y adversamente afectadas por cualquiera de estos riesgos. En especial, nuestras operaciones y ganancias están sujetas a riesgos como el resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, comerciales y financieras. El precio de cotización de las Obligaciones Negociables podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos, y los inversionistas podrían perder la totalidad o parte de sus inversiones. Los riesgos descritos a continuación son aquellos conocidos por nosotros y que actualmente creemos que podrían afectarnos sustancialmente. Los riesgos adicionales no conocidos actualmente por nosotros o que nosotros no consideramos en la actualidad como importantes podrían asimismo perjudicar el negocio.

Este Prospecto contiene asimismo declaraciones sobre hechos futuros que incluyen riesgos e incertidumbres. Remitirse a “Capítulo IV. Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Nuestros resultados reales pueden diferir significativa y negativamente de aquellos anticipados en estas proyecciones futuras como consecuencia de ciertos factores, que incluyen los riesgos descritos a continuación y en cualquier otro lugar de este Prospecto.

Riesgos relacionados con Argentina

Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina

Nuestros resultados comerciales y financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. Somos una sociedad constituida en virtud de las leyes de Argentina y casi todas nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran o derivan de Argentina. La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda, y podría experimentar más volatilidad en el futuro.

Durante 2001 y 2002, Argentina experimentó un período de grave crisis política, económica y social que causó una contracción económica significativa y significó cambios radicales en las políticas de gobierno.

Durante 2008 y 2009, la economía argentina sufrió una desaceleración del crecimiento experimentado entre los años 2003 y 2011 atribuida a factores locales y externos, incluidos los efectos de la crisis económica global y una sequía extensa que afectó las actividades agrícolas. Las condiciones económicas en Argentina desde 2012 hasta 2015 incluyeron la imposición de controles cambiarios (que comenzaron a mediados de 2011), controles de precio, incremento de la intervención directa del Estado en la economía, modificación a leyes y reglamentaciones que afectaron al comercio exterior y a las inversiones extranjeras directa, aumento de la inflación, un déficit fiscal en aumento y

limitaciones de la capacidad de Argentina de cumplir con su deuda soberana. Entre el 2016 y el 2019 el gobierno de Mauricio Macri impulsó una serie de medidas tendientes a reordenar las variables económicas. Sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al gobierno a la re-implementación de medidas excepcionales, tales como los controles de cambio que habían sido eliminados entre 2015 y 2016. Una disminución de la demanda internacional de productos argentinos, la pérdida de competitividad de los productos y servicios con respecto a otros mercados, una disminución de la confianza entre los consumidores e inversionistas locales y extranjeros, la imposibilidad del gobierno de disminuir la tasa de inflación y las incertidumbres políticas futuras, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina.

La volatilidad de la economía argentina y de las medidas adoptadas por el gobierno argentino ha tenido y se espera que siga teniendo un gran impacto sobre nosotros. No podemos proporcionar ninguna garantía de que los eventos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los que no tenemos control alguno, no perjudiquen nuestras condiciones comerciales y financieras ni los resultados de las operaciones.

La reciente asunción del nuevo gobierno genera cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

En las elecciones generales que se llevaron a cabo el domingo 27 de octubre de 2019, la fórmula Fernández-Fernández obtuvo el 48% de los votos, mientras que la fórmula Macri-Pichetto obtuvo el 40% de los sufragios.

Tras los resultados en las elecciones primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el peso se devaluó casi el 30% y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38%. Por su parte, el “riesgo país”, escaló a uno de los niveles más altos de la historia Argentina, colocándose por sobre los 2000 puntos el 28 de agosto de 2019.

Como consecuencia de los efectos mencionados, a fin de controlar el egreso de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA re-implementó controles cambiarios, los cuales fueron endurecidos luego de conocidos los resultados de las elecciones generales.

La reciente asunción del nuevo gobierno, las medidas ya adoptadas por éste como así también aquellas que pudieran adoptarse en el futuro generan incertidumbre, en el contexto de una economía altamente volátil. Véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones*” del presente Prospecto.

No es posible prever las medidas que podrían ser adoptadas por la nueva administración a nivel nacional o provincial, ni el efecto que dichas medidas y/o aquellas medidas ya adoptadas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y

políticos en Argentina posteriores a las elecciones no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras.

En materia energética, la ley faculta al Poder Ejecutivo principalmente a:

- mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020;
- intervenir administrativamente al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) por el término de 1 año; y facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos, para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*” del presente Prospecto.

En materia fiscal, las principales medidas son:

- plan de regularización de obligaciones tributarias para MiPyMEs;
- aumento de alícuotas de impuesto a los bienes personales y faculta al Poder Ejecutivo Nacional a fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior;
- en lo que respecta al impuesto a las ganancias, entre otros cambios, se cambia el método de imputación de ajuste por inflación, se deroga a partir del 2020 el “Impuesto Cédular” aplicable sobre rendimientos producto de la colocación del capital en valores, se exime a los intereses por ciertos depósitos en entidades financieras (excluyendo los devengados por depósitos con cláusula de ajuste), a partir del período fiscal 2020 quedarán exentos del impuesto los resultados obtenidos por personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país por la compraventa, cambio, permuta o disposición de títulos públicos, obligaciones negociables y demás valores, en la medida que listen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, y se suspende hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 (en el proyecto figuraba la

suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020) la reducción de alícuota prevista en la Ley 27.430;

- creación del impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria por un plazo de cinco (5) períodos fiscales sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento y el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante tarjetas de crédito, que actualmente se encuentra entre la franja del 8% al 30%, dependiendo el tipo de operación en moneda extranjera; y
- como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días.

No es posible prever el impacto de esta ley ni las medidas que podrían ser adoptadas por la nueva administración a nivel nacional o provincial en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

La economía argentina todavía es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina se contrajo durante los últimos dos años, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del gobierno argentino por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor desde diciembre de 2017 hasta diciembre de 2018 fue del 47,64%, desde diciembre de 2018 hasta noviembre de 2019 fue del 48,3%;
- De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2018 cayó un 6,1% respecto del año anterior, mientras que el PBI correspondiente al tercer trimestre de 2019 respecto del mismo trimestre del año acumulaba una caída del 1.7%;
- La deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;

- Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; según el INDEC, la tasa de desempleo durante el tercer trimestre de 2019 fue de 9,7%; y
- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, hizo aumentar la demanda de divisas, por lo que se introdujeron controles a los efectos de frenar la fuga de capitales, durante el último semestre de 2019 el peso se devaluó casi el 30%, la inflación continuó con tendencias alcistas, y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38%.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, la dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir el déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido a la severidad de la crisis actual.

Como en el pasado reciente (véase, *Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina*), la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como nosotros, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico.

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Gobierno Argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. Sin embargo, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “holdouts”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón, bajo las cuales se han dictado sentencias en numerosos de dichos procedimientos.

Entre febrero y abril de 2016, el Gobierno Argentino suscribió acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamos pendientes en los tribunales de los Estados Unidos.

Con la correspondiente aprobación del Congreso, en abril de 2016, Argentina emitió bonos por U\$S16.500 millones, de los cuales U\$S9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. A la fecha de este Prospecto, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

Además, desde 2001, los accionistas extranjeros de ciertas empresas argentinas presentaron demandas por montos sustanciales ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra Argentina alegando que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002 eran incompatibles con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los que Argentina estaba obligada en ese momento. A la fecha de este Prospecto, varias de estas controversias se han resuelto, y un número significativo de casos se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

En 2018 la Argentina acordó una facilidad crediticia por un monto de U\$S 57.100 millones con un plazo de 36 meses, bajo la modalidad *Stand-By* con el FMI ante la limitación de Argentina de acceder a los mercados internacionales, la fuerte depreciación del Peso y la creciente inestabilidad económica. A la fecha del presente Prospecto, la Argentina ha recibido desembolsos bajo el acuerdo por U\$S46.100 millones. Sin embargo, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado.

Además, producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina en el durante el 2019, a fin de despejar la incertidumbre y crear un marco de sustentabilidad de la deuda pública de corto plazo, el Gobierno Argentino realizó operaciones de reperfilamiento de dicha deuda con el objetivo de establecer nuevos cronogramas de pago de ciertos títulos de deuda emitidos localmente en Dólares y en Pesos.

A la fecha del presente Prospecto, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que se encuentra en procesos de negociación con el FMI para lograr la refinanciación del acuerdo *stand-by* celebrado en 2018 y que planea dar inicio al proceso de refinanciación de la deuda externa de la Argentina con sus principales acreedores internacionales de manera tal que le permita al Estado cumplir de manera sostenible con sus obligaciones.

Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar

adversamente la capacidad del gobierno argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían afectar la economía argentina y nuestro desempeño financiero

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Una porción importante de nuestros ingresos e inversiones está vinculada al Dólar. Por lo tanto, estamos expuestos a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar, debiendo tenerse presente que desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, puede generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los nuestros, cuyo éxito depende en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo también afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, el Peso se depreció casi un 14,2% respecto del Dólar en 2012. Esto fue seguido de una devaluación del Peso respecto al Dólar que superó el 32,5% en 2013 y el 31,3% en 2014, incluyendo una pérdida de aproximadamente el 23% en enero de 2014. En 2015, el Peso se depreció aproximadamente un 52% con respecto al Dólar, incluyendo una devaluación del 10% desde el 1 de enero de 2015 hasta el 30 de septiembre de 2015, una devaluación del 37,3% durante el último trimestre de 2015, principalmente concentrada con posterioridad al 16 de diciembre de 2015, y una devaluación del 22% durante el 2016. El Peso sufrió una devaluación del 18,4% con respecto al Dólar durante el 2017, del 101,4% durante el 2018 y del 63,2% durante el 2019. El 20 de enero de 2020, el tipo de cambio vendedor billete era de \$ 63 por cada U\$S 1,00 según lo informado por el Banco de la Nación Argentina para el mercado minorista.

Debido a la mayor volatilidad del peso argentino (véase “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” del presente Prospecto), el gobierno argentino anunció diversas medidas destinadas a restablecer la confianza de los mercados y estabilizar el valor del peso argentino. Entre las medidas implementadas se incluye el acuerdo con el FMI celebrado en 2018, el aumento de las tasas de interés, la venta de reservas en moneda extranjera del Banco Central y un estricto control de la base monetaria, en un intento por reducir la demanda de moneda extranjera. Tras los resultados en las elecciones primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el peso se devaluó casi el 30%, llegando el tipo de cambio al 30 de septiembre de 2019 a \$ 59,00 por U\$S 1,00 según lo informado por el Banco de la Nación Argentina.

El 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo mediante el decreto 609/2019 introdujo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el peso, cuya vigencia fue prorrogada indefinidamente por el gobierno de Alberto Fernández mediante el

Decreto N° 91/2019 y Comunicación “A” 6854 y 6856 del BCRA, véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones*”. Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” en este Prospecto.

El entorno macroeconómico argentino en el que operamos se vio afectado por la depreciación antes mencionada, lo que tuvo efecto en nuestra situación financiera y económica. Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para nuestros negocios, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

No podemos predecir en qué medida, el valor del peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La alta inflación constante podría continuar teniendo un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero

Las elevadas tasas de inflación actualmente debilitan significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de promover las condiciones que podrían permitir un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina se ha enfrentado a presiones inflacionarias, evidenciadas por precios significativamente más altos de combustible, energía y alimentos, entre otros factores.

Durante 2016, el índice de inflación de la Ciudad de Buenos Aires fue de 41,05%, mientras que de acuerdo con el IPC de la Provincia de San Luis, el índice de inflación fue del 31,53%. Durante 2017, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC fue del 24,8%. El IPC para 2018 fue del 47,64%, el índice más alto registrado desde 1991. Al 30 de noviembre de 2019, el IPC para los once meses del año 2019 fue de 48,3%. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios

realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales.

Las tasas de inflación podrán continuar siendo altas o aumentar en el futuro y existe incertidumbre sobre los efectos que podrían tener las medidas adoptadas, o que pudiera adoptar en el futuro el gobierno argentino para controlar la inflación. Si la inflación continúa siendo alta o continúa creciendo, la economía argentina podría continuar viéndose negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

La credibilidad de varios índices económicos de Argentina ha sido cuestionada, lo que podría llevar a una falta de confianza en la economía argentina y podría a su vez limitar nuestra capacidad para acceder a un crédito y a mercados de capital

Desde 2007, el INDEC ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que dieron lugar a una controversia respecto de la confiabilidad de la información que proporcionaba incluyendo la inflación, el PBI y datos de desempleo. En consecuencia, la credibilidad del IPC, así como de otros índices publicados por el INDEC se vieron afectados, con afirmaciones de que la tasa de inflación en Argentina y otras tasas calculadas por el INDEC podían ser significativamente diferentes a las indicadas en los informes oficiales.

Los informes publicados por el FMI estipularon que sus empleados utilizan medidas de inflación alternativas para las encuestas macroeconómicas, incluyendo datos suministrados por fuentes privadas que demostraron tasas de inflación más altas que las publicadas por el INDEC desde 2007. El FMI asimismo censuró a Argentina por no realizar un avance suficiente según lo requerido por el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras para tratar la calidad de la información oficial, incluyendo la inflación y los datos del PBI.

El 8 de enero de 2016, sobre la base de la determinación de que el INDEC no había generado información estadística confiable, en especial respecto del IPC, el PBI, los datos de comercio exterior y pobreza, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos hasta haber finalizado el reordenamiento de la estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística suficiente y confiable. Durante los primeros seis meses de este período de reordenamiento, el INDEC publicó las cifras oficiales del IPC publicadas por la Provincia de San Luis y la Ciudad de Buenos Aires, para referencia.

En junio de 2016 el INDEC retomó las publicaciones del IPC y los datos modificados del PBI para los años 2006 a 2015. Entre otros ajustes, al calcular el PBI para el 2004, el

INDEC realizó cambios en la composición del PBI que dieron lugar a un ajuste descendente de aproximadamente el 12% para dicho año. Al calcular el PBI real para los años subsiguientes basados en el PBI del 2004 modificado, el INDEC utilizó deflatores que son congruentes con la metodología modificada para calcular la inflación. Al calcular la inflación por debajo de la tasa real en el pasado, el INDEC ha sobrevaluado el crecimiento en términos reales. Los ajustes realizados por el INDEC originaron una determinación del crecimiento del PBI real para el período 2004-2015 del 48,6%, en contraposición al crecimiento del 63% en términos reales para el mismo período resultante de la información utilizada con anterioridad a junio de 2016. A pesar de estas reformas que fueron aprobadas por el FMI, aún existe incertidumbre acerca de si los datos y procesos de medición oficiales reflejan en forma satisfactoria la inflación en el país, y sobre el efecto que tendrán estas reformas en la economía argentina.

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 la Emisora no puede asegurar a los inversores que en el futuro no se tomarán 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 nuestros negocios, resultados de operaciones ya situación patrimonial.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar negativamente la economía y nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

En el pasado reciente, el gobierno argentino ha intervenido directamente en la economía, incluso a través de la implementación de expropiaciones o nacionalizaciones y controles de precios. Algunas de las intervenciones que más impacto tuvieron fueron:

- Reemplazo del sistema de fondos de jubilaciones y pensiones: en 2008 se absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Por lo tanto, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades cuyas acciones cotizan en bolsa, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad, o el “FGS” para que sean administrados por la “ANSES”. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, el ANSES tiene derecho a designar representantes del gobierno en el directorio de esas entidades.
- Reglamentaciones relacionadas con el mercado de capitales local: en diciembre de 2012 y agosto de 2013, el Congreso Nacional estableció nuevas reglamentaciones relacionadas con los mercados de capitales locales. En general, estas reglamentaciones permitieron una mayor intervención del estado nacional en los mercados de capitales, por ejemplo, autorizando por ejemplo a la CNV a designar veedores con facultades de vetar, bajo ciertas circunstancias, las decisiones del directorio de sociedades listadas en mercados autorizados. El 9 de

mayo de 2018, bajo la administración de Mauricio Macri, el congreso nacional aprobó la ley N° 27.440 (conocida como “Ley de Financiamiento Productivo”) que reformó la Ley de Mercado de Capitales y, entre otros cambios significativos, eliminó dichas facultades intervencionistas.

- Expropiación de YPF: en mayo de 2012, el Congreso de la Nación sancionó una ley que dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.) la petrolera más importante de Argentina, cuyas acciones estaban en poder de Repsol, S.A. y sus afiliadas.

El gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina. Por lo tanto, nuestra actividad, el resultado de las operaciones y la capacidad de hacer frente a nuestras obligaciones está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

En el pasado y principalmente 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 BCRA, restringieron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de las personas humanas 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.

La gestión del presidente Mauricio Macri eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se implementaron bajo casi la totalidad de la duración de su administración. No obstante ello, el 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso electoral en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 (el “Decreto 609”) junto con la Comunicación “A” 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 “A” del BCRA) mediante las cuales se estableció,

inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase el “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

No es posible asegurar que no se impondrán controles de cambio, restricciones a la transferencia más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia. En el caso que la Argentina atravesase un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una significativa contracción económica, ellos puede devenir en cambios radicales en las políticas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del BCRA, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición de este tipo de medidas restrictivas como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de la Emisora podría afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

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

La economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino.

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. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales. En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, 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.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos, Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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.

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.

Las medidas gubernamentales, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, todo lo cual podría aumentar los costos operativos de las empresas

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250, que dictan, entre otras cosas, cómo se llevarán a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo específico que agrupa a las empresas según los sectores industriales y los sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como privado, han experimentado una presión considerable de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar significativamente los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados.

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández en el marco de la inestabilidad económica, política y social imperante en la Argentina, el 13 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 (el “DNU 34/2019”) mediante el cual se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días a partir de su entrada en vigencia. En este contexto, durante la vigencia de la emergencia ocupacional, en caso de despido sin justa causa respecto de contrataciones celebradas con anterioridad al mismo, los trabajadores afectados tendrán derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad a la legislación vigente, duplicación que comprenderá todos los rubros indemnizatorios originados con

motivo de la extinción de la relación laboral y que no resulta aplicable a las contrataciones celebradas con posterioridad a la entrada en vigencia del DNU 34/2019.

En el futuro, el gobierno podría tomar nuevas medidas que requieran aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para lograr dichas medidas o que generen un aumento de los costos laborales de la Emisora. Cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales y una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluidos nosotros.

Una disminución continua de los precios globales de las principales exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina

Los altos precios de los productos básicos han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos gubernamentales provenientes de los impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, como la soja, ha hecho a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde comienzos de 2015, los precios internacionales de los productos básicos para las exportaciones argentinas de productos primarios han tendido a disminuir, lo que ha tenido un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Desde fines de 2017 y hasta abril de 2018, un índice de precipitaciones inferior al promedio durante varios meses provocó una gran sequía en Argentina que se presume ha sido la peor del país en los últimos 50 años. Los efectos de la sequía en la agricultura causaron importantes problemas económicos en el país ya que hubo importantes caídas en las cosechas. Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo u ocurriese cualquier factor climático futuro que pueda tener un efecto adverso en actividades productivas de la Argentina, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representa una parte significativa de los ingresos por exportaciones de la Argentina.

Estas circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de los ingresos gubernamentales, en las divisas disponibles y en la capacidad del gobierno para atender su deuda soberana, y podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Las restricciones en el suministro de energía podrían impactar en forma negativa en la economía de Argentina.

Luego de la crisis económica de 2001-2002, el posterior congelamiento de las tarifas de gas y electricidad en pesos y la importante devaluación del peso frente al dólar estadounidense, se ha producido una falta de inversión en el suministro de gas y electricidad y en la capacidad de transporte en Argentina. Durante el mismo período, la demanda de gas natural no licuado y electricidad aumentó sustancialmente.

En respuesta a la creciente crisis energética, la administración de Mauricio Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que permaneció vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Gobierno Nacional adoptar medidas diseñadas para estabilizar el suministro de electricidad en el país, tales como impartir instrucciones al entonces Ministerio de Energía y Minería para diseñar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un plan coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico. Asimismo, la administración de Mauricio Macri eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó importantes ajustes a las tarifas de electricidad para reflejar los costos de generación.

Como consecuencia de ello, los precios promedio de la electricidad han aumentado y podrían seguir aumentando. Al corregir las tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir el rol del Gobierno Argentino como participante activo del mercado, la administración de Mauricio Macri se propuso corregir las distorsiones en el sector energético y estimular las inversiones. No obstante, algunas iniciativas fueron objetadas por los tribunales argentinos y resultaron en medidas cautelares, fallos y leyes que limitaron sus iniciativas.

Los cambios en el marco regulatorio en materia de energía y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Sin perjuicio de las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno de Alberto Fernández, véase *“Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones”* del presente Prospecto, si el gobierno federal no resuelve los efectos negativos sobre la generación, el transporte y la distribución de energía en la Argentina con respecto tanto a la oferta residencial como industrial, como resultado, en parte, de las políticas de precios de las anteriores administraciones del gobierno federal, podría debilitar la confianza y afectar negativamente a la economía y la situación financiera de Argentina y provocar disturbios sociales e inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y la capacidad de generación, transporte y distribución de energía no se concreta oportunamente, la actividad económica en Argentina podría verse limitada y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones podrían verse afectados negativamente.

Mediante la sanción de la Ley 27.541, el Congreso Nacional delegó en el Poder Ejecutivo amplias facultades para mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y para iniciar un proceso de negociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por hasta un plazo máximo de 180 días desde la sanción de la ley. No podemos asegurar que esta medida no generará una disminución en las inversiones o afectará los ingresos de la Emisora.

El alto gasto público podría tener consecuencias adversas duraderas para la economía argentina

En los últimos años, el gobierno nacional ha incrementado considerablemente el gasto público. En 2016 y 2017, el gasto del sector público nacional experimentó un incremento interanual del 37,0% y 21,8%, respectivamente (medido en pesos argentinos nominales) y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 4,6% y del 3,8% del PBI, según cifras estimadas por el entonces Ministerio de Hacienda. En 2018, el gasto del sector público nacional aumentó 22,4% y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 2,4% del PBI. En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico.

Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”) contra la Argentina. Los reclamantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento.

Los reclamantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”) y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”).

En relación con la expropiación de parte del gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas que tuvo lugar en 2008, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos de un acuerdo bilateral de inversiones con España. Argentina solicitó la anulación del laudo. Con fecha 29 de mayo de 2019, el CIADI rechazó el pedido de Argentina y ratificó la decisión anterior. En consecuencia, se confirmó la ilegalidad de la expropiación y el Gobierno Argentino fue condenado a pagar US\$ 320,8 millones en concepto de daños y costos de representación. Si bien existe una instancia adicional para que Argentina presente el último recurso de revisión, el resultado de dicha instancia es incierto a la fecha del presente Prospecto.

Asimismo, en junio de 2019 se hizo público un reclamo ante el CIADI del grupo holandés ING, NNH y NNI *Insurance International* por la estatización decretada durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner del sistema de jubilación privada, realizada

en 2008. Según lo informado por el CIADI en su sitio web la demanda es por U\$S500 millones.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del Gobierno Argentino de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora no es parte de ninguno de estos casos y, por ende, no puede garantizar que la Argentina logrará que algunos o todos estos casos sean desestimados o, en caso de emitirse laudos a favor de los reclamantes, que podrá obtener la anulación de dichos laudos. Cualquier laudo que se emita contra la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar en forma adversa los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificados como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2018 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en los puestos 85. En el “Informe de Hacer Negocios” (*Doing Business*) de 2019, en la “Ranking de Facilidad para hacer Negocios” (*Ease of doing Business Ranking*) del Banco Mundial, la Argentina se ubicó en el puesto 126 de un total de 190 países, descendiendo de 117 en el 2018.

El gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían aumentar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno Argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político. La debilidad de la situación macroeconómica de Argentina continuó

en 2018 y se acentuó durante 2019 y podría incrementarse en 2020 como resultado de las medidas que introduzca el nuevo gobierno.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción por parte del gobierno nacional podría afectar en forma adversa la economía y la situación financiera de Argentina, lo cual, a su vez, puede afectar en forma adversa los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El resultado de diversas investigaciones judiciales en curso podría afectar adversamente a la economía de Argentina

Diversas investigaciones relacionadas con denuncias de lavado de activos y corrupción conducidas por la Fiscalía Federal de la Nación han impactado negativamente en la economía y el entorno político de Argentina. Numerosos miembros de distintos organismos del gobierno argentino, así como altos ejecutivos de empresas titulares de contratos o concesiones del estado, han enfrentado o se encuentran actualmente enfrentando tales denuncias, en varios casos, han sido arrestados por varios delitos de corrupción o celebraron acuerdos de cooperación con los fiscales, y han renunciado o han sido removidos de sus cargos. El potencial resultado de dichas investigaciones en curso, resulta incierto, pero estas acciones ya han tenido un impacto negativo en la imagen y reputación de las empresas implicadas, así como en la percepción general de los mercados.

Ni Tecpetrol, ni ninguno de sus directores o funcionarios, son parte de ninguno de estos procesos, como tampoco tienen injerencia sobre tales investigaciones o denuncias y no pueden predecir si éstas derivarán en una mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no es posible predecir cuál será el resultado de tales denuncias ni su efecto en la economía de Argentina y, consecuentemente, en nuestras actividades y resultados de operaciones. Para mayor información sobre las políticas de transparencia de la Emisora, véase “Capítulo VII. Políticas de la Emisora – a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales – Política de Transparencia” del presente Prospecto.

Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas

Nuestras operaciones están sujetas a una regulación exhaustiva

La industria del petróleo y gas está sujeta a una regulación y control exhaustivos por parte del gobierno federal argentino, así como por parte de los gobiernos provinciales en los que empresas como la nuestra desarrollan sus operaciones. Estas regulaciones se refieren, entre otros aspectos, a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles de producción y exportación, requisitos de inversión, impuestos, control de precios y aspectos ambientales. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas vigentes en Argentina y nuestros resultados operativos pueden verse afectados de manera importante y adversa por los cambios regulatorios y políticos en Argentina.

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de las exportaciones y los cargos de petróleo y gas

aplicables a la producción de gas licuado que afectaron las actividades de los productores de petróleo y gas.

Los cambios futuros que se puedan introducir en estas regulaciones pueden incrementar el efecto adverso de dichas medidas en los negocios, ingresos y operaciones de las compañías que operan en el sector del petróleo y gas, incluidos nosotros.

Además de los riesgos y desafíos relacionados con la regulación gubernamental y el control del sector energético, descritos en otros puntos de estos factores de riesgo, actualmente estamos:

- limitados por nuestra capacidad para trasladar los mayores impuestos internos o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos y las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios internos, o para aumentar los precios locales del gas natural;
- sujetos a aumentos potenciales de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- sujetos a restricciones en los volúmenes de exportación de hidrocarburos impulsados principalmente por el requisito de satisfacer la demanda interna; y
- expuestos a un riesgo de adopción de órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros hidrocarburos al mercado minorista nacional en exceso de las cantidades contratadas previamente en relación con la política del gobierno argentino de dar prioridad absoluta a la demanda interna.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de tales leyes y regulaciones, no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales no afecten negativamente a la industria del petróleo y gas.

Tampoco podemos ofrecer garantías de que las concesiones se extiendan en el futuro como consecuencia de la revisión por parte de las entidades controladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impongan requisitos adicionales para obtener ampliaciones de permisos y concesiones.

Por otra parte, no puede garantizarse que las regulaciones o los impuestos (incluidas las regalías) promulgados por las provincias en las que operamos no entren en conflicto con la ley federal y que dichos impuestos o regulaciones no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones y situación financiera y nuestra capacidad de pagar los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las limitaciones en los precios locales en Argentina pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones

Históricamente en la Argentina, debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios internos del petróleo, el gas y el GLP han quedado a la zaga de los precios vigentes de los mercados internacionales y regionales de dichos productos, encontrándose limitada nuestra capacidad para aumentar los precios para seguir los

aumentos de los precios internacionales o los aumentos de los costos internos, incluidos aquellos resultantes de la devaluación del peso.

Sin perjuicio de ello, en Enero de 2017, la Secretaría de Energía, los productores y refinerías argentinas firmaron el “*Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina*”, estableciendo un cronograma de precios con el objetivo de que el barril de petróleo producido en Argentina alcance la paridad con los precios internacionales durante el transcurso del año 2017. Este acuerdo (bajo el cual se estableció un sistema de determinación y revisión de precios para 2017) mantuvo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, habiendo logrado, con anterioridad a esa fecha, la convergencia de precios previamente mencionada. Por lo tanto, el entonces Ministerio de Energía y Minería notificó a las partes del acuerdo que, de conformidad con el artículo 9 de dicho acuerdo y a partir del 1 de octubre de 2017, los compromisos asumidos a través de dicho acuerdo serían suspendidos. A la fecha de este Prospecto, los precios internos del crudo y combustible refinado en Argentina están determinados por las reglas de oferta y demanda. No obstante ello, no podemos asegurar que en el futuro el gobierno actual no impondrá restricciones al sistema de determinación y revisión de precios.

Adicionalmente, desde 2002 hasta el 2017, el gobierno argentino ha impuesto una retención impositiva en las exportaciones de petróleo crudo, gas y GLP, lo que ha reducido el precio de venta de dicho producto en el mercado interno. Desde el 2018 y hasta el presente, a través del dictado del Decreto N° 793/2018, se han fijado nuevos derechos a la exportación de hidrocarburos. Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*” y “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones*” del presente Prospecto. No podemos garantizar que las medidas tomadas a partir del año 2018 no impacten en el precio de venta de los hidrocarburos en el mercado interno.

Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*” del presente Prospecto.

No podemos ofrecer garantías de que no se vuelva a intervenir el mercado hidrocarburífero a través de la fijación de precios, de que podamos aumentar los precios internos de nuestros productos para reflejar los efectos del aumento de los costos de producción, los impuestos internos y las fluctuaciones de los tipos de cambio, así como para reflejar las variaciones de los precios internacionales en caso de que el mercado interno de productos de petróleo y gas finalmente dé como resultado una industria de paridad de importación/exportación. Las limitaciones de nuestra capacidad para hacerlo afectarían negativamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Del mismo modo, no podemos asegurar que los precios de los hidrocarburos para el

mercado local coincidan con los aumentos o disminuciones de los precios de los hidrocarburos a nivel internacional o regional.

Las restricciones a la exportación han afectado y pueden seguir afectando nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, permite las exportaciones de hidrocarburos mientras no sean necesarias para el mercado interno y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 y las regulaciones conexas exigen que se tengan en cuenta las necesidades del mercado interno al autorizar exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos quince años, el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han dado lugar a restricciones en las exportaciones de hidrocarburos a realizarse desde la Argentina, lo que han impedido que los productores locales, incluidos nosotros, obtengamos precios más altos para sus productos, lo que a su vez hubiera podido compensar los aumentos en los costos de producción, todo lo cual ha afectado nuestra competitividad. Debido a lo anterior, los productores podrían verse obligados a vender una parte de su producción de gas natural y GLP en el mercado local.

Actualmente, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de nuestros productos hidrocarburíferos, requieren la autorización de la S.E. En función de lo anteriormente expuesto, las empresas que procuren exportar petróleo crudo deben demostrar primero que la demanda interna de dicho producto ha sido satisfecha o que se ha hecho y rechazado una oferta de vender el producto a compradores locales a precios similares a los cobrados en el mercado externo.

Asimismo, de conformidad con el Decreto N° 893/2016 y la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía y sus modificatorias y reglamentarias (Resolución N° 417/2019 de la SE y Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), las exportaciones de gas natural están sujetas a la previa aprobación de la SE y serán autorizadas (para el caso del Decreto N° 893/2016) solamente en casos en que sea necesario atender a situaciones de emergencia y/o para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino, y con ello aumentar la producción local.

Producimos bienes exportables y, por lo tanto, restricciones o mayor regulación respecto de nuestra capacidad exportable puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos asegurar que las actuales restricciones o aquellas que se impongan en el futuro no puedan afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado adversamente y podrían seguir afectando nuestros resultados

La industria del petróleo y el gas está ampliamente regulada a nivel nacional, local y municipal en materias que incluyen el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, inversiones, regalías, controles de precios, restricciones a la exportación y obligaciones de suministro en el mercado interno.

El Gobierno Argentino está facultado para diseñar e implementar la política energética federal, y ha utilizado estos poderes antes para establecer restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos y los ingresos de exportación e imponer derechos a las exportaciones (con ajuste de las limitaciones establecidas por la legislación vigente), para inducir a las empresas privadas a celebrar acuerdos de precios con el gobierno. Véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad*” del presente Prospecto.

Los tributos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. Si bien la ley 27.541 estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, actualmente esta limitación no ha sido receptada operativamente en el sistema informático aduanero. Asimismo no podemos garantizar que el Gobierno Argentino no imponga otros impuestos que puedan afectar adversamente sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las concesiones y permisos de exploración de petróleo y gas en Argentina están sujetos a ciertas condiciones y pueden no renovarse o podrían revocarse.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (modificada por la Ley N° 27.007) establece que las concesiones de petróleo y gas permanecerán vigentes durante 25, 30 o 35 años, según la concesión, a partir de la fecha de su adjudicación, y prevé además que el plazo de concesión se prorrogue por períodos de 10 años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante en el momento de la prórroga. La facultad para prorrogar los plazos de los permisos, concesiones y contratos actuales y nuevos ha sido conferida al gobierno de la provincia en la cual se encuentra la zona correspondiente (y al gobierno argentino respecto de las áreas extraterritoriales más allá de las 12 millas náuticas). Para ser elegible para la prórroga, cualquier concesionario y titular de un permiso debe (i) haber cumplido con sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos y los términos de la concesión o permiso particular, incluida la evidencia de pago de impuestos y regalías, el suministro de la tecnología, los equipos y la fuerza laboral necesarios y el cumplimiento de diversas obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, (ii) producir hidrocarburos en la concesión correspondiente y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas a solicitud de las autoridades pertinentes al menos un año antes del vencimiento de la concesión original. Además, las concesionarias que soliciten prórrogas en virtud de la Ley N° 27.007 deberán pagar regalías adicionales que abarcan del 3% hasta un máximo del 18%. De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de estas obligaciones y normas también puede dar lugar a la imposición de multas y en el caso de incumplimientos sustanciales, tras el vencimiento de los períodos de subsanación aplicables, la revocación de la concesión o del permiso.

No podemos asegurar que nuestras concesiones se prorroguen en el futuro como resultado de la revisión por parte de las autoridades pertinentes de los planes de inversión presentados para dichos propósitos o que no se impongan requisitos adicionales para obtener dichas concesiones o permisos. La extinción o revocación de una concesión o

permiso para nuestros proyectos, o la imposibilidad de obtenerla, podría tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio y los resultados de las operaciones.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas podría perjudicar nuestros proyectos de inversión y una caída significativa en dichos precios podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Entre los factores que afectan a los precios internacionales del petróleo crudo y los derivados del petróleo se incluyen: eventos políticos en las regiones productoras de crudo, en particular el Medio Oriente; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y otras naciones productoras de crudo para fijar y mantener los niveles de producción y los precios del petróleo crudo; la oferta y demanda mundiales y regionales de petróleo crudo, gas y productos afines; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos mundiales y locales o los actos de terrorismo. No tenemos ningún control sobre estos factores. La volatilidad de los precios reduce la capacidad de los participantes del sector para adoptar decisiones de inversión a largo plazo dado que los retornos de las inversiones se vuelven impredecibles.

Los precios que podemos obtener para nuestros productos hidrocarbúricos se ven afectados tanto por la volatilidad de los precios internacionales como por la regulación interna y han tenido un impacto adverso en nuestra capacidad para efectuar inversiones en nuevas exploraciones y desarrollos. Presupuestamos los gastos de capital relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y operación teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de los productos hidrocarbúricos. En el caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan aún más y las restricciones a la exportación permanezcan vigentes, nuestra capacidad para mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas y llevar a cabo algunos de nuestros planes de inversión puede verse afectada, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en los resultados de nuestras operaciones.

Los resultados de las operaciones de nuestra empresa también dependen, en gran medida, de su participación continua en el Programa de Estímulo Resolución N°46-E/2017 y de su capacidad para cobrar los pagos en virtud de dichos programas.

Los resultados de las operaciones y la situación financiera de nuestra compañía también dependen, en gran medida, de su participación continua en el Programa de Estímulo Resolución N°46-E/2017 establecido por el gobierno argentino con el objetivo de acelerar el desarrollo de concesiones de explotaciones no convencionales de gas natural.

El Programa previó como mecanismo remunerativo para aquellas concesiones de explotación no convencionales cuya adhesión hubiera sido aprobada ("Concesión Incluida"), el pago por parte del Estado Nacional, para la totalidad de la producción de gas natural proveniente de la misma ("Producción Incluida") del diferencial entre un valor para remunerar la Producción Incluida de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ("Precio Mínimo"), que ascendía a U\$S 7,5 por millón de BTU para el año 2018, U\$S 7 por millón de BTU para el año 2019, U\$S 6,5 por millón de BTU para el año 2020 y U\$S 6 por millón de BTU para el año 2021, y el precio promedio de acuerdo

a lo previsto en la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1 de noviembre de 2017 (“Precio Efectivo”). A tales fines, el Programa estableció el deber de las empresas adheridas al mismo de informar: (i) la totalidad de los volúmenes de gas natural provenientes de reservorios no convencionales; y (ii) los precios de todas las ventas de gas natural. Dentro del esquema remunerativo, el Programa previó la posibilidad de que las empresas adheridas opten por acceder a un esquema de pagos mensuales provisorios (“Pagos Provisorios”), consistente en el ochenta y cinco por ciento (85%) del total de la compensación a ser percibida por la Producción Incluida para cada mes, sobre la base de las estimaciones de producción para dicho mes presentadas por la empresa. Los referidos pagos serían luego, objeto de los respectivos ajustes de pago (“Ajustes de Pago”) sobre la base de los volúmenes finales entregados, certificados por auditores independientes, y los precios definitivos, informados a la autoridad de aplicación. La Emisora optó por ese esquema de Pagos Provisorios.

Para mayor información sobre el Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” del presente Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, existe un diferendo entre la SE y la Emisora respecto del criterio de cálculo correspondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución MINEM E-46/2017. Para la Emisora el total de la producción proveniente de la concesión de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra se encuentra comprendida dentro del Programa (tal como fuera liquidado por la SE en la compensación correspondiente a los meses de enero a julio de 2018, ambos inclusive), mientras que la SE, conforme la liquidación del Pago Provisorio efectuada para el mes de agosto de 2018 y sucesivas a partir de dicha fecha, ha resuelto limitar el monto a ser abonado a las proyecciones de producción originalmente presentadas por la Emisora al momento de solicitar su adhesión al Programa.

Con motivo de lo anteriormente expuesto, la Emisora ha impugnado las distintas resoluciones dictadas por la SE siguiendo el criterio descrito en el párrafo precedente, y asimismo, ha presentado una demanda judicial contra el Estado a los fines de obtener la declaración de nulidad de las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía y sus confirmatorias del Ministerio de Hacienda, que liquidaron los Pagos Provisorios de agosto, septiembre y octubre de 2018 de acuerdo al criterio arriba señalado.

Adicionalmente, enfrentamos el riesgo de que el gobierno argentino suspenda y/o deje sin efecto el Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017, como ocurrió oportunamente cuando el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios suspendió la implementación de los programas “Petróleo Plus” y “Refino Plus” en febrero de 2012 en respuesta a supuestas modificaciones de las condiciones del mercado en las que fueron estructurados estos programas en el año 2008.

En caso que los recursos administrativos y judiciales presentados por la Emisora tuvieran un resultado desfavorable, o si ocurriera la suspensión y/o cese del Programa conforme se lo señala en el párrafo precedente, nuestra capacidad para generar ingresos podría verse considerablemente deteriorada, lo que, a su vez, afectaría negativamente nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

A menos que reemplacemos nuestras reservas de petróleo y gas, las reservas y la producción disminuirán con el tiempo.

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas y la tasa de disminución depende de las características del yacimiento. En consecuencia, la cantidad de reservas probadas disminuye a medida que se producen estas reservas. El nivel de nuestras futuras reservas y producción de petróleo y gas natural y, por lo tanto, nuestros flujos de efectivo e ingresos, dependen en gran medida de nuestro éxito en el desarrollo eficiente de nuestras reservas actuales, en nuevas inversiones y en la búsqueda o adquisición de reservas recuperables adicionales. Si bien hemos tenido éxito en la identificación y el desarrollo de depósitos comercialmente explotables y sitios de perforación en el pasado, tal vez no podamos replicar ese éxito en el futuro. Es posible que no identifiquemos depósitos comercialmente explotables ni perforemos, completemos ni produzcamos más reservas de petróleo o gas, y que los pozos que hemos perforado y que actualmente planeamos perforar no den lugar al descubrimiento o producción de más petróleo o gas natural. Si no podemos reemplazar nuestra producción actual y futura, el valor de nuestras reservas disminuirá y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse afectados negativamente.

Nuestras reservas de petróleo y gas natural son estimaciones

Las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2018 fueron realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de la Emisora y certificadas por un auditor independiente.

Nuestras reservas probadas de petróleo y gas se calculan utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar si el petróleo crudo o el gas natural en los reservorios conocidos es recuperable en las condiciones económicas y operativas existentes.

La exactitud de las estimaciones de las reservas probadas depende de una serie de factores, supuestos y variables, entre los cuales los más importantes son:

- los resultados de la perforación, prueba y producción después de la fecha de las estimaciones;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio;
- el rendimiento de producción de los reservorios;
- eventos tales como adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y ampliaciones de yacimientos existentes y la aplicación de mejores técnicas de recuperación; y
- cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto en el tamaño de nuestras reservas probadas debido a las estimaciones de las reservas se calculan en las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones.

Muchos de los factores, supuestos y variables involucrados en la estimación de las reservas probadas están más allá de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. En consecuencia, las mediciones de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de reservas probadas podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de las operaciones.

La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones

Nuestro éxito futuro depende, entre otras cosas, de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir nuevas reservas de petróleo y gas y explotar económicamente petróleo y gas de estas reservas. A menos que tengamos éxito en nuestra exploración de las reservas de petróleo y gas y su desarrollo u obtengamos reservas adicionales, nuestras reservas mostrarían una disminución general en el petróleo y el gas mientras continúe la producción de petróleo y gas. Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solo con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero no producen ingresos netos suficientes para obtener beneficios después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos de excavación, terminación y operación.

Asimismo, la industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. Competimos 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 nosotros 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, prevemos 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.

No existe garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni que podamos implementar nuestro programa de inversiones de capital para adquirir reservas adicionales ni que podamos explotar económicamente estas reservas. Dichos eventos afectarían adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

La falta de disponibilidad de transporte puede limitar nuestra posibilidad de aumentar la producción de hidrocarburos y podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

Nuestra capacidad para explotar nuestras reservas de hidrocarburos depende, entre otros factores, de la disponibilidad de infraestructura de transporte en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos a los mercados en los que se venden. Por lo general, el petróleo se transporta por tuberías a las refinerías, y el gas se suele transportar por tubería a los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento, o carga adecuada o alternativa, o la capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de hidrocarburos de largo alcance podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas están sujetas a riesgos económicos y operativos específicos, algunos de los cuales están más allá de nuestro control, como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, así como los riesgos naturales y otras incertidumbres, incluidas las características físicas de los yacimientos de petróleo o gas natural.

En particular, las operaciones también incluyen actividades de perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales. 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. 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.

Nuestras operaciones pueden verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derrames o fugas de petróleo o gas natural, escasez o retrasos en la entrega del equipo, cumplimiento de requisitos gubernamentales, incendio, explosiones, fallas de tuberías, formaciones con presión anormal y riesgos para el medio ambiente y la salud. Si estos riesgos se materializan, podemos sufrir importantes pérdidas operativas e interrupciones en nuestras operaciones y perjudicar nuestra reputación.

La actividad petrolera y de gas se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para realizar operaciones, incluidas ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción.

Nuestras tecnologías, sistemas, redes y los de nuestros socios comerciales pueden convertirse en el blanco de ataques cibernéticos o violaciones a la seguridad de la información que podrían dar lugar a la publicación no autorizada, mal uso o pérdida de información confidencial u otra interrupción de nuestras operaciones comerciales. Además, ciertos incidentes cibernéticos, pueden permanecer sin ser detectados durante un período prolongado. Dependemos de la tecnología digital, incluidos los sistemas de información para procesar los datos financieros y operativos, analizar la información sísmica y de perforación y las estimaciones de las reservas de petróleo y gas. Si bien no hemos experimentado ninguna pérdida material relacionada con ataques cibernéticos, no puede haber seguridad de que no seamos el objetivo de ataques cibernéticos en el futuro que pudieran afectar adversamente nuestras operaciones o nuestra situación financiera. A medida que las amenazas cibernéticas continúen evolucionando, es posible que estemos

obligados a incurrir en gastos adicionales para mejorar nuestras medidas de protección o para remediar cualquier vulnerabilidad a la seguridad de la información.

Nuestra actividad requiere importantes inversiones de capital y costos de mantenimiento

La exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos requiere grandes inversiones en bienes de capital. Debemos continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en costos de mantenimiento significativos para sostener la capacidad de generación de energía comprometida. No podemos garantizar que podamos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar flujo de efectivo suficiente ni que tengamos acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superiores.

Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia

Nos enfrentamos a una intensa competencia en licitaciones o adquisiciones privadas para áreas de producción de petróleo crudo y gas natural, que suelen ser subastadas por las autoridades gubernamentales, en especial aquellas áreas con las reservas de petróleo crudo y gas natural más atractivas o vendidas por empresas que poseen derechos de concesión. Muchas empresas competidoras pueden tener acceso a recursos financieros en mejores condiciones que nosotros y, por lo tanto, pueden estar en una mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Además, algunas provincias argentinas, entre ellas Neuquén y Chubut, han creado empresas estatales provinciales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y gas. En consecuencia, las condiciones en las que podemos acceder a nuevas áreas exploratorias o productivas podrían verse afectadas negativamente y esto podría tener un impacto negativo en nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Factores de riesgo relacionados con la Emisora

Nuestra relación con las autoridades federales y provinciales es importante para nuestro negocio

Debido a la naturaleza de nuestros negocios, tenemos una extensa relación con autoridades federales y provinciales en los lugares donde desarrollamos nuestros negocios. Si bien consideramos que nuestras relaciones con las autoridades pertinentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar nuestras solicitudes actuales o futuras de prórrogas de plazos, o intentar imponer cargos iniciales inesperados o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas al negociar nuestras concesiones o renovaciones de permisos u otros.

Es posible que no podamos atraer o retener a determinado personal clave

Nuestro negocio depende de los aportes de nuestra alta gerencia y de nuestro equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. También depende de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a la gerencia clave y al personal

comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No puede haber garantía de que lograremos retener y atraer personal clave, y el reemplazo de cualquier personal clave que se retire podría ser difícil de conseguir y/o podría tomar mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar a reemplazos adecuados o personal adicional podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

Es posible que no podamos obtener una cobertura de seguro adecuada

Si bien hemos adquirido un seguro para nuestros activos en condiciones razonables y congruentes con las prácticas comerciales, cualquier daño significativo, accidente u otra interrupción de la producción en nuestras instalaciones o yacimientos podría afectar de manera importante y adversa nuestras capacidades de producción, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Los intereses de nuestra empresa controlante pueden ser diferentes de los nuestros y pueden entrar en conflicto con los suyos

Tecpetrol Internacional S.L.U. es nuestro accionista controlante y tiene plena facultad para dirigir nuestro negocio mediante la adopción de decisiones que requieren el voto de una mayoría de los accionistas o directores. Tecpetrol Internacional S.L.U. puede optar por buscar oportunidades de negocio, retirarse de los negocios actuales, adoptar nuevas estrategias, emprender fusiones y adquisiciones, diversificar su negocio o de otro modo promover nuevas iniciativas que puedan diferir de nuestros intereses. No podemos asegurar que Tecpetrol Internacional S.L.U. actúe en todo momento de una manera que sea congruente con nuestros intereses o los de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Remitirse a “Capítulo IX. Estructura de la Emisora – Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”.

Nuestro plan de negocios incluye futuras actividades de perforación para reservas no convencionales de petróleo y gas, y si no podemos adquirir y utilizar con éxito las nuevas tecnologías y otro apoyo necesario, así como obtener financiamiento, nuestro negocio puede verse afectado negativamente.

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo razonable y en condiciones razonables. Hemos identificado sitios y prospectos de perforación de futuras oportunidades de perforación de reservas no convencionales de petróleo y gas, como el petróleo y el gas en Fortín de Piedra dentro de la formación Vaca Muerta. Estos sitios y prospectos de perforación representan una parte de nuestros futuros planes de perforación. Nuestra capacidad para perforar y desarrollar estos sitios depende de varios factores, que incluyen condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, negociación de acuerdos con terceros, precios de los productos básicos, costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de las perforaciones. Además, dado que no contamos con amplia experiencia en la perforación y explotación de reservas no convencionales de petróleo y gas, la perforación y explotación de dichas reservas dependen de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal y otro tipo de apoyo necesario para la extracción u obtener financiamiento para desarrollar dichas actividades. Además, para implementar nuestro plan de negocios, incluido el desarrollo de nuestras actividades de exploración de petróleo y gas natural, tendremos que recaudar cantidades significativas de capital en los mercados financieros y de capitales. No podemos

garantizar que podamos obtener el financiamiento necesario en los mercados financieros internacionales o locales a un costo razonable y en términos razonables para implementar nuestro nuevo plan de negocios o que podamos explotar con éxito nuestras reservas y recursos de petróleo y gas natural (principalmente aquellos relacionados con nuestro plan de negocios de petróleo y gas no convencionales). Debido a estas incertidumbres, no podemos dar ninguna seguridad en cuanto al momento de estas actividades ni que en última instancia originen la explotación de reservas probadas o cumplan nuestras expectativas de éxito, lo que podría afectar adversamente nuestros niveles de producción, situación financiera y los resultados de las operaciones.

Podemos incurrir en obligaciones laborales significativas con respecto a las actividades subcontratadas

Subcontratamos una serie de actividades mediante la tercerización de contratistas para mantener una base de costos flexible que haga posible mantener una base de costos más baja y, al mismo tiempo, responder más rápidamente al mercado cambiante. Si bien poseemos políticas muy estrictas en materia de obligaciones laborales y de seguridad social por parte de nuestros contratistas, no estamos en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no inicien acciones legales en busca de compensación de nosotros, considerando ciertas sentencias de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad conjunta entre los contratistas y la entidad a la que se prestan los servicios, en determinadas circunstancias. Si no pudiéramos obtener una sentencia favorable en dichos reclamos, nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar nuestras deudas, incluidas las Obligaciones Negociables, podrían verse afectadas adversamente.

Podríamos estar sujetos a una acción laboral organizada

Si bien consideramos que nuestras relaciones actuales con nuestra fuerza laboral son buenas, hemos experimentado interrupciones y paros de trabajo organizados en el pasado y no podemos asegurar que no las experimentaremos en el futuro. Las demandas laborales son comunes en el sector de la industria de la energía argentina y los trabajadores sindicalizados han bloqueado el acceso a nuestras plantas y las han dañado en el pasado reciente.

Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y el aumento de la sofisticación y las actividades de los ataques cibernéticos. Cada vez tenemos más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, podemos enfrentar un alto riesgo de ataques cibernéticos. En el caso de un ataque de este tipo, podrían interrumpirse nuestras operaciones de negocios, dañarse nuestros bienes y robarse información de los clientes; experimentar pérdidas sustanciales de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras y estar sujeto a más litigios y daños a nuestra reputación. Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y nuestra situación financiera.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluidas las protestas de las comunidades que rodean algunas de nuestras operaciones. A pesar de que estamos comprometidos a operar de una manera socialmente responsable, podemos enfrentar la oposición de las comunidades locales con respecto a nuestros proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operamos, lo que podría afectar adversamente nuestros negocios, los resultados de operaciones y nuestra situación financiera.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables podrán tener garantía común, especial, flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros) y estarán estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Emisora se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podrán tener garantía común, especial, flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros). Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a cualquier deuda garantizada que la Emisora pueda contraer en el futuro, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda. Asimismo, bajo la Ley 24.522 de Concursos y Quiebras y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) conforme a las quiebras de Argentina, las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos de sueldos, salarios, cargas, leyes sociales, impuestos y costas y gastos judiciales, créditos privilegiados y créditos de proveedores. En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, estas preferencias tendrán prioridad sobre cualquier otro crédito, incluyendo reclamos por cualquier tenedor con respecto a las Obligaciones Negociables y, como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán verse imposibilitados de recuperar los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables, total o parcialmente.

Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Emisora, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora. En el caso de liquidación, disolución, reorganización por quiebra o procedimiento similar bajo la ley argentina relativo a de cualquiera de las subsidiarias de la Emisora, los tenedores de su deuda y sus acreedores tendrán en general derecho al pago de sus créditos con los activos de esas subsidiarias antes de que cualesquiera activos sean distribuidos a la Emisora y, a su vez a los acreedores, de la Emisora incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Podría no desarrollarse un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituyen títulos valores nuevos para los que no existe un mercado de negociación activo. La Emisora presentará una solicitud para el listado de

cada clase de Obligaciones Negociables en BYMA y en el MAE, pero no es posible asegurar que se aprobará ninguna de tales solicitudes. Si las Obligaciones Negociables se negocian luego de su emisión inicial, pueden negociarse con un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño financiero de la Emisora.

No es posible asegurar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables o que, en caso de desarrollarse, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o no se mantiene un mercado de negociación, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Por ende, aun si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los corredores bursátiles de crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, si bien pueda desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éste podría no ser líquido. Asimismo, si las Obligaciones Negociables se negocian, podrán negociarse a un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño y las perspectivas comerciales de la Emisora y otros factores.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Emisora se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Emisora en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones contraídas en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluidas, créditos por sueldos y salarios, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de seguridad social, impuestos y honorarios y gastos judiciales. Si la Emisora estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, restructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países con mercados emergentes

El mercado para los títulos valores emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría ser afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes. No es posible asegurar que los mercados financieros y bursátiles no serán afectados en forma adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales.

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo, en general con vencimiento no mayor a tres meses desde la fecha de adquisición.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

Para mayor información sobre las principales inversiones de capital en los últimos tres años, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios” del presente Prospecto.

Para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera – Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo – Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora” del presente Prospecto.

Política de Abastecimientos

A través del área de Abastecimientos, la Emisora gestiona la compra de materiales y equipos y la contratación de obras y servicios para las distintas áreas operadas. Con un departamento central con sede en Buenos Aires y oficinas locales en las áreas, la Emisora ha implementado una política de descentralización, gestionando en Buenos Aires la mayor parte de las contrataciones y delegando en sus oficinas locales las relaciones diarias con los proveedores. Si bien las actividades se administran de manera distribuida, la gestión de Abastecimientos se lleva a cabo en todas sus oficinas siguiendo procedimientos estipulados por la dirección de la Emisora y es auditada periódicamente por auditores internos de la Organización Techint y por auditores externos.

Entre los principales proveedores de la Emisora se encuentran empresas locales e internacionales tales como: Helmerich & Payne, Halliburton, Tenaris, Schlumberger, Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I., San Antonio, Baker Hughes, Marbar, Prodeng, Secco, Exterran, entre otras.

Es política de la Emisora optimizar la relación costo/calidad en las compras y contrataciones, establecer relaciones a largo plazo con proveedores estratégicos y

procurar el desarrollo de proveedores locales de las áreas en las que opera. Durante los últimos años, la Emisora logró reducir el costo de materiales, equipos y servicios, y los contratos con sus proveedores se han ido renovando por lo general, con precios y/o condiciones más favorables para la Emisora.

La gestión de Abastecimientos consiste en la celebración de contratos con proveedores de materiales, equipos y servicios, los que pueden ser puntuales para un trabajo específico o con plazos de vigencia que varían desde seis meses hasta cinco años según el caso de que se trate.

Recursos Humanos

Nuestra visión de ser una empresa sustentable y en crecimiento requiere de una cultura comprometida y responsable. Sobre todo, nos impulsa a encontrar, formar y retener a los mejores talentos del mercado local. Frente a este desafío, nos proponemos encarar el proceso de dar empleos como una oportunidad para analizar el mercado, evaluar los más eficaces medios de búsqueda y dar a conocer a nuestra empresa para ser elegidos como un excelente lugar para trabajar y ampliar la experiencia. La fuerte inversión en capacitación que distingue a la empresa es una clara muestra de su compromiso en este sentido.

La Emisora enfoca su estrategia de crecimiento y proyección buscando la incorporación de nuevas reservas. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificado en geociencias, y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y *workovers*, que le permiten tomar decisiones de riesgo.

El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.

Las actividades se desarrollan bajo los siguientes principios:

- Responsabilidad en la operación
- Nivel profesional del personal
- Operación confiable y segura, cumpliendo estándares internacionales
- Utilización eficiente de los recursos
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales
- Compromiso permanente con la seguridad del personal, con el medio ambiente y con la comunidad en general

Para mayor información sobre los empleados de la Emisora, véase “*Capítulo VIII - Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores Y Miembros Del Órgano De Fiscalización – f) Empleados*” del presente Prospecto.

Política en materia de cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

Tecpetrol está comprometida a preservar el medio ambiente en todas las áreas en las que opera, como también la salud y la seguridad de sus empleados y contratistas, directa o indirectamente involucrados en las actividades de exploración y producción que lleva a

cabo. Este compromiso se hace extensivo también a las comunidades vecinas directamente afectadas por sus actividades.

La Emisora considera que esta política es parte integral de sus actividades y, por lo tanto, se esmera y ocupa por exigir su cumplimiento en todos los niveles de la organización.

Dentro de su área de influencia, Tecpetrol tiene como objetivo prioritario conducir sus operaciones protegiendo la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la empresa. Operar de una manera segura es la principal prioridad en la gestión.

Desde los inicios de sus operaciones, Tecpetrol ha definido su Política de Seguridad, Ambiente y Salud, la cual se encuentra firmada por la máxima autoridad de la compañía.

Los principios fundamentales incluidos en dicha Política son:

- *Todas las lesiones y enfermedades ocupacionales pueden prevenirse, como así también los incidentes que impacten sobre el ambiente.*
- *Las prácticas seguras son responsabilidad de todos y cada uno de los integrantes del personal de la empresa y resultan una condición de empleo y contratación.*
- *El entrenamiento y la capacitación son la base para mejorar en forma continua los aspectos de Seguridad, Ambiente y Salud en las operaciones, involucrando a todas las partes interesadas.*
- *Las operaciones de la empresa deben estar en conformidad con la legislación vigente en Seguridad, Ambiente y Salud, y con aquellos compromisos voluntariamente asumidos, relacionados a estos aspectos.*

Para la realización de sus operaciones, Tecpetrol contrata empresas de las cuales espera y exige los más altos estándares y procedimientos en materia de Seguridad, Ambiente y Salud, alineados en su totalidad con la política y principios de Tecpetrol.

Tecpetrol dirige sus operaciones hacia una progresiva mejora en Seguridad, Ambiente y Salud, considerando los recursos necesarios para ello y con la visión de lograr los más altos niveles operativos de la industria. Partiendo de estos compromisos, se ha desarrollado desde sus inicios un Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud ("Sistema de Gestión SAS") cuyo objetivo es proveer un marco mínimo de actuación para la gestión SAS de todas las áreas operativas de Tecpetrol, desde la etapa de exploración hasta el cierre y desmantelamiento de los activos en toda la cadena de valor y el ciclo de vida de los negocios. Las evidencias de su cumplimiento han sido auditadas por un ente externo donde se concluyó además su alineación con las normas internacionales de referencia en la materia.

La parte superior de la jerarquía del Sistema de gestión SAS está conformada por la Visión, la Política SAS y los "principios SAS" (compromiso y liderazgo, gestión del riesgo y mejora continua). La parte inferior de la jerarquía la conforman los estándares, procedimientos y prácticas operativas, que aseguran la implementación de los controles operacionales adecuados. Los componentes comunes a todo el sistema (documentación, capacitación y entrenamiento, comunicación, auditorías, etc.) se describen como herramientas transversales del Sistema de Gestión SAS.

El compromiso y convencimiento de la Dirección para liderar el proceso y de cada uno de los colaboradores de la empresa es uno de los principios SAS fundamentales. El principio SAS de mejora continua implica tanto la implantación del sistema como el aprendizaje continuo de la organización, el seguimiento del desempeño, y la participación activa de todas las personas.

El principio SAS de gestión de los riesgos permite un enfoque sistemático y coherente a la evaluación, mitigación y control de los mismos, reduciendo la probabilidad de consecuencias adversas (lesiones, impactos medioambientales, daño a los activos, etc) mientras provee oportunidades de mejorar la confiabilidad, los beneficios y la eficiencia de las operaciones. Dentro del sistema, la gestión de los riesgos es una parte integral de varios procesos y al mismo tiempo es central para la toma de decisiones.

La implementación del Sistema de Gestión SAS mencionado ha permitido alcanzar a Tecpetrol índices de seguridad comparables con los más altos parámetros internacionales.

En forma previa a todo nuevo proyecto, se realizan los Estudios de Impacto Ambiental correspondientes, en cumplimiento de la legislación vigente y se realiza un estricto seguimiento del cumplimiento en campo de las medidas de manejo ambiental establecidas en los mismos.

Durante los años 2018 y 2019, se continuó aplicando el Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud, y se viene realizando una revisión y actualización de Normas y Procedimientos Corporativos clave, tal como la Norma de “Gestión de Riesgos e Impactos” y “Gestión de Residuos”.

Política en materia de Relaciones con la Comunidad

La Emisora colabora activamente con las comunidades cercanas a sus operaciones, contribuyendo con el desarrollo sostenible de la población y sus instituciones en las áreas de educación, salud, deporte, cultura y promoción social. Con ese espíritu, realiza y apoya programas sociales en sectores rurales y urbanos de bajos recursos, comunidades y escuelas vecinas a sus yacimientos, comprometiendo tanto a su personal como a la población de la zona en el desarrollo de los mismos.

El plan de gestión social incluye principalmente diversos programas de educación, desarrollo sustentable, revalorización cultural, capacitación laboral y salud. Todos estos programas se planifican a partir de un diagnóstico preciso de la situación que se desea mejorar con un desarrollo técnico claro y eficiente.

A continuación se mencionan algunos de los programas de Relaciones con la Comunidad y Gestión Social del Negocio llevados a cabo por la Emisora entre julio de 2014 y septiembre de 2019, agrupados de acuerdo al área de acción. Los valores están expresados en dólares estadounidenses al porcentaje de participación de la Emisora.

Área de Acción	Nombre del Programa	Actividad	Monto total (en U\$S)
Educación	Educación Primaria	Extra Clase y Proyectos Educativos Primaria	166.082
Educación	Educación Secundaria y Formación Laboral	Gen Técnico, Proyectos Educativos Secundaria, Formación Laboral y Programas de Becas	1.082.660
Cultura	Programas Culturales	Fototeca y Cine	250.399
Inclusión Social y Sostenibilidad	Proyectos Comunitarios	Proyectos y Capacitación Comunitaria	331.518
Gestión Social del Negocio	Integración Comunitaria	Becas, Infraestructura Social, Obras de Agua, etc.	656.371

Política de Planeamiento

La Sociedad realiza un proceso de planeamiento a corto, mediano y largo plazo. La Sociedad formula un presupuesto anual, patrimonial, económico y financiero, el cual es utilizado a los fines del control de las inversiones, los costos operativos, los de estructura y los niveles de producción. Simultáneamente existen presupuestos estructurados por áreas en las cuales la Sociedad actúa como operador, con el fin de reflejar el objetivo formulado por cada consorcio o unión transitoria, en las cuales están representados los distintos socios que componen cada uno de ellos. Estos presupuestos están integrados, en los períodos que son comunes, con el presupuesto general de la Sociedad.

Adicionalmente, existe un control de detalle, cuya responsabilidad de ejecución corresponde a un project leader, de cada una de las inversiones en pozos de exploración, de producción y facilidades, en general. De esta manera se controla la evolución del programa de la inversión, en detalle, y el cumplimiento de los plazos de ejecución.

Las reuniones de control de costos, niveles de producción, inventarios, costos de estructura e inversiones, se realizan alternativamente en las oficinas centrales o en cada yacimiento, con la participación de los funcionarios ejecutivos de la Sociedad.

Política de Seguros

Es política de la compañía cubrir ciertos riesgos relacionados con la actividad, siguiendo los parámetros habituales de la industria en la que opera y otros generales que pudieren responder a obligaciones legales o convenidos en el mercado. En este sentido, contratamos seguros con aseguradoras de primer nivel, que en caso de ser necesario, retrocesionan los riesgos con reaseguradores con calificación crediticia de S&P/Fitch de al menos A- y Moodys Aa3.

Entre los seguros facultativos más importantes podemos mencionar los de Responsabilidad Civil frente a terceros (incluyendo la que resulta de su Responsabilidad como Empleador), Daños Materiales, Rotura de Maquinaria y Descontrol de Pozos. Para la póliza de Daños Materiales se consideran amparados aquellos bienes (muebles e inmuebles) propios o de terceros por los que Tecpetrol tiene responsabilidad contractual, actuando en forma complementaria o subsidiaria si aplicasen seguros más específicos.

Si bien los costos y condiciones de los seguros tienen vigencia anual, ante oportunidades de mercado podríamos optar por contratos de mayor plazo.

Tecpetrol considera que las coberturas contratadas son adecuadas, alineándose con las políticas de riesgos de las demás empresas del ramo que operan en el país tanto en lo que respecta a esquemas de transferencia de riesgos como control de contratistas.

Política de Transparencia

La Emisora promueve y se compromete con una cultura corporativa de transparencia e integridad, basada en el comportamiento ético y el cumplimiento de las leyes. Los líderes y el equipo directivo de la empresa asumen un rol esencial en la transmisión de estos principios, que rigen el desarrollo de su objeto social y que constituyen los valores fundamentales de la Emisora. El compromiso con una gestión abierta y transparente es parte del patrimonio y fuerza competitiva de la Emisora.

En virtud de ello, cuenta con un “Código de Conducta”, una “Política de Conducta Empresarial”, un “Código de Conducta para Proveedores” y una “Política de Ambiente Libre de Acoso y Discriminación”, entre otras políticas internas. Asimismo, cuenta con “Reglas de Prevención de la Corrupción en Concursos, Procesos Licitatorios y otras Interacciones con el Sector Público”.

Estas políticas forman la base de las relaciones entre los accionistas de la Emisora, miembros del Directorio, sus empleados y terceros definiendo los lineamientos y estándares de integridad y transparencia a los que deberán ajustarse, creando valor y cuidando la reputación de la Emisora.

b) Política de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo por ganancias líquidas y realizadas.

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y líquidas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea

de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

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

a) Directores y gerencia de primera línea administradores titulares y suplentes, y gerentes

Directorio

En el “Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización” se detallan las previsiones estatutarias que regulan la composición y funcionamiento del Directorio de la Emisora, así como la normativa legal aplicable.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Directorio de la Emisora, todos los cuales son residentes en Buenos Aires, Argentina, el año en que fueron designados y la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora.

Apellido	Nombre	Tipo	Número	CUIT/CUIL	Cargo	Fecha Designación(*)	Vigencia(*)
Ormachea	Carlos Arturo	DNI.	8.365.456	20083654563	Presidente	14/03/19	31.12.19
Marin	Horacio Daniel	DNI.	16.260.926	20162609263	Vicepresidente	14/03/19	31.12.19
Mata	Juan José	DNI.	16.090.419	20160904195	Director Titular	14/03/19	31.12.19
Markous	Ricardo Miguel	DNI.	11.960.136	20119601364	Director Titular	14/03/19	31.12.19
Pappier	Carlos Guillermo	DNI.	14.463.464	20144634641	Director Titular	14/03/19	31.12.19
Perczyk	Jorge	DNI.	16.131.200	20161312003	Director Suplente.	14/03/19	31.12.19
Martinez Mosquera	Marcelo German	DNI.	10.155.432	20101554326	Director Suplente	14/03/19	31.12.19
Soler	Ricardo Juan Pedro	DNI.	8.482.546	20084825469	Consejo de Vigilancia	14/03/19	31.12.19
Hirschler	Claudio Renato	DNI.	7.595.988	20075959886	Consejo de Vigilancia	14/03/19	31.12.19
Stampalia	Pablo Rodolfo	DNI.	14.010.943	20140109437	Consejo de Vigilancia	14/03/19	31.12.19

(*) Los miembros integrantes del Directorio y del Consejo de Vigilancia, durarán en sus funciones por el término estatutario y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria que considere el cuadragésimo ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2019 (arts. 10° y 15° del Estatuto Social).

A continuación se detalla los miembros del Directorio de la Emisora, fecha de nacimiento, antecedentes profesionales, la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora y otros cargos que han ocupado.

Directores titulares:

Cargo y Nombre	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de nacimiento
Presidente:		
Carlos Arturo Ormachea - Presidente	Graduado en Ciencias Económicas en la Universidad Nacional de La Plata. Posee un Master degree in Management de la Escuela de Negocios de la Universidad de Stanford. Ocupa también el cargo de Presidente de Tecpetrol International S.A. y de Tecpegas S.A., y el de Director Titular en Santa María S.A.I.F. También ha	27/12/1950

ocupado el cargo de Director Titular en Gasinvest S.A., y de Transportadora de Gas del Norte S.A. y de Presidente de Tecpetrol de Bolivia S.A. Actualmente ocupa el cargo de Director General de Tecpetrol S.A.

Vicepresidente:

Horacio Daniel Marín	Ingeniero Químico graduado en la Universidad Nacional de La Plata. Posee un Master en Ingeniería Petrolera de la Universidad de Texas en Austin. Ha ocupado diversos cargos dentro de la Organización Techint, y actualmente ejerce el cargo de Director General de E&P de Tecpetrol S.A. y de Director Titular de Consorcio Shushifindi S.A., Pardaliservices S.A., Tecpecuador S.A., Tecpeservices S.A., Tecpetrol Colombia S.A.S. y Tecpetrol de Bolivia S.A.	08/05/1963
----------------------	--	------------

Directores Titulares:

Ricardo Miguel Markous	Ingeniero civil, graduado en la Universidad de Buenos Aires, (UBA). En 1988 obtuvo un Master in degree in Management de la Escuela de Negocios de la Universidad de Stanford. Desde 1980 a la fecha, ha ocupado diversos cargos en la Organización Techint. En la actualidad se desempeña como Director General de Desarrollo de Negocios de Tecpetrol S.A., y ocupa los cargos de Presidente de Gasinvest S.A. y de Norpower S.A. de C.V., Vicepresidente 2º de Litoral Gas S.A., y Director Titular de Tibsa Inversora S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A., de Transportadora de Gas del Mercosur S.A. y de Tecpegas S.A..	14/08/1956
------------------------	---	------------

Juan José Mata	Contador público, graduado en la Universidad Católica Argentina y tiene un Posgrado en Finanzas en la Universidad Torcuato Di Tella. Desde 1983 el Sr. Mata ha desempeñado diversos cargos en la Organización Techint, y actualmente ocupa el cargo de Director de Administración y Finanzas de Tecpetrol S.A., como así también los cargos de Director Titular en Consorcio Shushufindi, Director Titular en Pardaliservices S.A., Director Titular en Tecsip S.A., Consejero Titular en Servicios Libertador S.L., Consejero Titular en Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V.; Director Suplente en Techinst S.A., Director Suplente en Gasinvest S.A., Director Suplente en Transportador de Gas del Norte S.A., y Director Suplente en Tecpetrol Colombia S.A.S.	03/04/1963
----------------	---	------------

Carlos Guillermo Pappier	Contador público graduado en la Universidad Nacional de La Plata. Posee un Master degree in Management de la Escuela de Negocios de la Universidad de Stanford. Ocupó diversos cargos en Tenaris y otras compañías de la Organización Techint. Inició su carrera dentro de la Organización Techint en 1984 en Siderar, donde alcanzó la posición de Director Financiero. En Tenaris fue Director de Planeamiento en 2006 y Director de Informática y Procesos en 2010. Actualmente se desempeña como Director General de Áreas Corporativas de Tecpetrol S.A., Director Titular en Tecpetrol International S.A., y como Director Suplente en Gasinvest S.A, Transportadora de Gas del Norte S.A., Tecpeservices S.A., Tecpetrol Colombia S.A.S, y en Tecpetrol de Bolivia S.A..	29/03/1961
--------------------------	---	------------

Directores Suplentes:

Marcelo Germán Martínez Mosquera	Ingeniero graduado en la Universidad de Buenos Aires. A lo largo de 30 años dentro de la Organización Techint ha ejercido el cargo de Presidente del Directorio en Dapetrol S.A., Gasinvest S.A., Tecgas Argentina S.A. y Litoral Gas S.A., de Vicepresidente en Tibsa Inversora	26/10/1951
----------------------------------	--	------------

S.A., y Director titular de Transportadora Gas del MERCOSUR y de Transportadora Gas del Norte S.A.

Jorge Perczyk	Ingeniero Industrial graduado en la Universidad de Buenos Aires y tiene un posgrado en Administración de Empresas en la Universidad de Bridgeport (Connecticut, USA). Ha ocupado diversos cargos dentro de la Organización Techint. Actualmente ocupa el cargo de Director de Planeamiento y Control de Gestión Tecpetrol S.A. y de Director Titular en Tecpetrol de Bolivia S.A., y de Tecpower S.A.	02/01/1963
---------------	---	------------

Los integrantes del Directorio de la Emisora revisten el carácter de no independientes conforme a las pautas fijadas en el artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Nomas de la CNV.

b) Remuneración

La Asamblea de Accionistas de la Emisora determina la remuneración de los miembros del Directorio, con sujeción a los límites previstos por el Artículo 261 de la Ley General de Sociedades. Todos los años, la Emisora celebra una asamblea de accionistas dentro de los cuatro meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio económico para evaluar sus estados financieros anuales y determinar la remuneración a pagar a sus directores, entre otros asuntos.

El artículo 261 de la Ley de General de Sociedades establece que la remuneración máxima que por todo concepto pueden recibir los directores, incluyendo salarios y demás remuneraciones por el desempeño de tareas técnicas y administrativas permanentes, no podrá superar el 25% de las ganancias netas correspondientes a dicho ejercicio. Ese monto máximo se reduce al 5% si la Emisora no distribuye dividendos a sus accionistas y se incrementa mediante una distribución proporcional hasta alcanzar el límite del 25% una vez distribuidas las ganancias totales del ejercicio económico. Si el desempeño de comisiones especiales o de tareas técnicas y administrativas por uno o varios directores así lo amerita, en caso de no existir ganancias netas o ser éstas exiguas, la asamblea de accionistas podrá decidir aprobar expresamente que la remuneración a pagar exceda los mencionados límites, debiéndose incluir para ello ese asunto en el orden del día de la asamblea en cuestión.

Al 31 de diciembre de 2018, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 14 de marzo de 2019, aprobó la suma de aproximadamente \$3,525 millones en concepto de honorarios totales a pagar a los directores y funcionarios ejecutivos de la Emisora, quienes también se desempeñan como miembros del directorio. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ofrece planes de jubilación a sus directores y funcionarios ejecutivos.

La Emisora otorgó en concepto de honorarios por los ejercicios de las funciones de Directores y/o Consejeros de Vigilancia, las retribuciones que se mencionan a continuación: El Presidente de la Emisora percibió una retribución anual por la suma de \$1.200.000. El Vicepresidente de la Emisora percibió una retribución anual por la suma de \$750.000. Los Directores Titulares percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$350.000. Los Directores Suplentes percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$175.000. Los Consejeros de Vigilancia percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$350.000.

Asimismo, el Consejo de Vigilancia de la Emisora, en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 283 de la Ley N° 19.550, ha recomendado oportunamente la contratación los servicios de Auditoría de Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), a los efectos de la auditoría sobre los estados financieros correspondientes a cada uno de los ejercicios en cuestión, dándose debida cuenta a la Asamblea de Accionistas de la Emisora respecto de la mencionada contratación como de los honorarios acordados al efecto.

Al 31 de diciembre de 2018, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 14 de marzo de 2019 había aprobado la suma de \$6.293.358 (corresponden \$2.860.418 a los estados financieros anuales y \$3.432.940 por las revisiones limitadas de los trimestrales) más IVA en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Emisora.

c) Información sobre participaciones accionarias

A la fecha de emisión del presente Prospecto, ningún director y/o empleado de la Emisora resulta titular de acciones de Tecpetrol ni se le han conferido opciones sobre las acciones de la Emisora.

d) Otra información relativa al Órgano de Fiscalización y Comités Especiales: Consejo de Vigilancia

Los Estatutos Sociales de la Emisora prevén un consejo de vigilancia (el "Consejo de Vigilancia") integrado por tres accionistas, cada uno de los cuales es elegido por la asamblea ordinaria de accionistas, y duran en sus cargos por el término de un ejercicio. El Consejo de Vigilancia tiene a su cargo velar por que todas las actividades de la Emisora se realicen conforme a la ley aplicable.

A continuación se incluye un detalle de los miembros titulares del Consejo de Vigilancia:

Nombre	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de nacimiento
Ricardo Juan Pedro Soler	Licenciado en Administración de Empresas graduado en la Universidad Católica Argentina. Posee un Master in Science of Management de la escuela de Negocios de la Universidad de Stanford.	19/04/1951
Claudio Renato Hirschler	Licenciado en Economía graduado en la Universidad de Buenos Aires. Se ha desempeñado como directivo en diversas compañías del sector hidrocarburífero y como consultor independiente en temas asociados a energías renovables y al desarrollo de proyectos industriales en Latinoamérica, respecto al reemplazo de fuel-oil y GLP por el uso de gas natural, a través de ductos y/o medios no convencionales (GNC y/o GNL).	18/03/1947
Pablo Rodolfo Stampalia	Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Buenos Aires. Posee un Posgrado en Desarrollo Directivo en IAE.	12/08/1960

Los integrantes del Consejo de Vigilancia de la Emisora revisten el carácter de independientes conforme a las pautas fijadas en el artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Nomas de la CNV.

Los miembros integrantes del Directorio y del Consejo de Vigilancia, durarán en sus funciones por el término estatutario y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea

Ordinaria que considere el trigésimo octavo ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2017 (arts. 10° y 15° del Estatuto Social).

Funcionarios ejecutivos

Los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora son los siguientes:

Nombre	Cargo	N° de CUIT/CUIL
Carlos Ormachea	Director General (CEO)	20083654563
Horacio Marín.....	Director General de E&P	20162609263
Ricardo Markous	Director General de Desarrollo de Negocios	20119601364
Carlos Pappier.....	Director General de Áreas Corporativas	20144634641
Jorge Perczyk.....	Director de Planeamiento y Control de Gestión	20161312003
Jorge Dimopulos.....	Director de Desarrollo de Negocios de E&P	20216566581
Javier Gutiérrez.....	Director Global de Operaciones	20939588508
Daniel Eduardo Valencio.....	Director de Exploración y Desarrollo	20203841923
Juan José Mata.....	Director de Administración y Finanzas	20160904195
Pablo Ledesma.....	Director de Recursos Humanos	20231264990
Andrea Costantino Rocca	Director de Supply Chain	23957832199

A continuación se agrega una breve síntesis biográfica de los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora que no forman parte del Directorio:

Javier Gutiérrez: Nacido el 18 de abril de 1957. Ingeniero Químico graduado en *Tulane University (New Orleans – Louisiana – USA)*. Posee un MBA por *The Houston Baptist University*. Actualmente ocupa el cargo de Director Global de Operaciones de Tecpetrol S.A.

Jorge Dimopulos: Nacido el 3 de junio de 1970. Licenciado en Economía graduado en la Universidad de Buenos Aires (UBA) y posee un Master en Economía y Finanzas de la UCEMA. En 2006 ingresó a Tecpetrol, donde se desempeñó como Gerente de Planeamiento & Control y posteriormente como CFO y Country Manager en operaciones de la compañía en Estados Unidos. Actualmente se desempeña como Director de Desarrollo de Negocios de E&P de Tecpetrol S.A., Consejero Titular en Servicios Libertador S.L, y como Director Suplente en Gasinvest S.A. y en Transportador de Gas del Norte S.A.

Daniel Eduardo Valencio: Nacido el 25 de junio de 1968. Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Posee un Postgrado en el Programa de Alta Dirección del IAE. Actualmente se desempeña como Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol S.A.

Pablo Ledesma: Nacido el 22 de enero de 1973. Ingeniero industrial graduado en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Actualmente ocupa el cargo de Director de Recursos Humanos en Tecpetrol S.A., de Director Suplente en Pardaliservices S.A., de

Consejero Titular en Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V., y de Consejero Suplente en Norpower S.A. de C.V.

Andrea Costantino Rocca: Nacido el 02 de septiembre de 1983. Doctor en Economía graduado en *Universidad Bocconi* (Milán, Italia) Posee un MBA de *Columbia University*. Actualmente ocupa el cargo de Director de *Supply Chain* de Tecpetrol S.A.

Asesores legales y auditores externos

El asesor legal de la Emisora, a la fecha de este Prospecto, es FINMA S.A.I.F., una empresa relacionada a Tecpetrol, con domicilio en Carlos M. Della Paolera 299 – Piso 16°, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, en tanto que su auditor externo durante los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ha sido la firma PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L., siendo actualmente el auditor titular el Dr. Alejandro Rosa (DNI N° 24.886.300) y los auditores suplentes el Dr. Ezequiel Mirazón (DNI N° 21.475.522) y el Dr. Reinaldo Sergio Cravero (DNI 25.061.783), todos ellos pertenecientes a la firma auditora antes mencionada y debidamente matriculados por ante el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La misma tiene domicilio en Bouchard 557, Ciudad de Buenos Aires.

Responsable de Relaciones con el Mercado

De conformidad con lo prescripto en el artículo 99 inciso a) de la Ley de Mercado de Capitales, la Emisora ha designado como Responsable de Relaciones con el Mercado a Sr. Emiliano León (DNI 23.888.057), Tel. (54) 11 4018-6111, e-mail: emiliano.leon@tecpetrol.com.

e) Gobierno Corporativo

En el marco de una serie de iniciativas encaradas por la Emisora con el propósito de fortalecer el sistema de normas internas de la empresa, que permitirán hacer más abierta y transparente las relaciones con sus empleados, clientes, proveedores, colaboradores e instituciones con las cuales interactúa, Tecpetrol ha adoptado la implementación de: (i) un Código de Conducta al cual deberán ajustarse todos los empleados de la empresa cualquiera sea su nivel jerárquico o especialidad, y a través del cual, se brindan los medios e instrumentos que garantizarán la transparencia e integridad de los asuntos y problemas que puedan afectar la correcta administración de la empresa tendientes a una eficiente estructura operativa; (ii) un Código de Conducta en los Negocios, que establece los lineamientos básicos sobre los compromisos de comportamiento que deberán asumir los empleados de la Emisora en lo que respecta a sus relaciones con terceros, y (iii) una “Política de Ambiente Libre de Acoso y Discriminación”, entre otras políticas internas. Adicionalmente, Tecpetrol ha desarrollado un programa de “Reglas de Prevención de la Corrupción en Concursos, Procesos Licitatorios y otras Interacciones con el Sector Público”, de estricto cumplimiento por parte de todos sus empleados.

El programa incluye la evaluación de riesgos de corrupción asociados a los países en los que lleva adelante sus operaciones, y orienta los esfuerzos de prevención y control sobre los procesos de mayor criticidad en materia de conducta empresarial.

Además, contempla la implementación de procedimientos específicos que establecen reglas para asegurar el cumplimiento de la política de conducta empresarial. Dichas pautas incluyen una evaluación de integridad al contratar representantes y asesores críticos, a fin de asegurar que sus principios de legalidad, ética y transparencia son compatibles con los de Tecpetrol.

Tecpetrol comunica y capacita al personal respecto de las políticas y procedimientos contra el soborno, a través de cursos online y sesiones presenciales, en función de su exposición al riesgo de corrupción.

El monitoreo continuo de la implementación efectiva del Programa, junto a la utilización de la “Línea Transparente” como canal de denuncias que garantiza la confidencialidad y está disponible para empleados y terceros, permiten detectar posibles incumplimientos y adoptar las medidas necesarias para su remediación.

f) Empleados

Descripción General

Al 30 de septiembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, la Emisora tenía 639, 660, 531 y 376 empleados, respectivamente.

La Emisora tiene como prioridad consolidar su crecimiento mediante la formación de recursos humanos calificados, comprometidos y con amplia experiencia en los distintos negocios en los que opera. La formación constituye un aspecto clave y permanente. Disponemos de numerosos y diversos programas de entrenamiento para nuestros colaboradores, sostenidos en metodologías de aprendizaje que nos permiten crear, transformar y distribuir el conocimiento. Se promueve la actualización continua y la incorporación de las mejores prácticas de la industria.

Continuamos con la formación intensiva de nuestros jóvenes profesionales a través del programa Tecpetrol *University Induction Camp* (TUIC). En el 2019 finalizamos la 7^{ma} edición; la tercera edición de nuestro programa “Emprendedores” con foco en el desarrollo de ideas innovadoras para la generación de un proyecto a ser implementado en forma interna en la compañía y hemos retomado las jornadas por áreas de trabajo, cuyo objetivo principal es compartir proyectos futuros alineados a la ejecución de la estrategia de la compañía e integración y consolidación de los equipos.

Convencidos de que los atributos y las singularidades de cada uno de nosotros construyen un equipo más fuerte y buscando impulsar un diálogo que apoye el desarrollo del talento de nuestra empresa en julio de 2019 incorporamos el programa “+diversidad” que tiene como objetivo aceptar, valorar y promover la diversidad en Tecpetrol en todas sus dimensiones.

Evolución y Afiliaciones

A continuación se detalla la evolución de la cantidad de personal propio de la Emisora agrupado por área funcional al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

		Al 31 de Diciembre de								
		2018			2017			2016		
Agrupador	Área Funcional	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC
Dirección/Presidencia	Dirección de Sociedad o Negocios	4	4	1%	4	4	1%	3	3	0,8%
Área Staff	Supply Chain	37	194	29%	27	164	31%	20	134	35,6%
	Administración y Finanzas	66			60			51		
	Asistencia	15			14			14		
	Conducta Empresarial	2			-			-		
	Sistemas	41			27			26		
	Recursos Humanos	33			36			23		
Desarrollo Negocio/comercial/Planeamiento	Business y Planeamiento	29	55	8%	29	49	9%	18	39	10,4%
	Desarrollo Negocios	7			5			7		
	Comercial	19			15			14		
Área Core del negocio	Exploración y Desarrollo	79	407	62%	70	314	59%	64	200	53,2%
	Ingeniería y facilities	37			36			27		
	Operaciones	157			95			61		
	Perforación y WO	100			87			37		
	Relaciones Laborales y Security	12			8			-		
	Seguridad y Medioambiente	22			18			11		
Total		660			531			376		

A continuación se detalla la evolución de la cantidad de personal propio de la Emisora sindicalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Afilaciones por Sindicato	31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral	2	3	3
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Chubut	1	1	1
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Cuyo	-	-	1
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado del Neuquén	33	30	10
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Salta, Jujuy y Formosa	1	1	-
Total	37	35	15

La Emisora trabaja en conjunto con la Nación, Provincia, Sindicatos y Contratistas en la búsqueda responsable de soluciones que garanticen el desarrollo y la sustentabilidad de la explotación petrolera a largo plazo. A partir de 2010, dentro de un contexto de alta conflictividad gremial, provocado entre otras causas por el aumento del costo de vida y los conflictos intra e inter-sindicales, se agudizaron los reclamos de los sindicatos por incrementos salariales que derivaron en la adopción de medidas de fuerza que en algunos casos llegaron a huelgas, que no afectaron la continuidad del servicio. Entre 2010 y 2019 otorgamos incrementos salariales en general alineados con la inflación. El salario del personal fuera de convenio recibió ajustes equivalentes.

A la fecha de este Prospecto, el 47% del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 13% está afiliado. Del personal alcanzado más del 99% lo está por el Sindicato de Personal Jerárquicos y Profesional del Petróleo y Gas de las diferentes regiones donde Tecpetrol opera. El restante corresponde al Sindicato de Petróleo y Gas privado.

Los contratistas aplican las mejores prácticas de la Emisora de modo de garantizar la seguridad del personal y la adecuada protección del medio ambiente y deben actuar bajo los mismos principios de calidad y exigencia con el que lo hace la empresa. La cantidad de contratistas ha ido acompañando las necesidades del negocio. En la actualidad más de 2500 contratistas trabajan en conjunto en el desarrollo de los proyectos de la compañía. La mayoría del personal de los contratistas está alcanzado por los convenios colectivos.

Programa de Beneficios

Con excepción de los programas descriptos a continuación, la Emisora no posee planes y/o programas de beneficios para sus empleados:

Programas de beneficio por retiro y otros.

La Emisora tiene vigente dos programas de beneficios bajo la modalidad de “beneficios definidos no fondeados” y “otros beneficios a largo plazo” que, bajo ciertas condiciones por ella establecidas, se otorgan con posterioridad al retiro y durante el ejercicio laboral, los cuales son registrados siguiendo los lineamientos de las normativas contables vigentes.

Las principales premisas actuariales consideran una tasa de descuento del 7% y del 5,7% real promedio y una tasa de incremento salarial del 2% y 3% respectivamente.

El pasivo correspondiente a estos programas se encuentra registrado al valor presente de la obligación al cierre del ejercicio, el cual es calculado por actuarios independientes, al menos una vez al año, utilizando el método de “Unidad de crédito proyectada”. Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$1.045.669, \$479.900 y \$304.040 (en miles de pesos), respectivamente, y se expone dentro del rubro “Programas de beneficio al personal”, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio. El cargo a resultados calculado conforme a NIIF, ascendió a \$ 186.524, \$100.695 y a \$47.992 (en miles de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Programa de retención e incentivo a largo plazo de empleados

Tecpetrol International S.A. (controlante indirecta de la Emisora) tiene vigente un programa de retención e incentivos a largo plazo para ciertos directivos de algunas subsidiarias. Conforme a este programa, los beneficiarios de Tecpetrol recibirán un número de unidades valuadas al valor en libros del Patrimonio Neto por acción de Tecpetrol International S.A. (excluyendo la participación no controlante).

Las unidades son devengadas en un período de cuatro años y Tecpetrol pagará la compensación equivalente a las unidades asignadas luego de transcurrido un período de establecido que, de acuerdo a las condiciones del plan otorgado, contempla dos períodos diferenciados de rescate: i) 10 años a la fecha de recepción, con opción por parte del empleado de solicitarlas a partir del séptimo año, ii) 7 años de la fecha de recepción o bien, en ambos casos, cuando el mismo quede desvinculado de Tecpetrol. El pago se realizará al valor de libros del último Patrimonio Neto publicado por acción atribuible a los accionistas de Tecpetrol International S.A. al momento del pago. Los beneficiarios recibirán también importes en efectivo equivalentes al dividendo pagado por acción, cada vez que Tecpetrol International S.A. pague un dividendo en efectivo a sus accionistas.

IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

Estructura Organizacional: La Organización Techint:

En lo que se refiere al detalle de Sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol, ver dentro del presente capítulo el punto denominado “Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol”.

La Emisora es controlada indirectamente por San Faustin S.A., una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo, la cual es la sociedad holding controlante de la denominada Organización Techint (“Organización Techint”), constituida por un conjunto de empresas operativas distribuidas alrededor del mundo. Véase “Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – a) Estructura de la Emisora y su grupo económico – Beneficiario Final” del presente Prospecto.

Las actividades de las empresas integrantes de la Organización Techint son muy variadas e incluyen la producción de tubos de acero (Tenaris), productos planos de acero (Ternium), la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos (Techint Ingeniería y Construcción), petróleo y gas (Tecpetrol), y otras ramas de servicios y manufacturas (Humanitas y Tenova). Dichas empresas al 31 de diciembre de 2018 contaban con aproximadamente 57.000 empleados y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente U\$S 23.490 millones.

Durante más de 70 años de actividad, las compañías de la Organización Techint han evolucionado, aprovechando la vasta experiencia adquirida en áreas como la siderúrgica, construcción de infraestructuras complejas, diseño y construcción de plantas y maquinaria industriales, tecnologías para las industrias de metales y minería, la exploración y producción de petróleo y gas y las instalaciones de salud orientadas a la investigación.

En todo momento, las empresas han mantenido un profundo compromiso con la eficiencia, calidad, integridad y respeto por el valor de las personas, promoviendo la salud y la seguridad entre los empleados, cuidando la huella de las operaciones en el medio ambiente, estableciendo relaciones transparentes y constructivas con las comunidades locales y estableciendo relaciones a largo plazo con clientes y proveedores. Hoy en día, las empresas de la Organización Techint están activas en un pequeño número de industrias claramente circunscritas, donde tienen una importancia global o regional:

- **Tenaris** es un proveedor líder de tubos de acero y servicios relacionados, principalmente para el sector energético como así también para algunas otras aplicaciones industriales;
- **Ternium** es un proveedor líder de productos aceros planos en América Latina, con instalaciones de fabricación y procesamiento de acero, y con centros de servicio y distribución a lo largo de América;

- **Techint Ingeniería y Construcción** lleva a cabo, desde el diseño hasta la ejecución, proyectos de alta complejidad en los sectores de Petróleo y Gas, Energía, Plantas Industriales, Refinerías, Plantas Petroquímicas, Minería e Infraestructura y Construcción.
- **Tenova** es un socio mundial para soluciones innovadoras, fiables y sostenibles en metales y minería, que diseña tecnologías y desarrolla servicios que ayudan a reducir los costes, ahorrar energía, limitar el impacto medioambiental y mejorar las condiciones de trabajo;
- **Tecpetrol** se dedica a la exploración, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, así como la generación de energía en varios países de América;
- **Humanitas** promueve, implementa y administra iniciativas de atención de la salud, investigación y la enseñanza.

Adicionalmente, Exiros es una empresa de la Organización Techint que ofrece una amplia gama de servicios de abastecimiento a muchas de las empresas mencionadas.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L.U., domiciliada en el Reino de España, quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú, Venezuela y Colombia.

A continuación se detalla la sociedad controlante y las participaciones en sociedades de Tecpetrol a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Sociedad Controlante	Actividad principal	País	%
Tecpetrol Internacional S.L.U.	Inversiones y participación en sociedades.	España	95,98
Control Conjunto	Actividad principal	País	%
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto en Argentina	Argentina	15

Otras participaciones	Actividad principal	País	%
Oleoducto del Valle S.A.	Concesión de transporte de oleoductos a Allen y del oleoducto Allen - Puerto Rosales	Argentina	2,10
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Almacenaje y embarque de hidrocarburos.	Argentina	4,20
Tecpetrol del Perú S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00

Tecpetrol Operaciones S.A. de C.V. (1)	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,9482
Norpower S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	México	0,60
Tecpetrol Colombia S.A.S.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Colombia	0,1574
Tecpetrol de Venezuela S.A.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	Venezuela	0,03
Pardaliservices S.A	Prestación de servicios de exploración, evaluación y desarrollo de hidrocarburos.	Ecuador	0,0000054
Tecpeservices S.A.	Prestación de servicios de diseño, ingeniería y construcción de obras en campos o cualquier otra infraestructura petrolera.	Ecuador	0,0063
Tecpecuador S.A.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	Ecuador	0,00002

(1) anteriormente denominada Burgos Oil Services S.A. de C.V.

b) Accionistas Principales

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (un mil trescientas treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas.

A continuación se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L.U., con domicilio en Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	A	2.928.275.448	66,0050%
	B	1.330.105.646	29,9813%
Tecpetrol International S.A., con domicilio en Luis Alberto Herrera 1248, WTC Torre 3, oficina 255, Montevideo 11300, República Oriental del Uruguay.	A	178.066.962	4,0137%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0000001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0000001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0000001 %

- ❖ Tecpetrol Internacional S.L.U. es una sociedad debidamente constituida conforme las leyes españolas, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 20.485, Folio 31°, Sección 8ª, Hoja M-362494, inscripción 1ª, e inscrita bajo los términos del art. 123 de la Ley N° 19.550 en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 1° de marzo de 2005 bajo el N° 293, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.
- ❖ Tecpetrol International S.A. es una sociedad debidamente constituida conforme las leyes de la República Oriental del Uruguay, inscrita en el Registro de Personas Jurídicas el 14 de diciembre de 2004, bajo el N° 9871, e inscrita bajo

los términos del art. 123 de la Ley N° 19.550 en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 19 de agosto de 2005 bajo el N° 643, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Beneficiario Final:

Tecpetrol Internacional S.L.U. se encuentra controlada al 100% por Tecpetrol Internacional S.A. sociedad legalmente constituida en la República Oriental del Uruguay. Por su parte, Tecpetrol Internacional S.A. se encuentra indirectamente controlada por San Faustin S.A. (en adelante “San Faustin”), una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo. San Faustin es la sociedad holding controlante de la denominada Organización Techint (respecto de la composición de la denominada “Organización Techint”, remitirse a lo expuesto sobre la misma en el último punto del Capítulo IX “Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Trasmisiones con Partes Relacionadas”).

Rocca & Partners Stichting Administratiekantoor Aandelen San Faustin, una fundación privada holandesa (en adelante “R&P STAK”) mantiene acciones con voto de San Faustin en número suficiente para controlarla.

No existen personas o grupo de personas controlantes de R&P STAK.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precio, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

c) Transacciones con partes relacionadas

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas (valores expresados en miles de pesos):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Ingresos por ventas			
Otras sociedades relacionadas	3.201.303	217.659	11.798
Compras de productos y servicios			
Otras sociedades relacionadas	(11.822.573)	(2.937.485)	(187.031)
Reembolsos de gastos			
Otras sociedades relacionadas	141.506	79.017	44.346
Otros ingresos / (egresos)			
Otras sociedades relacionadas	-	24	-
Intereses ganados			
Otras sociedades relacionadas	63.768	15.017	1.616
Intereses perdidos			
Tecpetrol Internacional S.A.	-	(15.122)	(198.883)
Tecpetrol Internacional S.L.U.	(465.338)	(56.631)	(56.013)
Otras sociedades relacionadas	(11.277)	(131.980)	(27.134)
	(476.615)	(203.733)	(282.030)

X. ACTIVOS FIJOS

Los activos fijos de Tecpetrol constan de inversiones de exploración, evaluación y de desarrollo que le permiten explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos en las áreas donde participa.

Las inversiones de exploración y evaluación incluyen los derechos de exploración y explotación de las áreas, los costos de perforación de pozos exploratorios, estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad.

Las inversiones de desarrollo incluyen los costos de perforación de pozos de desarrollo, las intervenciones realizadas en pozos que desarrollan reservas y/o incrementan la producción y la adquisición e instalación de plantas de producción y maquinarias para llevar a cabo el proyecto.

En el punto “Actividades de exploración y producción” incluido en el Capítulo V. Información Sobre la Emisora se detallan las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por la Emisora y aquellas en las que la Emisora participa como socio no operador.

XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS

a) Estados financieros

Las siguientes tablas presentan la información financiera y de otra índole seleccionada de la Emisora y para cada uno de los períodos / ejercicios indicados. La siguiente información debe leerse junto con los Estados Financieros de la Emisora, incluyendo sus notas, así como con las secciones “*Información sobre la emisora*” y “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*”.

Los datos seleccionados del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, y del Estado de Situación Financiera Intermedio Condensado al 30 de septiembre de 2019, y los datos seleccionados del Estado de Resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, y del Estado de Resultados Intermedio Condensado para los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2019 y 2018 han sido extraídos de los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y de los Estados Financieros Intermedios Condensados No Auditados al 30 de septiembre de 2019 de la Emisora, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). Los Estados Financieros Auditados de la Emisora han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto primario en el cual la entidad opera. Tanto las ventas de hidrocarburos como los precios de los principales costos de perforación, son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidense o considerando la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los Estados Financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales e Intermedios.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias.

1) Estado de resultados (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre	
	2018	2017	2016	2019	2018
	(No auditados)				
Operaciones continuas					
Ingresos por ventas netos	29.029.576	4.956.251	3.670.800	47.382.973	18.168.385
Costos operativos	(20.499.875)	(4.575.772)	(2.863.929)	(28.140.161)	(11.000.100)
Margen bruto	8.529.701	380.479	806.871	19.242.812	7.168.285
Gastos de comercialización	(1.425.260)	(98.482)	(183.289)	(2.132.970)	(650.794)
Gastos de administración	(1.453.125)	(861.686)	(638.493)	(1.766.967)	(973.332)
Costos de exploración	(156.461)	(931)	(60.313)	(25.211)	(77.032)
Otros ingresos operativos	33.020	76.422	2.924	189.052	12.832
Otros egresos operativos	(28.097)	(12.875)	(15.576)	(17.655)	(23.638)
Resultado operativo	5.499.778	(517.073)	(87.876)	15.489.061	5.456.321
Ingresos financieros	188.960	55.878	39.511	265.544	90.445
Costos financieros	(1.642.778)	(247.408)	(243.203)	(2.839.782)	(1.021.476)
Otros resultados financieros netos	(2.383.215)	(139.799)	(20.581)	(5.922.160)	(3.186.829)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	1.662.745	(848.402)	(312.149)	6.992.663	1.338.461
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	(2.034)	15.310	(3)	(44.453)	-
Resultado antes del impuesto a las ganancias	1.660.711	(833.092)	(312.152)	6.948.210	1.338.461
Impuesto a las ganancias	2.077.970	154.599	48.031	(4.137.358)	797.986
Resultado del ejercicio / período de operaciones continuas	3.738.681	(678.493)	(264.121)	2.810.852	2.136.447
Operaciones discontinuas					
Resultado del ejercicio / período de operaciones discontinuas	53.407	(108.447)	(303.698)	-	53.407
Resultado del ejercicio / período	3.792.088	(786.940)	(567.819)	2.810.852	2.189.854
Resultado atribuible a:					
Accionistas de la Sociedad	3.790.753	(785.121)	(561.886)	2.810.852	2.188.519
Participación no controlante	1.335	(1.819)	(5.933)	-	1.335

2) Estado de resultados integrales (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2018	2017	2016	2019	2018
	(No auditados)				
Resultado del ejercicio / período	3.792.088	(786.940)	(567.819)	2.810.852	2.189.854
Otros resultados integrales:					
<i>Items que pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>					
Operaciones continuas					
Efecto de conversión monetaria	-	-	-	36.017	-
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	-	56.238	(6.380)	-	-
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	-	8.938	730	-	-
Operaciones discontinuas					
Efecto de conversión monetaria	(11.727)	126.059	(114.331)	-	(11.727)
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>					
Operaciones continuas					
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	6.366.848	642.495	378.846	9.808.744	7.669.337
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	12.930	-	-	(141.321)	73.997
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	23.038	(74.994)	19.267	16.285	4.693
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	(18.729)	18.749	(6.743)	27.729	(30.112)
Total de otros resultados integrales del ejercicio / período	6.372.360	777.485	271.389	9.747.454	7.706.188
Total de resultados integrales del ejercicio / período	10.164.448	(9.455)	(296.430)	12.558.306	9.896.042
Resultados integrales atribuibles a:					
Accionistas de la Sociedad	10.163.556	(10.319)	(288.279)	12.558.306	9.895.150
Participación no controlante	892	864	(8.151)	-	892
	10.164.448	(9.455)	(296.430)	12.558.306	9.896.042
Resultados integrales atribuibles a los accionistas de la Sociedad					
Operaciones continuas	10.122.918	(27.270)	121.632	12.558.306	9.854.512
Operaciones discontinuas	40.638	16.951	(409.911)	-	40.638
	10.163.556	(10.319)	(288.279)	12.558.306	9.895.150

3) Estado de Situación Financiera (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Al 30 de septiembre de
	2018	2017	2016	2019
				(No auditados)
ACTIVO				
Activo no corriente				
Propiedades, planta y equipos. Activos de exploración, evaluación y desarrollo	62.487.893	15.376.138	9.507.575	96.633.123
Activos por derecho de uso	-	-	-	1.371.875
Inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	-	-	1.190	119.751
Inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	679.904	317.549	219.043	870.597
Activo por impuesto diferido	3.156.662	335.424	104.832	-
Otros créditos y anticipos	744.673	85.245	570.726	468.177
Crédito por impuesto a las ganancias	77.586	79.210	32.733	85.467
Créditos por ventas	436.727	-	-	172.252
Total del Activo no corriente	67.583.445	16.193.566	10.436.099	99.721.242
Activo corriente				
Inventarios	847.572	255.961	271.129	1.363.987
Otros créditos y anticipos	7.937.800	1.665.561	788.586	10.686.674
Crédito por impuesto a las ganancias	-	-	22.290	-
Créditos por ventas	6.890.068	622.647	632.295	13.020.706
Efectivo y equivalentes de efectivo	467.295	8.466.786	218.641	5.293.316
Total del Activo corriente	16.142.735	11.010.955	1.932.941	30.364.683
Total del Activo	83.726.180	27.204.521	12.369.040	130.085.925
PATRIMONIO NETO Y PASIVO				
Patrimonio Neto				
Capital social	4.436.448	3.800.000	1.024.000	4.436.448
Contribuciones de capital	897.941	897.941	-	897.941
Reserva especial	1.017.867	435.751	435.751	1.017.867
Reserva legal	-	-	-	219.911
Otras reservas	7.421.212	1.048.409	273.607	17.168.666
Resultados no asignados	1.959.151	(1.450.360)	(665.239)	2.810.852
Total del Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	15.732.619	4.731.741	1.068.119	26.551.685
Participación no controlante	-	2.117	(15.729)	-
Total del Patrimonio Neto	15.732.619	4.733.858	1.052.390	26.551.685
Pasivo no corriente				
Deudas bancarias y financieras	49.484.103	15.545.770	5.102.686	48.450.241
Pasivo por impuesto diferido	-	-	-	53.309
Pasivos por derecho de uso	-	-	-	747.605
Programas de beneficio al personal	973.592	448.984	304.040	1.610.626
Previsiones	2.041.809	1.289.072	1.103.837	3.126.025
Deudas comerciales y otras deudas	2.051	523	825	-
Total del Pasivo no corriente	52.501.555	17.284.349	6.511.388	53.987.806
Pasivo corriente				
Deudas bancarias y financieras	5.041.121	146.155	3.464.918	39.109.713
Pasivos por derecho de uso	-	-	-	635.542
Programas de beneficio al personal	72.077	30.916	-	110.104
Previsiones	183.657	63.970	43.057	370.546
Deudas comerciales y otras deudas	10.195.151	4.945.273	1.297.287	9.320.529
Total del Pasivo corriente	15.492.006	5.186.314	4.805.262	49.546.434
Total del Pasivo	67.993.561	22.470.663	11.316.650	103.534.240
Total del Patrimonio Neto y del Pasivo	83.726.180	27.204.521	12.369.040	130.085.925

4) Estado de evolución del patrimonio neto (expresado en miles de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018.

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad	Participación no controlante	Total
Saldos al 1 de enero de 2016	1.356.398	(7.578)	1.348.820
Resultado del ejercicio	(561.886)	(5.933)	(567.819)
Otros resultados integrales del ejercicio	273.607	(2.218)	271.389
Saldos al 31 de diciembre de 2016	1.068.119	(15.729)	1.052.390
Resultado del ejercicio	(785.121)	(1.819)	(786.940)
Otros resultados integrales del ejercicio	774.802	2.683	777.485
Efecto por transferencia de participación en subsidiaria	897.941	-	897.941
Desconsolidación de participación no controlante en subsidiarias	-	16.794	16.794
Aumento de participación no controlante	-	188	188
Aumento de capital social	2.776.000	-	2.776.000
Saldos al 31 de diciembre de 2017	4.731.741	2.117	4.733.858
Incorporación por fusión	837.322	-	837.322
Resultado del ejercicio	3.790.753	1.335	3.792.088
Otros resultados integrales del ejercicio	6.372.803	(443)	6.372.360
Dividendos pagados	-	(1.369)	(1.369)
Efecto por disolución de subsidiaria	-	(1.640)	(1.640)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	15.732.619	-	15.732.619

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad (No auditados)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	15.732.619
Resultado del período	2.810.852
Otros resultados integrales del período	9.747.454
Dividendos en efectivo	(1.739.240)
Saldos al 30 de septiembre de 2019	26.551.685

5) Estado de flujo de efectivo (expresado en miles de pesos)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2018	2017	2016	2019	2018
	(No auditados)				
ACTIVIDADES OPERATIVAS					
Resultado del ejercicio / período	3.792.088	(786.940)	(567.819)	2.810.852	2.189.854
Ajustes al resultado del ejercicio / período para arribar al flujo operativo de fondos	11.664.049	1.993.454	1.361.140	23.547.856	6.381.184
Variación en el capital de trabajo	(11.649.970)	(879.304)	(239.733)	(9.438.851)	(5.482.938)
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	(277.421)	(660.576)	152.744	5.878.765	(177.232)
Pagos de planes de beneficio al personal	(7.069)	(35.283)	(42.399)	(18.272)	(19.146)
Pagos de impuesto a las ganancias	(15.406)	(26.083)	(29.195)	(22.120)	(6.558)
Efectivo generado por / (aplicado a) actividades operativas	3.506.271	(394.732)	634.738	22.758.230	2.885.164
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN					
Pagos por inversiones en propiedades, planta y equipos	(30.630.474)	(7.290.084)	(1.929.419)	(19.681.869)	(22.416.202)
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipos	12.142	44.221	2.496	14.035	8.549
Aportes en asociadas y negocios conjuntos	(15)	(100)	(279)	(36.799)	(4)
Cobro por venta de participación en subsidiarias y asociadas	3.972	5.265	-	16.859	3.972
Dividendos cobrados	58.601	26.396	3.242	-	3.705
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(30.555.774)	(7.214.302)	(1.923.960)	(19.687.774)	(22.399.980)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN					
Tomas de préstamos	16.446.275	7.303.976	7.567.329	3.662.399	11.468.553
Emisión de obligaciones negociables, neto de costos de emisión	-	8.700.599	-	-	-
Cancelaciones de préstamos	(29.603)	(3.080.646)	(5.996.907)	(2.284.721)	(21.401)
Dividendos pagados participación no controlante	(1.369)	-	-	-	(1.369)
Efecto por disolución de subsidiaria	(1.640)	-	-	-	(1.640)
Fondos recibidos por aumentos de capital del ejercicio	-	1.987.294	-	-	-
Fondos recibidos por aumentos de capital de ejercicios anteriores	-	11.498	103.704	-	-
Incremento de participación no controlante	-	188	-	-	-
Pagos de pasivos por derecho de uso	-	-	-	(540.394)	-
Efectivo generado por actividades de financiación	16.413.663	14.922.909	1.674.126	837.284	11.444.143
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(10.635.840)	7.313.875	384.904	3.907.740	(8.070.673)
Variación en efectivo y equivalentes de efectivo					
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio / período	8.466.786	216.288	(210.270)	467.295	8.466.786
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(10.635.840)	7.313.875	384.904	3.907.740	(8.070.673)
Incorporación efectivo y equivalentes de efectivo por fusión	30.375	-	-	-	30.375
Desconsolidación de subsidiarias	-	(20.531)	-	-	-
Diferencias de conversión	2.605.974	957.154	41.654	918.281	2.936.482
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio / período	467.295	8.466.786	216.288	5.293.316	3.362.970
	Al 31 de diciembre de			Al 30 de septiembre de	
	2018	2017	2016	2019	2018
	(No auditados)				
Efectivo y equivalentes de efectivo	467.295	8.466.786	218.641	5.293.316	3.362.970
Adelantos en cuenta corriente	-	-	(2.353)	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio / período	467.295	8.466.786	216.288	5.293.316	3.362.970

b) Indicadores financieros

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Emisora al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y al 30 de septiembre de 2019. Dichos indicadores han sido calculados con datos extraídos de los Estados Financieros que se mencionan en el presente Prospecto, y deben ser leídos junto con dichos Estados Financieros.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de
	2018	2017	2016	2019
				(No auditados)
Solvencia (i)	23,14%	21,07%	9,30%	25,65%
Liquidez (ii)	104,20%	212,31%	40,23%	61,29%
Inmovilización de capital (iii)	80,72%	59,53%	84,37%	76,66%
Rentabilidad (iv)	37,06%	(27,20%)	(47,29%)	13,30%

(i) Solvencia: Patrimonio neto / Total del pasivo

(ii) Liquidez: Activo corriente / Pasivo corriente

(iii) Inmovilización de capital: Activo no corriente / Total del activo

(iv) Rentabilidad: Resultado del ejercicio / Patrimonio neto promedio

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Emisora al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, y al 30 de septiembre de 2019 incluyendo su deuda de corto y largo plazo y patrimonio neto. Este cuadro debe leerse junto con “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera” en este Prospecto, así como con los Estados Financieros incluidos en otra sección de este Prospecto (Valores expresados en miles de pesos).

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de septiembre de
	2018	2017	2016	2019
				(No auditados)
Endeudamiento de corto plazo (i)	5.041.121	146.155	3.464.918	39.109.713
Endeudamiento de largo plazo (i)	49.484.103	15.545.770	5.102.686	48.450.241
Total de endeudamiento (i) (ii)	54.525.224	15.691.925	8.567.604	87.559.954
Total del patrimonio neto	15.732.619	4.733.858	1.052.390	26.551.685
Capitalización total (iii)	70.257.843	20.425.783	9.619.994	114.111.639

(i) La Emisora registra sus obligaciones de deuda en sus Estados Financieros de acuerdo con la suma de dinero recibida, menos los costos directos de transacción incurridos, más los intereses devengados al cierre del ejercicio/período.

(ii) Al 30 de septiembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el endeudamiento de la Emisora garantizado asciende a \$ 39.621 millones, \$26.255,8 millones y \$9.267,2 millones respectivamente.

(iii) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

d) Capital Social

Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – b) Accionistas Principales*” del presente Prospecto.

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

e) Cambios significativos

Precancelaciones de endeudamientos financieros

A los fines de reducir el endeudamiento financiero de la Emisora, el 12 de noviembre de 2019, el Directorio resolvió cancelar deuda financiera por hasta la suma de U\$\$ 100.000.000.

Con fecha 15 de noviembre de 2019 se cancelaron anticipadamente 2 préstamos que la Emisora mantenía con Tecpetrol Internacional SLU. Por un lado, se precancelaron 2 cuotas correspondientes a una línea de crédito solicitada el 3 de julio de 2018, por un importe total de U\$\$ 200 millones, más sus intereses devengados a esa fecha.

Por otro lado, se canceló anticipadamente una línea de crédito de fecha 29 de noviembre de 2017 que fue solicitada por APASA, compañía absorbida por Tecpetrol durante 2018, por un monto de U\$\$38 millones, más sus intereses devengados a esa fecha.

El día 28 de noviembre de 2019 se precanceló totalmente un préstamo con Tecpetrol Servicios S.L.U., que había sido solicitado el 11 de mayo de 2018 por U\$\$ 4 millones, más sus intereses devengados a esa fecha; y otro préstamo con Tecpetrol Libertador B.V., por un importe de U\$\$ 3.105.370,29 que había sido solicitado el 13 de diciembre de 2016, más sus intereses devengados a dicha fecha.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

El siguiente análisis debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este Prospecto.

1) Resultado Operativo

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestros resultados operativos se ven afectados principalmente por las condiciones económicas en Argentina, cambios en las regulaciones gubernamentales, cambios en los precios y la demanda de petróleo y gas y productos derivados, y fluctuaciones en nuestros costos de ventas y gastos de operación.

Condiciones económicas argentinas

Dado que nuestras operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina, estamos afectados por las condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo la inflación y las fluctuaciones de los tipos de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas y que pueda llegar a adoptar el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio por lo cual la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos que afecten las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país no afecten los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Para mayor información, véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina*” del presente Prospecto.

Precios del Petróleo y Gas

Precio del Petróleo

Los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de nuestro negocio son susceptibles a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, así como a las intervenciones directas e indirectas en el mercado del petróleo y combustibles. Debido a factores normativos, económicos y de política gubernamental, los precios del petróleo en Argentina han quedado en el pasado muy por detrás de los precios vigentes en el mercado internacional. Además, con el fin de asegurar la oferta interna y aumentar los ingresos del gobierno, el gobierno argentino ha impuesto en el pasado altos derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que han impedido a las empresas beneficiarse de aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo siguen sujetas a la autorización de la Secretaría de Gobierno de Energía, que exige que los productores demuestren que se ha satisfecho la demanda local aun cuando los refinadores ofrezcan comprar a precios inferiores a la paridad de exportación. Esto ha provocado en los últimos años que ocasionalmente los precios del petróleo en el mercado doméstico queden desconectados de los precios internacionales y se fijen en relación a los precios en dólares de los combustibles en el mercado doméstico.

El gobierno argentino intentó liberalizar el mercado de petróleo mediante la eliminación de los derechos de exportación y evitando los “acuerdos de la industria para la fijación de precios”, propiciando que los precios se acuerden libremente entre productores y refinadores en base a los precios de referencia internacional. Debido a las grandes devaluaciones del peso argentino de mayo y agosto de 2018, debió retomar los “acuerdos de la industria para la fijación de precios” que tuvieron vigencia desde mayo a octubre de 2018. Asimismo, en el mes de septiembre de 2018 se reinstauraron los derechos de exportación con vigencia hasta diciembre de 2020 con una alícuota de 12% con un valor máximo de \$4 por cada dólar exportado. Luego de una nueva devaluación del peso argentino en agosto 2019, el gobierno decretó el congelamiento de los precios de combustibles de venta al público, del precio del petróleo para el mercado doméstico, y reguló el tipo de cambio para los pagos de las facturas por la venta del petróleo a valores

hasta 32% inferior al tipo de cambio oficial. El decreto que determinó el congelamiento de precios finalizó su vigencia en noviembre de 2019, y a partir de ese momento los precios volvieron a fijarse libremente entre productores y refinadores, reduciendo la diferencia con los precios vigentes en el mercado internacional.

El 14 de diciembre de 2019, ya durante la gestión del Presidente Alberto Fernández, el gobierno decretó un cambio en la regulación de los derechos de exportación, eliminando el valor máximo de \$4 por cada dólar exportado y dejando de este modo la alícuota fija en 12% y aumenta 4% respecto a la alícuota efectiva al momento de publicación del decreto.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley 27.541 (Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública), la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, esta ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o gravadas al 0% a esa fecha; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Para una descripción de estos programas, remitirse a “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad*” del presente Prospecto.

Véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas*” del presente Prospecto.

Precios y Subsidios de Gas

Desde 2004, el precio del gas natural en la Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas gubernamentales destinadas a asegurar la oferta interna a precios asequibles. De acuerdo con las modificaciones de la normativa argentina, los productores de gas debieron vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer las necesidades del mercado interno regulado, también conocido como demanda prioritaria, a precios establecidos por las autoridades competentes. A su vez, los productores de gas sólo pudieron vender su excedente de producción de gas en el mercado desregulado, ya sea en Argentina o eventualmente, y sujeto al cumplimiento de determinados requisitos, a través de exportaciones. Históricamente, los precios del gas en el mercado regulado han quedado muy por detrás de los precios en los mercados desregulados y regionales.

En línea con su estrategia para asegurar la demanda interna, en los últimos quince años el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han resultado en restricciones a la exportación de gas natural de Argentina. Las exportaciones de gas están actualmente sujetas a la autorización de la Secretaría de Gobierno de Energía, y son autorizadas solamente en condiciones interrumpibles o en condiciones firmes por corto plazo. Como

resultado de estas restricciones, los precios del gas natural en el mercado desregulado argentino también se han quedado muy por detrás del precio de paridad de importación. Los altos impuestos a la exportación y otras restricciones han impedido que las empresas se beneficien de los mayores precios regionales del gas. Para más información sobre el marco regulatorio del gas natural, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad – La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*.

Desde 2004, debido a la fijación de precios y restricciones a la exportación, la Argentina ha enfrentado un importante déficit energético y ha dependido en gran medida de la importación de gas para satisfacer su oferta interna. Como resultado de este déficit y de la brecha entre los precios regionales y los aranceles locales en los mercados argentinos regulados y desregulados de gas, el gobierno argentino ha creado ciertos programas de estímulo. Para más información, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad – Gas Natural*" del presente Prospecto. Dado que los precios y el estímulo del gas están vinculados a los dólares estadounidenses pero pagaderos en pesos al tipo de cambio promedio del mes en que se calcula la compensación, cualquier retraso en los pagos nos somete a los riesgos de inflación y devaluación de la moneda. Además, los pagos de subsidios nos sujetan al riesgo de que el gobierno decida hacer pagos no monetarios, como los pagos con bonos del gobierno.

El 1 de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (actual Secretaría de Gobierno de Energía) aumentó sustancialmente los precios del gas natural en el mercado regulado, particularmente en los mercados residenciales y de generación de energía. Con relación a los precios del gas natural en el segmento residencial, dichas medidas fueron declaradas nulas y sin efecto por la Corte Federal de Apelaciones de La Plata, la cual fue confirmada por la Corte Suprema el 16 de agosto de 2016, argumentando que el aumento de tarifas no podría establecerse sin audiencias públicas. Como resultado, el 7 de octubre de 2016, de conformidad con la Resolución N° 212-E / 2016, el Ministerio de Energía y Minería determinó un aumento en los precios del gas en dólares estadounidenses a partir del 1 de octubre de 2016 cuyos ajustes se realizarán semestralmente hasta el 2019 cuando se alcanzaron los precios de mercado (y, en el caso de la Patagonia, Malargüe y la Puna, hasta 2022, cuando se alcanzaron los precios de mercado).

El 15 de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 29-E/2017, convocando audiencias públicas el 10 de marzo de 2017 a fin de considerar los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y del gas propano destinados a la distribución de gas propano indiluido por redes, con vigencia semestral prevista a partir del 1 de abril de 2017, en base al sendero de reducción gradual de subsidios considerado en la Resolución N° 212 de fecha 6 de octubre de 2016 (RESOL-2016-212-E-APN-MEM) del entonces Ministerio de Energía y Minería. Entre el 30 de marzo de 2017 y el 4 de abril de 2017, el ENARGAS emitió las resoluciones correspondientes actualizando las tarifas aplicables a las empresas licenciatarias, tanto para el transporte público de gas natural como para los segmentos de distribución. El nuevo

esquema tarifario se aplicó gradualmente de la siguiente manera: 30% para el 1 de abril de 2017, 40% para el 1 de diciembre de 2017 y 30% para el 1 de abril de 2018.

El 2 de marzo de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 46-E / 2017, por la que se creó el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales", con el objetivo de fomentar las inversiones para la producción de gas natural en reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina, como lo es el área de Fortín de Piedra en el reservorio de Vaca Muerta. En el marco del programa, que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, las empresas que estén ubicadas en la cuenca Neuquina, dispongan de permisos de producción no convencionales, que estén inscriptas en el Registro Nacional de Petróleos y tengan un plan específico de inversión que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y la Secretaría de Hidrocarburos, recibirán los siguientes precios por el gas no convencional que comercialicen:

- (i) 7,50 U\$S / Mmbtu para el año calendario 2018,
- (ii) 7,00 U\$S / Mmbtu para el año calendario 2019,
- (iii) 6,50 U\$S / Mmbtu para el año calendario 2020, y
- (iv) 6,00 U\$S / Mmbtu para el año calendario 2021.

A fines de noviembre de 2017 se firmó un acuerdo, impulsado por el MINEM, entre Empresas Productoras de Gas Natural, Energía Argentina S.A. (ENARSA) y las licenciatarias del servicio de distribución de gas natural por redes (Distribuidoras) para el abastecimiento de la demanda prioritaria con el objetivo de iniciar un proceso de normalización del sector de gas y de recomposición del sistema de precios y tarifas. El mismo fijó las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras a fin de asegurar el consiguiente suministro a los consumidores finales, con vigencia desde enero de 2018 hasta diciembre de 2019.

A raíz de la brusca devaluación sufrida a partir de mayo del 2018, las Distribuidoras dejaron de pagar los precios acordados en dólares y pagaron los precios establecidos en los acuerdos considerando el tipo de cambio reconocido por el Enargas en los Cuadros Tarifarios vigentes, en lugar del establecido en los acuerdos. En línea con el contexto macroeconómico, el Enargas no habilitó el *pass through* del precio del gas de los acuerdos a partir del mes de octubre a los cuadros tarifarios de las Distribuidoras, por lo que dichos precios fueron renegociados a la baja.

Posteriormente, mediante el Decreto 1053/18, estableció que se asumiría con carácter excepcional el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las distribuidoras y las tarifas vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019. Sería en 30 cuotas mensuales y consecutivas con intereses a pagar a partir del 1 de octubre de 2019, gasto afrontado por el Estado Nacional.

En febrero de 2019 se realizó vía el Mercado Electrónico del Gas S.A. ("MEGSA") el Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural en Condición Firme para el Abastecimiento de la Demanda de Usuarios de Servicio Completo de las Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Gas por Redes convocado por la Resolución N° 32/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, mediante el cual los productores de gas

natural pugnaron por la provisión de los volúmenes solicitados por las Distribuidoras a precios libres.

El 29 de marzo de 2019, la Secretaria de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 148/2019 la que estableció, en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes, una bonificación del precio del gas en PIST del veintisiete por ciento (27%) para los consumos correspondientes a abril de 2019 y del doce por ciento (12%) para los consumos correspondientes a mayo de 2019.

El 21 de junio de 2019, la Secretaria de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 336/2019, la que estableció, en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes, con carácter excepcional, un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019. Dichos diferimientos serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco (5) períodos mensuales, iguales y consecutivos. El costo financiero del diferimiento fue asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio.

Con relación a la demanda de gas natural con destino al segmento de Generación Eléctrica, con fecha 31 de julio de 2018 se emitió la Resolución 46/2018 del Ministerio de Energía, la cual en consideración del contexto de mercado en el que se observa una baja de los precios del gas natural derivado del incremento de producción de gas natural, establece nuevos precios máximos de referencia en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para cada cuenca de origen, para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”).

El día 6 de septiembre de 2018, CAMMESA efectuó, vía MEGSA, un concurso de precios para la compra de gas en condiciones interrumpibles por el período septiembre a diciembre de 2018, del que participaron Productores y Comercializadores.

A través de la Resolución N° 70/2018, la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda autorizó a los agentes generadores del MEM (Generadores) a abastecerse del combustible necesario para la generación de energía eléctrica. Bajo este esquema, los generadores que así lo decidieron comenzaron desde noviembre de 2018 a realizar su gestión de compra de gas natural.

El día 27 de diciembre de 2018, CAMMESA efectuó, vía MEGSA, un concurso de precios para la compra de gas en condiciones interrumpibles por el período enero a diciembre de 2019, del que participaron Productores y Comercializadores.

El 27 de diciembre de 2019, a través del dictado de la Resolución N° 12/19 del Ministerio de Desarrollo Productivo, se derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la referida Resolución N° 70 de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, reestableciéndose la vigencia del artículo 8° de la Resolución N° 95/13 y del artículo 4° de la Resolución N° 529/14, ambas de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la cual centralizaba la

gestión comercial y despacho de combustibles en el Organismo Encargado del Despacho (OED).

Programa de Exploración y Desarrollo

La Emisora está comprometida con el crecimiento sostenido del negocio invirtiendo en actividades de exploración y desarrollo dentro de las áreas en las que opera. En ese sentido en julio de 2016, se obtuvo la concesión para la explotación del área de Fortín de Piedra dentro del reservorio de Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina. Argentina es el tercer reservorio en el mundo de gas no convencional. En función del marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, el directorio de la Emisora aprobó un plan de inversión para la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en el área de Fortín de Piedra, que incluía no solo la perforación de pozos, sino también la construcción de facilidades de transporte y tratamiento.

A la fecha, la Emisora ha invertido aproximadamente U\$S 2.000 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra que incluyen, principalmente, la perforación de 85 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 15,6 MMm³/d, la construcción de un gasoducto de 36”/24” hasta Tratayén con una extensión de 58 km que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS, la construcción de un oleoducto de 8” hasta Loma Campana con una extensión de 43 km sumado a la participación en la construcción de un oleoducto de 18” y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, una toma de agua en el Río Neuquén, 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del campo.

Con fecha 14 de agosto de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 734/18, a través del cual, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18, se otorgó a la Sociedad un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta linderas con otras áreas de operadas por la Sociedad en dicha provincia.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. TECPETROL S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas

por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

Por último, en octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD. del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Estacionalidad

La demanda en el mercado residencial de gas natural es por naturaleza estacional, alta durante los meses de invierno y menor durante los meses de verano. Debido a esta estacionalidad y teniendo en cuenta que, históricamente, los precios del gas en el mercado regulado han quedado muy por detrás de los precios en el mercado desregulado, para la industria hidrocarburífera en general los precios promedio de venta de gas han sido menores durante los meses de invierno, ya que los volúmenes más grandes se entregaron al mercado regulado, al estar obligados a satisfacer en primer lugar las necesidades de abastecimiento del mercado nacional regulado. Como resultado de ello, a excepción de los precios de los contratos de suministro de gas a largo plazo, el precio desregulado del gas también ha seguido esta dinámica estacional de la demanda y normalmente aumentó en el invierno debido a la falta de excedente de gas disponible para distribución en el mercado desregulado y cayó en el verano debido al exceso de producción de gas. Recientes cambios normativos que han establecido que los precios del gas natural en el mercado regulado sean pactados libremente entre las partes mediante concursos de precios, particularmente en los mercados residenciales y de generación de energía, pueden afectar la estacionalidad de los precios promedio del gas.

Regalías, cánones y otros conceptos similares

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a las provincias donde extraen hidrocarburos. Las regalías se abonan sobre la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El porcentaje de regalías a abonar sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona un 3% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

El costo por las regalías abonadas originado en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora – c) Descripción de las actividades y negocios – Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares*” del presente Prospecto.

Competencia

La Emisora compete con importantes empresas de hidrocarburos internacionales y con otras empresas de hidrocarburos del ámbito nacional para adquirir permisos de exploración y concesiones de producción, como también para conformar nuevos *joint ventures*.

Los recientes cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos a través de la Ley N° 27.007 limitan la posibilidad de las empresas de hidrocarburos formadas por las provincias argentinas de poseer futuros derechos exclusivos en permisos y concesiones, lo cual fomenta la competencia en el sector de petróleo y gas de Argentina. Durante los últimos años, se han aprobado algunas medidas, entre ellas, el Programa de Estímulo al Gas Natural, en pos de fomentar el desarrollo de la industria, lo cual incrementó la competencia en el sector. Para mayor información, véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones*” y “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia*” del presente Prospecto.

Muchos competidores poseen más recursos financieros, técnicos y humanos que la Emisora. En consecuencia, los competidores de la Emisora podrían estar en condiciones de pagar precios más altos por activos hidrocarburíferos, como también de evaluar, presentar ofertas y adquirir una mayor cantidad de concesiones de hidrocarburos que la Emisora. Asimismo, estas empresas de mayor envergadura también podrían estar mejor posicionadas para soportar las presiones financieras de pozos infructuosos, la volatilidad del mercado financiero y del mercado de materias primas, y las condiciones adversas de la industria y la economía mundial. Por otra parte, estas empresas pueden estar mejor posicionadas para adaptarse a los cambios en la normativa aplicable, con el consiguiente efecto adverso en la posición competitiva de la Emisora. Véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas*” del presente Prospecto.

La Emisora también está expuesta a competencia en plataformas de perforación y la disponibilidad de los equipos relacionados. Por lo general, cuando los precios del gas natural son altos, aumenta la demanda de plataformas, suministros, servicios, equipos y mano de obra de perforación, pudiendo generar escasez o incrementos en los costos de equipos, servicios y personal de perforación. Remítase a “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos*” del presente Prospecto.

Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

Resumen de Resultados (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas netos	29.029.576	4.956.251	3.670.800
Costos operativos	(20.499.875)	(4.575.772)	(2.863.929)
Margen bruto	8.529.701	380.479	806.871
Gastos de comercialización	(1.425.260)	(98.482)	(183.289)
Gastos de administración	(1.453.125)	(861.686)	(638.493)
Costos de exploración	(156.461)	(931)	(60.313)
Otros ingresos operativos	33.020	76.422	2.924
Otros egresos operativos	(28.097)	(12.875)	(15.576)
Resultado operativo	5.499.778	(517.073)	(87.876)
Ingresos financieros	188.960	55.878	39.511
Costos financieros	(1.642.778)	(247.408)	(243.203)
Otros resultados financieros netos	(2.383.215)	(139.799)	(20.581)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	1.662.745	(848.402)	(312.149)
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	(2.034)	15.310	(3)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	1.660.711	(833.092)	(312.152)
Impuesto a las ganancias	2.077.970	154.599	48.031
Resultado del ejercicio de operaciones continuas	3.738.681	(678.493)	(264.121)
Resultado del ejercicio de operaciones discontinuas	53.407	(108.447)	(303.698)
Resultado del ejercicio	3.792.088	(786.940)	(567.819)

2018/2017

El resultado operativo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a \$5.499,8 millones (ganancia), comparado con una pérdida de \$517,1 millones en el ejercicio anterior. Dicho incremento se explica principalmente por el aumento de los ingresos por ventas y de los costos asociados como consecuencia de los volúmenes de producción alcanzados en el área Fortín de Piedra en la Cuenca Neuquina y el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino con respecto al dólar estadounidense.

El resultado neto arrojó una ganancia de \$3.792,1 millones en el año 2018, comparado con una pérdida neta de \$786,9 millones en el año 2017. El incremento del resultado neto se explica principalmente por el aumento del resultado operativo mencionado en el párrafo anterior, lo cual fue parcialmente compensado por el resultado neto por diferencia de cambio - (pérdida) generado por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense sobre saldos en moneda local, y por el aumento de los costos financieros de las mayores deudas bancarias y financieras por la inversión en Fortín de Piedra (Vaca Muerta).

2017/2016

El resultado operativo en el ejercicio 2017 fue de \$ 517,1 millones (pérdida), comparado con una pérdida neta de \$ 87,9 millones en el ejercicio 2016. Dicha variación se explica principalmente por: (i) el incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipos

por las mayores inversiones realizadas durante el ejercicio 2017 por la puesta en marcha del área de Fortín de Piedra, (ii) el incremento de las operaciones y mantenimiento de pozos y (iii) los cargos por desvalorización en los activos de las áreas El Tordillo y Punta Senillosa.

El resultado neto arrojó una pérdida de \$ 786,9 millones en el ejercicio 2017, comparado con una pérdida neta de \$ 567,8 millones en el ejercicio 2016. El incremento de la pérdida de \$ 219,1 millones en comparación con el ejercicio anterior se explica, principalmente, por la variación en la pérdida operativa mencionada en el párrafo anterior y al resultado neto por diferencia de cambio - (pérdida) generado por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense sobre saldos en moneda local.

Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo

La tabla siguiente muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m3 de petróleo y gas)	3.941	1.292	1.114	2.649	178	205%	16%
Mercado interno	3.710	1.232	869	2.478	363	201%	42%
Mercado externo	231	60	245	171	(185)	285%	(76%)
Producción de petróleo (miles de m3)	560	415	515	145	(100)	35%	(19%)
Producción de gas (millones de m3)	3.381	877	599	2.504	278	286%	46%
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	65,36	51,75	46,17	14	6	26%	12%
Crudo medanita (U\$S / bbl)	63,83	56,19	62,02	8	(6)	14%	(9%)
Gas (U\$S/Mscf)	5,87	5,06	4,34	1	1	16%	17%

(*) Equivalencia volumétrica (1.000 m3 de gas = 1 m3 de petróleo)

Ingresos por ventas netos

La tabla siguiente muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
Gas	22.460.047	2.794.633	1.344.268	19.665.414	1.450.365	704%	108%
Crudo Escalante	2.867.881	1.450.388	1.612.502	1.417.493	(162.114)	98%	(10%)
Crudo Medanita	3.686.319	985.021	876.715	2.701.298	108.306	274%	12%
Servicios	15.471	16.679	4.232	(1.208)	12.447	(7%)	294%
	29.029.718	5.246.721	3.837.717	23.782.997	1.409.004	453%	37%
De operaciones discontinuas	(142)	(290.470)	(166.917)	290.328	(123.553)	(100%)	74%
Ingresos por ventas netos	29.029.576	4.956.251	3.670.800	24.073.325	1.285.451	486%	35%

Los ingresos de la Emisora se componen de la venta de gas proveniente principalmente de los yacimientos operados en las cuencas Neuquina y Noroeste, de crudo Escalante proveniente principalmente de los yacimientos operados en la Cuenca Golfo San Jorge y de crudo Medanito proveniente de la Cuenca Neuquina.

Los ingresos por la venta de crudo Escalante están sujetos a la variación de los precios internacionales del crudo, debido a que la demanda interna no es suficiente, y por lo tanto parte de la producción se exporta a otros mercados.

Por su parte, el crudo Medanito es comercializado en el mercado interno a precios pactados con los clientes.

Los precios de gas en los distintos segmentos (industrial, generación y residencial) se pactan entre las partes a través de negociaciones directas o licitaciones y pueden estar afectados por el momento del año en que se concreten las entregas.

Asimismo, los ingresos por ventas de la Emisora en los ejercicios informados incluyen beneficios otorgados por el gobierno argentino a través de los siguientes programas:

- Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, creado a través de la Resolución MINEM 46-E/2017 y modificado posteriormente por las Resoluciones MINEM N° 419-E/2017 y MINEM N° 447-E/2017. Dicho estímulo establece como mecanismo remunerativo, el pago por parte del Estado Nacional, del diferencial entre un valor para remunerar la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (“Precio Mínimo”), que asciende a U\$S 7,5 por millón de BTU para el año 2018, U\$S 7 por millón de BTU para el año 2019, U\$S 6,5 por millón de BTU para el año 2020 y U\$S 6 por millón de BTU para el año 2021, y el precio promedio de acuerdo a lo previsto en la Resolución MINEM N° 419-E/2017. La Emisora adhirió a dicho programa en su carácter de concesionaria de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra.
- En enero de 2013 se publicó la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se creó el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural", mientras que, en noviembre de 2013, la Resolución 60/2013 de la misma Comisión, extendió el programa a empresas con inyección reducida. En marzo de 2014 se aprobó la adhesión de Tecpetrol S.A. al programa. La Emisora cobró compensaciones por el primer trimestre del 2014, no así en lo sucesivo por ser el precio promedio de las ventas superior al precio establecido. Dicha situación se revirtió hacia el final del ejercicio del 2017, por lo cual se han realizado las gestiones correspondientes para percibir las compensaciones económicas. En noviembre del 2019 Tecpetrol S.A. presentó la adhesión al procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago previsto en la Resolución 97/2018 del Ministerio de Energía y Minería, modificada en febrero de 2019 por la Resolución 54/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía. El monto recibido por dicho programa asciende aproximadamente a U\$S 5,2 millones a través de la emisión por parte del gobierno nacional de los Bonos Programa Gas Natural amortizables en cuotas mensuales, siendo el vencimiento de la última cuota en junio de 2021.

- Programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo Escalante proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge de U\$S 7,5 por barril, creado a través de la Resolución N° 21/2016 del Ministerio de Energía y Minería en marzo de 2016. Dicho estímulo estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2016 y era aplicable en la medida que el precio de venta de referencia (Brent) no supere los U\$S 47,50 por barril. Durante el ejercicio 2016 la Emisora aplicó a este programa en cuatro cargamentos por un volumen de 987.419 Bbl.

2018/2017

Los ingresos por ventas netos del año 2018 ascendieron a \$29.029,6 millones, aumentando respecto al año anterior principalmente por el aumento significativo en la producción de gas, lo cual fue acompañado por un incremento en los precios de ventas y el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino con respecto al dólar estadounidense.

Durante el año 2018, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 9,3 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 286% mayor a la del año 2017, que ascendió a 2,4 millones m³/día. El mayor volumen proviene del desarrollo del área Fortín de Piedra en la Cuenca Neuquina, alcanzando en diciembre de 2018 una producción estándar de yacimiento de 13,8 millones m³/día. En ambos ejercicios la producción de gas fue destinada en su totalidad al mercado interno.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 560 mil m³ (correspondiendo un 48% a crudo Escalante y el 52% restante a crudo Medanita), representando un incremento del 35% respecto de la producción del año anterior. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 un 41% de la producción de crudo fue destinado al mercado externo, de las cuales una parte fueron despachadas con posterioridad al cierre del ejercicio, mientras que en el año 2017 un 14% de la producción se destinó a exportaciones.

Respecto a los ingresos por venta de gas, aumentaron \$19.665,4 millones respecto del año 2017, debido principalmente al incremento en la actividad de Fortín de Piedra.

Los ingresos por venta de crudo Escalante aumentaron \$1.417,5 millones debido a un incremento en los precios promedio de venta y a la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto al dólar estadounidense, efectos parcialmente compensados por una disminución en la producción en la cuenca de Golfo San Jorge.

Los ingresos por venta de crudo Medanita aumentaron \$2.701,3 millones respecto del ejercicio 2017 producto principalmente del aumento en la producción del ejercicio, acompañado por un aumento en el precio de venta así como también por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

2017/2016

Los ingresos por ventas del año 2017 alcanzaron los \$4.956,3 millones, aumentando un 35% respecto al año anterior.

Durante el año 2017 los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 415 mil m³ (correspondiendo un 62% a crudo Escalante y el 38% restante a crudo Medanita) lo que representa una disminución del 19% respecto de la producción de crudo del año 2016, la

cual fue de 515 mil m³. En el año 2017, un 14% de la producción de petróleo fue destinado a exportaciones, en comparación con el 48% destinado en el año 2016.

En relación a la producción de gas estándar de yacimiento, la misma fue de 2,4 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 46% mayor que la producción del año anterior, que ascendió a 1,6 millones m³/día. La producción de gas de ambos ejercicios fue destinada en su totalidad al mercado interno.

Los ingresos por la venta de crudo Escalante disminuyeron \$162,1 millones, debido principalmente a una disminución en la producción en la cuenca de Golfo San Jorge, efecto parcialmente compensado por el aumento del precio de venta y por la fluctuación cambiaria del peso argentino con respecto al dólar estadounidense.

Respecto de los ingresos por venta de crudo Medanita, el aumento de la producción compensa el efecto de la disminución en el precio de venta en el mercado local, pasando de un promedio de U\$S62 por barril en el año 2016 a U\$S56 en el año 2017. Esta tendencia en los precios de venta es consecuencia de la convergencia gradual de los mismos a valores internacionales a lo largo del ejercicio 2017, dado que durante el 2016 los precios en el mercado interno se mantuvieron en niveles superiores a los valores internacionales a través de incentivos otorgados por el gobierno nacional con el fin de evitar una reducción en la actividad de exploración y producción.

Los ingresos por venta del gas aumentaron \$1.450,4 millones, debido a un significativo incremento en la producción proveniente principalmente del área Fortín de Piedra en la cuenca neuquina, lo cual responde al desarrollo del área, y a un aumento en los precios de venta promedio del 17% comparado con el año 2016.

Costos operativos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los costos operativos de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
Costos laborales	1.117.740	448.524	219.667	669.216	228.857	149%	104%
Honorarios y servicios	272.746	156.020	108.305	116.726	47.715	75%	44%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	2.370.968	1.204.797	841.285	1.166.171	363.512	97%	43%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	13.032.621	1.714.241	1.098.308	11.318.380	615.933	660%	56%
Desvalorización de propiedades, planta y equipos	211.446	264.942	16.035	(53.496)	248.907	(20%)	1552%
Acondicionamiento, almacenaje y embarque	180.847	121.476	105.212	59.371	16.264	49%	15%
Regalías y otros impuestos	3.204.753	686.275	542.819	2.518.478	143.456	367%	26%
Otros costos de producción, compras y consumos de stock	108.799	218.213	146.257	(109.414)	71.956	(50%)	49%
	20.499.920	4.814.488	3.077.888	15.685.432	1.736.600	326%	56%
De operaciones discontinuas	(45)	(238.716)	(213.959)	238.671	(24.757)	(100%)	12%
Costos operativos	20.499.875	4.575.772	2.863.929	15.924.103	1.711.843	348%	60%

2018/2017

Los costos operativos totalizaron \$20.499,9 millones en el año 2018, comparados con los \$4.575,8 millones registrados en el año 2017. Dicho aumento se explica principalmente por:

- i) el incremento de la depreciación de propiedades, planta y equipos por el desarrollo del área y puesta en marcha de plantas de tratamiento de Fortín de Piedra;
- ii) mayores costos laborales, por el aumento de la nómina de empleados y por las recomposiciones salariales;
- iii) el cargo por regalías, vinculado con el aumento de la producción,
- iv) el incremento en las operaciones de mantenimiento y servicios de pozos y
- v) el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

2017/2016

Los costos operativos totalizaron \$4.575,8 millones en el año 2017, lo que equivale a un aumento de \$1.711,8 millones comparado con los \$2.863,9 millones registrados en el año 2016, como consecuencia principalmente de los siguientes efectos:

- i) incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipos por las mayores inversiones durante el ejercicio debido principalmente a la puesta en marcha del área de Fortín de Piedra;
- ii) cargo por desvalorización en los activos y equipos de producción y desarrollo en el área El Tordillo, ocasionado principalmente por el nivel del precio internacional del crudo que tornó inviable algunas actividades al tratarse de un yacimiento maduro, y un cargo por desvalorización en los activos y equipos de producción y desarrollo del área Punta Senillosa, dado que durante el ejercicio la Emisora realizó un plan de perforación en dicha área para determinar el potencial del yacimiento y este dio como resultado que determinados pozos tenían una producción inferior a la prevista;
- iii) incremento en las operaciones de mantenimiento y servicios de pozo, principalmente en las áreas Agua Salada, Fortín de Piedra y El Tordillo; y
- iv) incremento en los costos laborales como consecuencia del aumento en la nómina de empleados y de recomposiciones salariales.

Gastos de comercialización

La tabla siguiente muestra los gastos de comercialización para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
Impuestos	604.784	126.512	83.927	478.272	42.585	378%	51%
Almacenaje y embarque	609.223	72.237	40.198	536.986	32.039	743%	80%
Cargo / (Recupero) de previsión para créditos incobrables	206.262	(96.454)	80.282	302.716	(176.736)	(314%)	(220%)

Otros	5.148	2.289	950	2.859	1.339	125%	141%
	1.425.417	104.584	205.357	1.320.833	(100.773)	1.263%	(49%)
De operaciones discontinuas	(157)	(6.102)	(22.068)	5.945	15.966	(97%)	(72%)
Gastos de comercialización	1.425.260	98.482	183.289	1.326.778	(84.807)	1.347%	(46%)

2018/2017

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2018 ascendieron a \$1.425,3 millones, en comparación con los \$98,5 millones del ejercicio 2017. Dicho aumento se debe principalmente a mayores cargos de almacenaje y embarque, al efecto del descuento de créditos a largo plazo incluido como cargo de la previsión para créditos incobrables y al incremento de impuestos por el mayor volumen de operaciones, acompañado por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

2017/2016

Los gastos de comercialización en el ejercicio 2017 disminuyeron respecto al año anterior debido principalmente al recupero de créditos provisionados, lo cual fue parcialmente compensado por mayores cargos de almacenaje y embarque, y por un incremento de impuestos por el mayor volumen de operaciones, acompañado por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Gastos de administración

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
	Costos laborales	998.560	659.541	541.832	339.019	117.709	51%
Honorarios y servicios	211.092	162.508	121.554	48.584	40.954	30%	34%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	60.964	31.802	15.741	29.162	16.061	92%	102%
Impuestos	409.906	162.104	108.915	247.802	53.189	153%	49%
Gastos de oficina	203.957	122.309	112.012	81.648	10.297	67%	9%
Reembolsos de gastos	(430.378)	(264.455)	(235.659)	(165.923)	(28.796)	63%	12%
	1.454.101	873.809	664.395	580.292	209.414	66%	32%
De operaciones discontinuas	(976)	(12.123)	(25.902)	11.147	13.779	(92%)	(53%)
Gastos de administración	1.453.125	861.686	638.493	591.439	223.193	69%	35%

2018/2017

Los gastos de administración para el ejercicio 2018 ascendieron a \$1.453,1 millones comparado con los \$861,7 millones para el ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$591,4 millones. Dicho incremento se debe principalmente al incremento de los costos laborales como consecuencia de recomposiciones salariales, y de los impuestos por el mayor

volumen de operaciones, acompañado por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los reembolsos de gastos incluyen los cargos facturados por la Emisora por asistencia técnica y *overhead* y no son pasibles de asociación o prorrateo respecto de cada concepto antes detallado, sino con el conjunto de tareas que constituyen la función del operador.

2017/2016

Los gastos de administración para el ejercicio 2017 aumentaron con respecto al ejercicio 2016, debido principalmente al incremento de los costos laborales como consecuencia del aumento en la nómina de empleados y de las recomposiciones salariales.

Costos de exploración

Los costos de exploración y evaluación de un área y los costos de perforación de pozos exploratorios se activan inicialmente, hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En el caso de áreas exclusivamente exploratorias, estos costos incluyen estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad. Posteriormente, si se determina que los resultados no son exitosos, los mencionados costos se imputan al estado de resultados.

Los costos de exploración en el ejercicio 2018 y 2017 ascendieron a \$156,5 millones y \$0,9 millones, respectivamente, los cuales incluyen principalmente en ambos ejercicios costos asociados al desarrollo de Fortín de Piedra en la Cuenca Neuquina e inversiones no exitosas en la Cuenca Noroeste. En el ejercicio 2016 dichos costos ascendieron a \$60,3 millones, los cuales incluyen principalmente costos asociados al desarrollo de Fortín de Piedra e inversiones en Rio Atuel (área vendida por la Emisora en el ejercicio 2017).

Resultados financieros netos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los resultados financieros de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2018	2017	2016	18/17	17/16	18/17	17/16
Dividendos ganados	58.601	26.396	3.242	32.205	23.154	122%	714%
Intereses ganados	131.161	30.597	38.004	100.564	(7.407)	329%	(19%)
Ingresos financieros	189.762	56.993	41.246	132.769	15.747	233%	38%
Intereses perdidos	(1.642.795)	(360.988)	(452.635)	(1.281.807)	91.647	355%	(20%)
Costos financieros	(1.642.795)	(360.988)	(452.635)	(1.281.807)	91.647	355%	(20%)
Resultado neto por diferencia de cambio - (Pérdida)	(2.375.448)	(136.927)	(14.629)	(2.238.521)	(122.298)	1.635%	836%
Otros resultados financieros netos - (Pérdida)	(7.977)	(6.245)	(8.669)	(1.732)	2.424	28%	(28%)
Otros resultados financieros netos - (Pérdida)	(2.383.425)	(143.172)	(23.298)	(2.240.253)	(119.874)	1.565%	515%
Resultados financieros netos - (Pérdida)	(3.836.458)	(447.167)	(434.687)	(3.389.291)	(12.480)	758%	3%
De operaciones discontinuas - (Ganancia) / Pérdida	(575)	115.838	210.414	(116.413)	(94.576)	(100%)	(45%)
Resultados financieros netos - (Pérdida)	(3.837.033)	(331.329)	(224.273)	(3.505.704)	(107.056)	1.058%	48%

Los resultados financieros netos en el año 2018 arrojaron una pérdida de \$3.837,0 millones, comparado con una pérdida de \$331,3 millones en el ejercicio anterior. La variación se

debe principalmente a los intereses de las mayores deudas bancarias y financieras por la inversión en Vaca Muerta y al resultado neto por diferencia de cambio generado por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense sobre los saldos en moneda local.

Los resultados financieros netos arrojaron una pérdida de \$331,3 millones en el año 2017, comparado con una pérdida de \$224,3 millones en el año 2016. Dicha variación se debe principalmente a las diferencias de cambio (pérdida) generadas por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense sobre los saldos en moneda local, lo cual fue parcialmente compensado por un menor cargo de intereses perdidos, producto del menor nivel de endeudamiento mantenido durante el ejercicio 2017 en comparación con el ejercicio 2016.

Operaciones discontinuas

Durante el año 2018, el resultado de operaciones discontinuas arrojó una ganancia de \$53,4 millones generada por los resultados de Dapetrol S.A.

El resultado de operaciones discontinuas del año 2017 y 2016 arrojó una pérdida de \$108,4 millones y \$303,7 millones, respectivamente, que corresponde principalmente a los resultados de las operaciones de Dapetrol S.A. y Tecpetrol de Bolivia S.A.

Tecpetrol S.A. tenía una participación del 97,5% sobre el capital social de Dapetrol S.A., cuyo objeto consistió en la exploración, descubrimiento, explotación y comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Dicha sociedad explotó el yacimiento de hidrocarburos “José Segundo” (provincia de Chubut), hasta fines del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, fecha en que la participación en el yacimiento fue vendida. Como consecuencia, en febrero de 2018 se declaró la disolución anticipada de Dapetrol S.A.

A través de la subsidiara Tecpetrol de Bolivia S.A., la Emisora participó hasta mayo de 2017 con un 20% en los yacimientos Ipati y Aquío, ubicados en Bolivia, en los que mantenía un rol de no operador.

Flujo de Efectivo (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	8.466.786	216.288	(210.270)
Desconsolidación de subsidiarias	-	(20.531)	-
Diferencias de conversión	2.605.974	957.154	41.654
Incorporación efectivo y equivalentes de efectivo por fusión	30.375	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	467.295	8.466.786	216.288
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(10.635.840)	7.313.875	384.904
Efectivo generado por / (aplicado a) actividades operativas	3.506.271	(394.732)	634.738
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(30.555.774)	(7.214.302)	(1.923.960)

Efectivo generado por actividades de financiación	16.413.663	14.922.909	1.674.126
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(10.635.840)	7.313.875	384.904

Durante los ejercicios 2018, 2017 y 2016 la Emisora ha contado con flujos de fondos provenientes de financiamiento externo (obligaciones negociables y financiamiento bancario) y préstamos otorgados por sus accionistas para financiar el giro normal de los negocios.

En diciembre de 2017, la Emisora emitió obligaciones negociables Clase 1 por un valor nominal de U\$S 500 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,875% y cuyo vencimiento opera el 12 de diciembre de 2022. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas obligaciones negociables tuvieron como destino la realización de inversiones en activos fijos en el área Fortín de Piedra en la formación de Vaca Muerta, ubicada en la Provincia del Neuquén.

El financiamiento bancario se obtuvo a tasas de interés similares a otras empresas del mercado argentino, considerando características comparables de solvencia, solidez, generación de fondos y riesgo.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 las deudas bancarias y financieras de la Emisora ascienden a \$54.525,2 millones, \$15.691,9 millones y \$8.567,6 millones respectivamente.

Asimismo, en el ejercicio 2017 Tecpetrol ha contado con aportes de capital de sus accionistas por \$2.776 millones para fortalecer su situación patrimonial y dotar a la Emisora de una mejor estructura financiera que le permita el desenvolvimiento de las operaciones. El patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Emisora asciende a \$15.732,6 millones, \$4.731,7 millones y \$1.068,1 millones al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 respectivamente.

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los ejercicios 2018, 2017 y 2016, netas de las adquisiciones no pagadas al cierre del ejercicio, ascendieron a \$30.630,5 millones, \$7.290,1 millones y \$ 1.929,4 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al desarrollo del área Fortín de Piedra.

En los ejercicios 2018, 2017 y 2016 la Emisora no ha distribuido dividendos.

Resultados de las Operaciones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2019 y 2018

Resumen de Resultados (valores expresados en miles de pesos)

	Período de nueve meses finalizado el	
	2019	2018
	(No auditados)	
Operaciones continuas		
Ingresos por ventas netos	47.382.973	18.168.385
Costos operativos	(28.140.161)	(11.000.100)
Margen bruto	19.242.812	7.168.285
Gastos de comercialización	(2.132.970)	(650.794)
Gastos de administración	(1.766.967)	(973.332)
Costos de exploración	(25.211)	(77.032)

Otros ingresos operativos	189.052	12.832
Otros egresos operativos	(17.655)	(23.638)
Resultado operativo	15.489.061	5.456.321
Ingresos financieros	265.544	90.445
Costos financieros	(2.839.782)	(1.021.476)
Otros resultados financieros netos	(5.922.160)	(3.186.829)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	6.992.663	1.338.461
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	(44.453)	-
Resultado antes del impuesto a las ganancias	6.948.210	1.338.461
Impuesto a las ganancias	(4.137.358)	797.986
Resultado del período de operaciones continuas	2.810.852	2.136.447
Resultado del período de operaciones discontinuas	-	53.407
Resultado del período	2.810.852	2.189.854

El resultado operativo del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendió a \$15.489,1 millones, comparado con \$5.456,3 millones en el mismo período del ejercicio anterior. Dicho incremento se explica principalmente por las mayores ventas de gas y costos asociados al desarrollo de Fortín de Piedra.

El resultado neto arrojó una ganancia de \$2.810,9 millones en los primeros nueve meses de 2019, comparado con una ganancia neta de \$2.189,9 millones en el mismo período del año 2018. El incremento del resultado neto se explica principalmente por el aumento del resultado operativo mencionado en el párrafo anterior, lo cual fue parcialmente compensado por el aumento de los costos financieros consecuencia de las mayores deudas bancarias y financieras y el impacto del impuesto a las ganancias generado principalmente por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense y por la aplicación del ajuste por inflación impositivo en el ejercicio 2019.

Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo

La tabla siguiente muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora en Argentina para los períodos indicados:

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m ³ de petróleo y gas)	4.832	2.415	2.417	100%
Mercado interno	4.655	2.246	2.409	107%
Mercado externo	177	169	8	5%
Producción de petróleo (miles de m ³)	485	379	106	28%
Producción de gas (millones de m ³)	4.347	2.036	2.311	114%
<i>Precios promedio venta</i>				
Crudo escalante (US\$ / bbl)	54,04	67,03	(13)	(19%)
Crudo medanita (US\$ / bbl)	53,90	65,50	(12)	(18%)

Gas (U\$\$/Mscf)	5,36	6,88	(2)	(22%)
------------------	------	------	-----	-------

(*) Equivalencia volumétrica (1.000 m³ de gas = 1 m³ de petróleo)

Ingresos por ventas netos

La tabla siguiente muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas (en miles de pesos):

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			
Gas	39.507.347	14.272.191	25.235.156	177%
Crudo Escalante	3.471.057	1.936.601	1.534.456	79%
Crudo Medanito	4.376.061	1.948.546	2.427.515	125%
Servicios	28.508	11.189	17.319	155%
	47.382.973	18.168.527	29.214.446	161%
De operaciones discontinuas	-	(142)	142	(100%)
Ingresos por ventas netos	47.382.973	18.168.385	29.214.588	161%

Los ingresos por ventas netos del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendieron a \$47.383 millones, aumentando respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el incremento significativo en la producción de gas y el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino con respecto al dólar estadounidense, parcialmente compensando por una disminución en los precios promedio de ventas.

Durante los primeros nueve meses del año 2019, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 16,1 millones de m³/día, siendo el acumulado anual un 114% mayor a la del mismo período del año anterior, que ascendió a 7,5 millones de m³/día. El mayor volumen proviene del desarrollo del área Fortín de Piedra en la Cuenca Neuquina, alcanzando un pico de producción estándar de yacimiento de 15,2 millones de m³/día (equivalente a 17 millones de m³/día en kilocalorías de facturación) en la época invernal. En los primeros nueve meses del año 2019 se comenzó a exportar parte de la producción de gas al mercado externo (0,1 millones de m³), mientras que en el mismo período del año anterior la totalidad de la producción fue vendida al mercado interno.

Los volúmenes de producción de crudo de los primeros nueve meses del año 2019 ascendieron a 485 mil m³ (correspondiendo un 41% a crudo Escalante y el 59% restante a crudo Medanito), representando un incremento del 28% respecto de la producción del mismo período del año anterior. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 un 36% de la producción de crudo fue destinado al mercado externo, comparado con un 45% en el mismo período del año 2018.

Respecto a los ingresos por venta de gas, aumentaron \$25.235,2 millones en los primeros nueve meses del año 2019 respecto del mismo período de 2018, debido principalmente al incremento en la actividad de Fortín de Piedra.

Los ingresos por venta de crudo Escalante aumentaron \$1.534,5 millones debido a un incremento en la producción en la cuenca de Golfo San Jorge y por la fluctuación cambiaria

del peso argentino respecto al dólar estadounidense, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de ventas.

Los ingresos por venta de crudo Medanito aumentaron \$2.427,5 millones en los primeros nueve meses del año 2019 respecto del mismo período del 2018 producto principalmente del aumento en la producción del período y por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de ventas.

Costos operativos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los costos operativos de la Emisora para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			
Costos laborales	1.338.517	766.572	571.945	75%
Honorarios y servicios	336.341	183.668	152.673	83%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	3.546.681	1.433.811	2.112.870	147%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	16.957.184	6.516.378	10.440.806	160%
Depreciación de activos por derecho de uso	255.679	-	255.679	100%
Acondicionamiento, almacenaje y embarque	181.736	121.698	60.038	49%
Regalías y otros impuestos	4.507.987	1.929.484	2.578.503	134%
Otros costos de producción, compras y consumos de stock	1.016.036	48.534	967.502	1.993%
	28.140.161	11.000.145	17.140.016	156%
De operaciones discontinuas	-	(45)	45	(100%)
Costos operativos	28.140.161	11.000.100	17.140.061	156%

Los costos operativos totalizaron \$28.140,2 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, comparado con los \$11.000,1 millones registrados en el mismo período del año 2018. Dicho aumento se explica principalmente por:

- i) el incremento de la depreciación de propiedades, planta y equipos por el desarrollo del área Fortín de Piedra;
- ii) el incremento en las operaciones de mantenimiento y servicios de pozos;
- iii) el cargo por regalías, vinculado con el aumento de la producción; y
- iv) el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Gastos de comercialización

La tabla siguiente muestra los gastos de comercialización para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			

Impuestos	993.751	349.851	643.900	184%
Almacenaje y transporte	839.222	296.614	542.608	183%
Previsión para créditos incobrables	283.106	2.619	280.487	10.710%
Otros	16.891	1.867	15.024	805%
	2.132.970	650.951	1.482.019	228%
De operaciones discontinuas	-	(157)	157	(100%)
Gastos de comercialización	2.132.970	650.794	1.482.176	228%

Los gastos de comercialización para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendieron a \$2.133 millones, en comparación con los \$650,8 millones del mismo período de 2018. Dicho incremento se debe principalmente a mayores cargos de almacenaje y transporte e impuestos por el mayor volumen de operaciones y al efecto del descuento de créditos a largo plazo incluido como cargo de la previsión para créditos incobrables, lo cual fue acompañado por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Gastos de administración

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Emisora para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			
Costos laborales	1.182.900	665.954	516.946	78%
Honorarios y servicios	233.474	146.562	86.912	59%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	84.579	39.678	44.901	113%
Depreciación de activos por derecho de uso	37.698	-	37.698	100%
Impuestos	543.866	277.361	266.505	96%
Gastos de oficina	230.499	130.472	100.027	77%
Reembolsos de gastos	(546.049)	(285.719)	(260.330)	91%
	1.766.967	974.308	792.659	81%
De operaciones discontinuas	-	(976)	976	(100%)
Gastos de administración	1.766.967	973.332	793.635	82%

Los gastos de administración para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendieron a \$1.767 millones comparado con los \$973,3 millones para el mismo período de 2018, lo que equivale a un aumento de \$793,6 millones. Dicho incremento se debe principalmente al aumento de los costos laborales como consecuencia de recomposiciones salariales, y de los impuestos por el mayor volumen de operaciones, acompañado por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Costos de exploración

Los costos de exploración en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019 ascendieron a \$25,2 millones, los cuales incluyen principalmente costos asociados al desarrollo de Fortín de Piedra en la Cuenca Neuquina.

En el mismo período del año anterior, los costos de exploración ascendieron a \$77 millones y corresponden principalmente a resultados exploratorios en la Cuenca Noroeste.

Resultados financieros netos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los resultados financieros de la Emisora para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Variación	%
	2019	2018		
	(No auditados)			
Dividendos ganados	-	3.705	(3.705)	(100%)
Intereses ganados	265.544	87.542	178.002	203%
Ingresos financieros	265.544	91.247	174.297	191%
Intereses perdidos	(2.839.782)	(1.021.493)	(1.818.289)	178%
Costos financieros	(2.839.782)	(1.021.493)	(1.818.289)	178%
Resultado neto por diferencia de cambio - (Pérdida)	(5.899.839)	(3.180.806)	(2.719.033)	85%
Otros resultados financieros netos - (Pérdida)	(22.321)	(6.233)	(16.088)	258%
Otros resultados financieros netos - (Pérdida)	(5.922.160)	(3.187.039)	(2.735.121)	86%
Resultados financieros netos - (Pérdida)	(8.496.398)	(4.117.285)	(4.379.113)	106%
De operaciones discontinuas – Ganancia	-	(575)	575	(100%)
Resultados financieros netos - (Pérdida)	(8.496.398)	(4.117.860)	(4.378.538)	106%

Los resultados financieros netos arrojaron una pérdida de \$8.496,4 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019, comparado con una pérdida de \$4.117,9 millones en el mismo período del ejercicio anterior. El aumento se debe principalmente a los intereses de las mayores deudas bancarias y financieras y a la variación del resultado neto por diferencia de cambio generado por la fluctuación cambiaria del peso argentino respecto del dólar estadounidense sobre saldos en moneda local.

Flujo de Efectivo (valores expresados en miles de pesos)

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2019	2018
	(No auditados)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	467.295	8.466.786
Diferencias de conversión	918.281	2.936.482
Incorporación efectivo y equivalentes de efectivo por fusión	-	30.375
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	5.293.316	3.362.970
Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	3.907.740	(8.070.673)
Efectivo generado por actividades operativas	22.758.230	2.885.164
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(19.687.774)	(22.399.980)
Efectivo generado por actividades de financiación	837.284	11.444.143
Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	3.907.740	(8.070.673)

El efectivo neto generado por las actividades operativas en los primeros nueve meses del año 2019 fue de \$22.758,2 millones.

Al 30 de septiembre de 2019 la Emisora presenta un capital de trabajo negativo de \$19.181,75 millones generado principalmente por préstamos con sociedades relacionadas, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Emisora cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Durante los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2019 y 2018 la Emisora ha contado con flujos de fondos provenientes de financiamiento bancario y préstamos otorgados por sus accionistas para financiar el giro normal de los negocios. El financiamiento bancario se obtuvo a tasas de interés similares a otras empresas del mercado argentino, considerando características comparables de solvencia, solidez, generación de fondos y riesgo.

Al 30 de septiembre de 2019, las deudas bancarias y financieras de la Emisora ascienden a \$87.560 millones y el patrimonio neto a \$26.551,7 millones.

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, netas de las adquisiciones no pagadas al cierre del ejercicio, ascendieron a \$19.681,9 y \$22.416,2 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al desarrollo del área Fortín de Piedra.

En el período finalizado el 30 de septiembre de 2019 se distribuyeron dividendos por \$1.739,2 millones, mientras que en el mismo período del año anterior la Emisora no ha distribuido dividendos.

Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de la deuda bancaria y financiera de la Emisora pendientes al 30 de septiembre de 2019:

Prestamista	Capital pendiente de pago al 30 de septiembre de 2019	Tasa de Interés	Fecha	Vencimiento
(en millones de U\$/\$.)				
Préstamo I Banco de la Provincia de Buenos Aires	\$38.8	BADLAR plus 2%	15 de mayo de 2015	15 de noviembre de 2020
Préstamo II Banco de la Provincia de Buenos Aires	U\$7.0	3,50%	21 de noviembre de 2017	21 de noviembre de 2020
Préstamo Club Deal BCP, JP Morgan, BBVA, Citibank	U\$184.6	Libor 3M + 1,50%	12 de marzo de 2018	19 de septiembre de 2022
Préstamo HSBC Bank Argentina S.A.	U\$15.0	3,5%	20 de julio de 2017	20 de julio de 2020
Préstamo I Banco Santander Río S.A.	U\$30.0	3,5%	3 de julio de 2017	3 de julio de 2020
Préstamo II Banco Santander Río S.A.	U\$5.0	3,5%	3 de julio de 2017	3 de julio de 2020
Préstamo III Banco Santander Río S.A.	U\$15.0	4,25%	7 de noviembre de 2017	7 de noviembre de 2022
Préstamo I Tecpetrol Internacional S.L.U.	U\$325.0	Libor 12 M + 1,13%	8 de agosto de 2017	9 de agosto de 2020
Préstamo II Tecpetrol Internacional S.L.U.	U\$15.0	Libor 12 M + 1,16%	26 de agosto de 2017	28 de agosto de 2020
Préstamo III Tecpetrol Internacional S.L.U.	U\$38.0	Libor 12 M + 1,21%	29 de noviembre de 2017	4 de diciembre de 2020
Préstamo IV Tecpetrol Internacional S.L.U.	U\$175.0	Libor 12 M + 2,5%	3 de julio de 2018	11 de junio de 2021
Préstamo V Tecpetrol Internacional S.L.U.	U\$164.0	Libor 12 M + 4,69%	26 de octubre de 2018	31 de diciembre de 2020

Préstamo Tecpetrol Libertador B.V.	U.S.\$ 3.1	5,92%	13 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2019
Préstamo I Tecpetrol Servicios S.L.U.	U.S.\$13.0	Libor 12 M + 5,79%	27 de febrero de 2019	27 de febrero de 2020
Préstamo II Tecpetrol Servicios S.L.U.	U.S.\$4.0	Libor 12 M + 1,79%	11 de mayo de 2018	30 de junio de 2021
Obligación Negociable Clase I	U.S.\$500.0	4,875%	12 de diciembre de 2017	12 de diciembre de 2022

Préstamo I Banco de la Provincia de Buenos Aires

El 15 de mayo de 2015 celebramos un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de \$ 150 millones. El capital y los intereses se pagan mensualmente (con un período de gracia de un año para el pago del capital) y la fecha de vencimiento es el 15 de noviembre de 2020. El préstamo devenga intereses a una tasa de BADLAR más 2% anual. El saldo a la fecha del presente programa es \$ 30.555.555,58.

Préstamo II Banco de la Provincia de Buenos Aires

Con fecha 21 de noviembre de 2017 celebramos un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de U\$S 7 millones. Los intereses se pagan trimestralmente y el capital se cancela en una única cuota al vencimiento del préstamo que opera el 21 de noviembre de 2020. El préstamo devenga intereses a una tasa fija 3,5% anual.

Préstamo con Banco de Crédito del Perú S.A., BBVA Banco Continental, Citibank N.A. y J.P. Morgan Chase Bank, N.A. (Club Financing).

Con fecha 18 de septiembre de 2017 Tecpetrol, en forma conjunta con Tecpetrol del Perú S.A.C. y Tecpetrol Bloque 56 SAC, acordaron un préstamo por hasta la suma total de U\$S200 millones con un conjunto de bancos integrado por el Banco de Crédito del Perú S.A., BBVA Banco Continental, Citibank, N.A. y J.P. Morgan Chase Bank, N.A. El día 12 de marzo de 2018, se realizó el desembolso de la totalidad de la línea. La amortización de capital se realiza en 13 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 24 desde la fecha de la solicitud, cancelándose la última cuota el día 19 de septiembre de 2022. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa LIBOR más un margen aplicable de 150 bps por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha del presente programa es U\$S 169.230.769,23.

Préstamo HSBC Bank Argentina S.A.

El 20 de julio de 2017 solicitamos un préstamo a HSBC Bank Argentina S.A. por un monto de U\$S15 millones. Los intereses se pagan semestralmente y el préstamo tiene un interés del 3,5% anual. El capital de este préstamo se cancela el 20 de julio de 2020.

Préstamo I Banco Santander Rio S.A.

El 3 de julio de 2017, celebramos un contrato de préstamo con Banco Santander Rio S.A. por un monto de U\$S30 millones. El interés se paga trimestralmente y el préstamo genera intereses a una tasa de 3.5% por año. El capital se cancela en dos cuotas iguales el 3 de marzo y el 3 de julio de 2020, respectivamente.

Préstamo II Banco Santander Rio S.A.

El 20 de julio de 2017, celebramos un contrato de préstamo con Banco Santander Rio S.A. por un monto de U\$S5 millones. El interés se paga trimestralmente y el préstamo genera intereses a una tasa de 3,5% por año. El capital se cancela en dos cuotas iguales el 3 de enero y el 3 de julio de 2020, respectivamente. Con fecha 12 de noviembre de 2019, se procedió a precancelar totalmente este préstamo más sus intereses devengados a esa fecha.

Préstamo III Banco Santander Rio S.A.

Con fecha 7 de noviembre de 2017 celebramos un contrato de préstamo con Banco Santander Rio S.A. por un monto de U\$S15 millones. El interés se paga trimestralmente y el préstamo genera intereses a una tasa de 4.25% por año. El capital se paga en dos cuotas iguales el 9 de mayo y el 7 de noviembre de 2022.

Préstamo I Tecpetrol Internacional S.L.U.

El 7 de agosto de 2017 la Emisora solicitó a Tecpetrol Internacional S.L.U. una línea de préstamo por hasta un monto de U\$S325 millones a desembolsarse en múltiples desembolsos a solicitud de la Emisora. La línea devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 113 bps por año, tiene un plazo de 3 años y su fecha de vencimiento opera el 09 de agosto de 2020. El interés se paga al 31 de diciembre de cada año y el capital se cancela en una cuota al vencimiento.

Préstamo II Tecpetrol Internacional S.L.U.

Producto de la fusión por absorción de APASA, Tecpetrol absorbió un contrato de línea de préstamo con fecha 25 de agosto de 2017 que APASA había solicitado a Tecpetrol Internacional S.L.U. por hasta un monto de U\$S15 millones. La línea devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 116 bps por año, tiene un plazo de 3 años y su fecha de vencimiento opera el 28 de agosto de 2020. El interés se paga al 31 de diciembre de cada año y el capital se cancela en una cuota al vencimiento.

Préstamo III Tecpetrol Internacional S.L.U.

Producto de la fusión por absorción de APASA, Tecpetrol absorbió una solicitud de línea de préstamo con fecha 29 de noviembre de 2017 que APASA había solicitado a Tecpetrol Internacional S.L.U. por hasta un monto de U\$S38 millones. La línea devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 121 bps por año y su fecha de vencimiento opera el 4 de diciembre de 2020. El interés se paga al 31 de diciembre de cada año y el capital se cancela en una cuota al vencimiento. Con fecha 15 de noviembre de 2019, se procedió a precancelar totalmente este préstamo más sus intereses devengados a esa fecha.

Préstamo IV Tecpetrol Internacional S.L.U.

Con fecha 3 de julio de 2018 la Emisora solicitó a Tecpetrol Internacional S.L.U. una línea de préstamo por hasta un monto de U\$S200 millones a desembolsarse en múltiples desembolsos a solicitud de la Emisora. La línea paga intereses trimestrales a una tasa de LIBOR de 3 meses más un margen aplicable de 250 bps por año. El capital se cancela en

8 cuotas igual, trimestrales, siendo la primera pagadera el 13 de septiembre de 2019. Con fecha 15 de noviembre de 2019, se procedió a precancelar las cuotas con vencimiento el 15 de marzo de 2021 y el 11 de junio de 2021 por un monto total de U\$S 50 millones más sus intereses devengados a esa fecha. El saldo a la fecha del presente programa es U\$S 100.000.000.

Préstamo V Tecpetrol Internacional S.L.U.

El 26 de octubre de 2018 la Sociedad solicitó a Tecpetrol Internacional S.L.U. una línea de préstamo por hasta un monto de U\$S200 millones de los cuales se desembolsaron un total de U\$S 164 millones. La línea devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 469 bps por año pagaderos el 31 de diciembre de cada año. El capital se cancela en dos cuotas iguales, la primera el 31 de diciembre de 2019 y la segunda al vencimiento que opera el 31 de diciembre de 2020. El saldo de capital del presente préstamo adeudado a la fecha es U\$S 82 millones

Préstamo Tecpetrol Libertador B.V.

Con fecha 13 de diciembre de 2016 la Emisora solicitó a Tecpetrol Libertador B.V. un préstamo por un monto de U\$S3.105.370,29. El préstamo devenga intereses mensualmente a una tasa fija de 5,92% por año, pagaderos el 31 de diciembre de cada año, y su fecha de vencimiento opera el 31 de diciembre de 2019. Con fecha 28 de noviembre de 2019, se procedió a precancelar totalmente este préstamo más sus intereses devengados a esa fecha.

Préstamo I Tecpetrol Servicios S.L.U.

Con fecha 27 de febrero de 2019 la Emisora solicitó a Tecpetrol Servicios S.L.U. un préstamo por un monto de U\$S13 millones. El préstamo devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 579 bps por año, pagaderos al vencimiento que opera el 27 de febrero de 2020.

Préstamo II Tecpetrol Servicios S.L.U.

Con fecha 11 de mayo de 2018 la Emisora solicitó a Tecpetrol Servicios S.L.U. un préstamo por un monto de U\$S4 millones. El préstamo devenga intereses mensualmente a una tasa de LIBOR de 12 meses más un margen aplicable de 179 bps por año, pagaderos el 31 de diciembre de cada año, y su fecha de vencimiento opera el 30 de junio de 2021. Con fecha 28 de noviembre de 2019, se procedió a precancelar totalmente este préstamo más sus intereses devengados a esa fecha.

Obligaciones Negociables Clase I

Con fecha 12 de diciembre de 2017, la Emisora emitió Obligaciones negociables (“ONs”) Clase 1 por un valor nominal de U\$S 500 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,875% y cuyo vencimiento opera el 12 de diciembre de 2022. Los intereses son pagaderos en forma semestral a partir del 12 de junio de 2018. El capital será repagado en la fecha de vencimiento pudiendo optar la Emisora por rescatar las ONs sin prima compensatoria, total o parcialmente, en cualquier momento a partir del 12 de diciembre de 2020. La sociedad controlante Tecpetrol Internacional S.L.U. garantiza incondicional e irrevocablemente las obligaciones negociables de la Emisora.

Endeudamiento posterior al 30 de septiembre de 2019:

Sobregiro en Cuenta Corriente BBVA Banco Francés S.A.

El 22 de octubre de 2019 celebramos un acuerdo marco para sobregiros en cuenta corriente con BBVA Banco Francés S.A. por un monto de \$ 600 millones. Los intereses se pagan mensualmente y el capital se cancela a su vencimiento que opera el 20 de enero de 2020. El préstamo devenga intereses a una tasa fija de 63% anual.

Descubierto en cuenta corriente Citibank N.A.

El 17 de octubre de 2019 Tecpetrol solicitó a Citibank N.A. un descubierto en cuenta corriente a corto plazo por un monto de \$ 1.400 millones. El capital se cancela en una única cuota junto con los intereses y la fecha de vencimiento es el 15 de enero de 2020. El préstamo devenga intereses a una tasa fija de 64,5% anual.

Descubierto en cuenta corriente HSBC Bank Argentina S.A.

El 30 de diciembre de 2019 Tecpetrol solicitó a *HSBC Bank Argentina S.A.* un descubierto en cuenta corriente a corto plazo por un monto de \$ 600 millones. Los intereses se pagan mensualmente y el capital se cancela a su vencimiento que opera el 26 de junio de 2020. El préstamo devenga intereses a una tasa fija de 48% anual.

Razones para la oferta y Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, que será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, (v) adquisición de participaciones sociales, y/o (vi) 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.

2) Liquidez y recursos de capital

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones, así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo, en general con vencimiento no mayor a tres meses desde la fecha de adquisición.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

3) Información sobre tendencias

Los resultados de la Emisora se ven afectados principalmente por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y productos derivados, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio, las condiciones económicas en Argentina y las regulaciones gubernamentales.

La Emisora opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos y económicos en el ámbito nacional como internacional.

La Dirección de la Emisora monitorea permanentemente la evolución de las situaciones mencionadas precedentemente, para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Durante el año 2019, ante el cambio de criterio en el pago de las compensaciones previstas en la Resolución M1NEM 46-E/2017, la Emisora procedió a revisar su plan de desarrollo del área Fortín de Piedra, a fin de readecuar el flujo de fondos al nuevo escenario, hasta tanto estén dadas las condiciones para retomar el plan de inversiones. Actualmente no hay equipos de perforación trabajando en el área.

XII. INFORMACIÓN CONTABLE

Estados Financieros

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y los Estados Financieros Intermedios Condensados no auditados al 30 de septiembre de 2019 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés) y las normas de la CNV.

Procesos legales.

A la fecha, no existe proceso legal y/o arbitral alguno en el que la Emisora sea parte que pudiera tener y/o haya tenido en el pasado reciente efecto significativo en la situación financiera de la emisora o en su rentabilidad.

Política de Dividendos.

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo por ganancias líquidas y realizadas.

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y líquidas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

Cambios significativos.

Para más información sobre cambios significativos desde la fecha de emisión de los estados financieros especiales intermedios condensados al 30 de septiembre de 2019, véase la sección “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros – e) Cambios significativos*”.

XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Emisora	Tecpetrol S.A.
Agentes Colocadores	Los agentes colocadores que pudieran designarse periódicamente según se indique en el respectivo Suplemento de Precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.
Descripción	Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).
Monto máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa, no podrá exceder un valor nominal total de hasta U\$S 1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.
Precio de emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
Clases y series	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre sí; sin embargo las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones de la Clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden

variar. Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y formas de amortización Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, ser emitidos con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos adicionales A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, sujeto a ciertas excepciones, pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Forma Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Compromisos	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos</i> ” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Rescate a opción de la Sociedad y/o de los tenedores	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad a su vencimiento, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.
Rescate por razones impositivas	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad podrá rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que la Sociedad se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo “Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales” del presente. Ver “Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas” del presente Prospecto. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.
Eventos de incumplimiento	En los Suplementos correspondientes se incluirá un detalle de los eventos de incumplimiento.
Rango	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Colocación de las Obligaciones Negociables La colocación de cada Serie y/o Clase de las Obligaciones Negociables se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Sociedad y los colocadores respectivos.

El Suplemento de Precio respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Sociedad con los mismos, los que observarán lo dispuesto por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus mod..

Listado y Negociación La Sociedad podrá oportunamente solicitar el listado de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie en el BYMA a través de la BCBA, y su negociación en el MAE y/o en cualquier otro mercado de valores de la Argentina y/o del exterior según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Ley aplicable Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de General de Sociedades y todas las demás normas vigentes en Argentina.

Jurisdicción A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores en relación con las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie se resolverá, a elección de los tenedores, por el Tribunal Arbitral de alguno de los mercados autorizados en los que se solicite el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los

tribunales judiciales competentes de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del 30 de octubre de 2017, fecha en la que fue aprobado Programa por parte de la CNV.

XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales y/o determinarán su aplicabilidad con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder un valor nominal de hasta U\$S1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre sí, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones de la clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, en el mismo momento en que efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagará sujeto a ciertas excepciones los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

El agente de registro de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

La Emisora podrá, a su solo criterio, solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación a través de los sistemas de Euroclear S.A./N.V., *Clearstream Banking, Société Anonyme, Depositary Trust Company*, y/u otro sistema de compensación similar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro o surja del sistema de depósito colectivo, según corresponda.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, juntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. En todos los casos, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa,

contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago o sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compromisos

En los Suplementos correspondientes se incluirán los compromisos que la Emisora se obliga a cumplir respecto de las Obligaciones Negociables en circulación:

Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Eventos de Incumplimiento

Los Suplementos correspondientes incluirán eventos de incumplimiento en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio que cualquier obligación no garantizada de la Sociedad. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Asambleas

En los Suplementos correspondientes se especificara el mecanismo de las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Diario Electrónico de la BCBA publicado en la página web de la BCBA (www.bcba.sba.com.ar), en el boletín diario electrónico del MAE publicado en la página web del MAE (www.mae.com.ar), y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Sociedad. Sin perjuicio de ello, la Sociedad efectuará todas las publicaciones que requieran las Normas N.T. 2013 y sus mod. y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Los contratos de fideicomiso regularán los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y su relación con el Emisor. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Sociedad deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o

serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación como obligaciones negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las mismas por parte de la Sociedad, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en la Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a las Obligaciones Negociables podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Precio.

Toda acción contra la Sociedad en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal Arbitral Permanente de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución 17.501 de la CNV, o el que en el futuro lo reemplace, de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales o cualquier otro tribunal al cual la Sociedad decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series, conforme se establezca en cada Suplemento de Precio, sin perjuicio del derecho de los tenedores a acudir a los tribunales judiciales competentes, a los que también podrá acudir la Sociedad en caso que el tribunal arbitral correspondiente cese en sus funciones.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de la Sociedad en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar

acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Sociedad.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Prescripción

Los reclamos contra la Sociedad por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del 30 de octubre de 2017, fecha en la que fue aprobado el Programa por parte de la CNV.

XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Plan de Distribución

En los documentos correspondientes se detallará el plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Dicho plan de distribución deberá ajustarse a lo previsto en los artículos 27, 28 y concordantes del Capítulo V, Título II de las Normas N.T. 2013 y sus mod. El plan de distribución podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra clase y/o serie en circulación.

Colocación

La Sociedad podrá colocar las Obligaciones Negociables (i) por medio de suscriptores, (ii) directamente a uno o más compradores o (iii) a través de agentes. Cada Suplemento de Precio, contendrá los términos de la oferta de las Obligaciones Negociables, pudiendo incluir el nombre de los suscriptores o agentes, el precio de emisión de las Obligaciones Negociables, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y el Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus mod. que se aplicarán para cada emisión en particular.

La Sociedad podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de las Obligaciones Negociables (los “Contratos de Colocación”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas N.T. 2013 y sus mod. y las demás regulaciones vigentes (conjuntamente, los “Colocadores”), según se determine en cada Suplemento de Precio. Los Colocadores asumirán la obligación de colocar las Obligaciones Negociables conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los Colocadores eventualmente adquirirán las Obligaciones Negociables.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para las Obligaciones Negociables como para una Serie específica de las mismas.

En la Argentina, las Obligaciones Negociables sólo podrán ser ofrecidas al público por la Sociedad, los Colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de la Argentina a ofrecer y vender obligaciones negociables directamente al público.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

La Ley de Mercado de Capitales junto con las Normas N.T. 2013 y sus mod., establecen normas generales sobre calificaciones aplicables a emisoras que procuran ofrecer títulos de deuda en la Argentina por oferta pública autorizada por la CNV. La Ley de Mercado de Capitales dispone que las emisoras podrán solicitar a las sociedades calificadoras que califiquen sus títulos, estén o no sujetos a las normas sobre oferta pública. Sin perjuicio de ello, la CNV podrá requerir la calificación de las Obligaciones Negociables, si lo considerara necesario en base a ciertas condiciones de la emisión.

Mercados

Se solicitará la autorización de listado y de negociación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA, a través de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL

Capital Social

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (un mil trescientas treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas.

Seguidamente se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tepetrol Internacional S.L.U., con domicilio en Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	A	2.928.275.448	66,0050%
	B	1.330.105.646	29,9813%
Tepetrol Internacional S.A., con domicilio en Luis Alberto Herrera 1248, WTC Torre 3, oficina 255, Montevideo 11300, República Oriental del Uruguay.	A	178.066.962	4,0137%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0000001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0000001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0000001 %

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2018.

Instrumento Constitutivo

Estatutos

Tepetrol fue constituida el 5 de Junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscrita en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de

abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L° 78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017; y N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018.

Administración

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo VIII, la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente. En caso de ausencia, impedimento o renuncia o licencia de un director, el Consejo de Vigilancia puede designar a un reemplazante, que durará en el cargo hasta la reincorporación del titular, el cese del impedimento o hasta la próxima Asamblea Ordinaria.

Asimismo, el estatuto de la Sociedad dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Sociedad está a cargo de un Director General, a quien reporta un equipo de diez funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio (al respecto ver el punto “Funcionarios Ejecutivos” del “*Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*”).

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente, el Director General de Operaciones, el Director General de Desarrollo de Negocios y el Director General de Áreas Corporativas, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Sociedad, son sometidas a aprobación del Directorio.

Contratos Importantes

En los últimos dos ejercicios no se han celebrado contratos importantes distintos de los originados en el curso ordinario de los negocios.

Controles de cambio

Con fecha 1 de septiembre de 2019 fue publicado el Decreto 609 en el Boletín Oficial que estableció, en principio, hasta el 31 de diciembre de 2019, que el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (según fuera modificada y/o complementada) por medio de la cual se dispusieron restricciones al acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior así como medidas que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en dichas medidas. Asimismo, el Decreto 609 establece que el BCRA establecerá los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa, con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

El artículo 4 del Decreto 609 sustituye el artículo 2 del Decreto N°596/2019 (el “Decreto 596”) que disponía que la postergación dispuesta en dicho decreto no alcanzaba a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo cuyos tenedores registrados al 31 de julio de 2019 en CVSA sean personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; por un nuevo artículo que aclara el alcance de tenencia directa e indirecta de las personas humanas, disponiendo que dicha postergación no alcanzará a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo en los casos en que las tenencias: (a) consten al 31 de julio de 2019 en sistemas de registro a través de entidades locales cuyas registraciones sean verificables por las autoridades competentes de contralor de la República Argentina, y (b) correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

Idéntico tratamiento tendrán los títulos suscriptos en la licitación del 13 de agosto de 2019 por personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la respectiva fecha de pago. También estarán incluidos en el tratamiento que les dispensa este artículo, los títulos representativos de deuda alcanzados por este decreto, cuyo titular sea una persona humana que los haya entregado en garantía de operaciones de mercado y los recupere manteniendo su titularidad a la fecha de pago, siempre y cuando la trazabilidad de su titularidad esté asegurada a criterio de la CNV.

Mediante el Decreto también se dispone que los tenedores de los títulos de la deuda pública referidos en el Decreto 596 mencionado, cuya fecha de vencimiento original se encuentre vencida, podrán darlos en pago, computándolos a su valor técnico calculado a la fecha de su vencimiento original, para la cancelación de las siguientes obligaciones de la seguridad social, vencidas y exigibles al 31 de julio de 2019: (1) Aportes y contribuciones con destino al Sistema Previsional Integrado Argentino, establecido por la Ley N°24.241, sus modificaciones y complementarias; (2) Aportes y contribuciones con destino al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, establecido por la Ley N°19.032 y sus modificaciones; (3) Contribuciones con destino al Régimen Nacional de Asignaciones Familiares, establecido por la Ley N°24.714 y sus modificaciones; y (4) Contribuciones con destino al Fondo Nacional de Empleo, instituido por la Ley N°24.013. Las obligaciones indicadas precedentemente con más sus intereses resarcitorios, punitivos

y multas, se calcularán hasta la fecha de cancelación mediante la dación en pago de los títulos indicados en el Decreto 596.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la nueva normativa del BCRA conforme la Comunicación “A” 6844, complementarias y modificatorias, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Cobro de Exportaciones.

El contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en los siguientes plazos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana:

- 15 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan a las posiciones arancelarias: 1001.19.00, 1001.99.00, 1003.90.10, 1003.90.80, 1005.90.10 (excepto el maíz pisingallo), 1007.90.00, 1201.90.00, 1208.10.00, 1507.10.00, 1507.90.19, 1517.90.90 (excepto aquellos que no contengan soja) y a las posiciones arancelarias: 2304.00.10 o 2304.00.90.
- 30 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan al capítulo 27 (excepto la posición 2716.00.00).
- 60 días corridos para las operaciones entre partes vinculadas que no correspondan a los bienes indicados en los puntos 1.1.1.1 y 1.1.1.2 y las exportaciones correspondientes a los capítulos 26 (excepto las posiciones 2601.11.00, 2603.00.90, 2607.00.00, 2608.00.10, 2613.90.90, 2616.10.00, 2616.90.00 y 2621.10.00) y 71 (excepto las posiciones 7106.91.00, 7108.12.10 y 7112.99.00).
- Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a bienes comprendidos en el punto 1.1.1.4 podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta aquel previsto en dicho punto cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a U\$50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 1.1.1. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 1.1.1.
- 180 días corridos para el resto de los bienes.
- 365 días corridos para las operaciones que se concreten en el marco del régimen “Exporta Simple”, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones.

Se admite la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones a:

- (i) Prefinanciaciones y financiaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y financiaciones ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos.
- (iii) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones.
- (iv) Financiaciones de entidades financieras a importadores del exterior.

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (iv) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios.

Los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los cinco días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Constitución de Activos Externos—Garantías y Operaciones de Derivados.

Se establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, para la constitución de activos externos y

para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados.

Se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

Al respecto, la Comunicación “A” 6814 aclara que se permite constituir garantías localmente para los contratos de endeudamiento financiero con el exterior contraídos tanto con anterioridad como con posterioridad al 31 de agosto de 2019; que, por el contrario, sólo se permite constituir garantías en el exterior para los contratos de endeudamiento financiero con el exterior contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019.

La Comunicación “A” 6815 dispone la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas humanas residentes para la constitución de activos externos ayuda familiar y para la operatoria de derivados cuando supere el equivalente de U\$S200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios y en el conjunto de los conceptos señalados precedentemente.

La operación deberá cursarse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de U\$S100 en el mes calendario y en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda

La Comunicación “A” 6804 establece como requisito de acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera en los términos arriba mencionados, que la persona humana no haya excedido en el mes calendario anterior el límite de U\$S200. A estos efectos, el BCRA informará periódicamente a las entidades autorizadas a operar en cambios el número de clave de identificación tributaria de las personas humanas que ya han alcanzado en ese mes calendario los límites previstos o que los hayan excedido en el mes calendario anterior. Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán dar acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera en el marco de las operaciones contempladas en el mencionado punto a quienes se encuentren incluidos en ese listado.

Toda solicitud de rectificación o actualización de la información incluida en el listado informado deberá ser cursada a la Superintendencia de Entidades Financieras y Cambiarias a través de una entidad autorizada a operar en cambios mediante una nota suscripta por el interesado, explicando los motivos por los cuales entiende que es inadecuada su inclusión. Junto con esa presentación deberá acompañar todos los elementos demostrativos de las circunstancias invocadas.

Se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes dentro de los límites mensuales establecidos en los párrafos precedentes, la presentación de una declaración jurada por parte del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio.

Por otro lado, se aclara que la conformidad previa para el acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas para la formación de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados, no alcanza a las entidades autorizadas a operar en cambios, cuyas tenencias en moneda extranjera se rigen por las normas específicas aplicables.

Asimismo, se aclara que el requisito de conformidad previa establecido para las personas jurídicas, gobiernos locales, universalidades, FCI, fideicomisos y para las personas humanas para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados, abarca a la totalidad de la operatoria de derivados (concepto A05): pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan de operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados.

Al respecto, la Comunicación “A” 6814 establece que se permite el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el relevamiento de activos y pasivos externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de fecha 12 de septiembre de 2019 y en virtud de lo establecido en el punto 1.10 de la Comunicación “A” 6780, a efectos de cursar toda operación de compra de valores negociables en dólares (especie D) por un monto de hasta U\$S200 por parte de personas humanas, los Agentes de Liquidación y Compensación deberán contar previamente con una declaración jurada del titular que manifieste que los fondos en dólares no provienen de una operación de MULC realizada en los últimos cinco días hábiles. Asimismo, las operaciones de compra de valores negociables en dólares (especie D) sólo podrán ser cursadas para ser liquidadas en el plazo de contado de 48 horas. Los valores negociables acreditados por dicha compra no podrán ser transferidos para cubrir la liquidación de una operación de venta en pesos hasta haber transcurrido.

La Comunicación “A” 6787 y las posteriores aclaraciones introducidas por la Comunicación “A” 6815 establece que está permitido el acceso al mercado de cambios de

las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que: (i). se trate de fondos provenientes de préstamos hipotecarios otorgados por entidades financieras locales. En el caso de que la operación de compra se concrete en el marco del Programa Procrear, también se podrán utilizar los fondos provenientes de subsidios de dicho Programa; (ii) en caso de existir codeudores, el acceso se registre en forma individual a nombre de cada persona humana por hasta el monto prorrateado que les corresponda; (iii) considerando el total de los codeudores el acceso se realiza por hasta el monto del préstamo o el equivalente a U\$S100.000, el monto que resulte menor; (iv). cada codeudor firme una declaración jurada en la cual se compromete a no adquirir activos externos por los conceptos enunciados en el punto 6 de la Comunicación “A” 6770, dentro de los límites que le resulten aplicables, por el tiempo que resulte necesario hasta completar el monto adquirido bajo el presente régimen; (v) el total de los fondos destinados a la compra, tanto en moneda local como en moneda extranjera sean depositados o transferidos simultáneamente a una cuenta en una entidad financiera a nombre del vendedor de la propiedad; y (vi) se considerará cumplido el requisito previsto en el punto (v) precedente para los pagos imputados a la compra que se demuestre que fueron realizados con anterioridad a la vigencia de esta disposición o que correspondan a pagos de hasta el equivalente a U\$S1.000 realizado en concepto de reserva de la propiedad.

La Comunicación “A” 6799 del Banco Central estableció que, con vigencia a partir del 1 de octubre de 2019, cuando las personas humanas adquieran títulos valores mediante liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a cinco días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias. Se aclara que 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.

Asimismo, se estableció 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 cinco días hábiles.

Por último, la mencionada norma aclaró que la transferencia de divisas de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior se puede efectuar sin restricciones, pero estableció que para transferir divisas al exterior para la formación de activos externos, el acceso de las personas humanas residentes al mercado de cambio, debe tener como destino cuentas bancarias de su titularidad en el exterior.

En relación a los retiros de efectivo en el exterior con tarjetas de débitos locales que se realicen a partir del 28 de octubre de 2019, la comunicación “A” 6815 dispone que sólo podrán ser efectuadas con débito en cuentas locales del cliente en moneda extranjera.

Por otro lado, establece que las agencias de cambio quedan alcanzadas por lo establecido en el punto 3.6. del texto ordenado de “Exterior y Cambios”; el punto 3.6 referido dispone respecto de las operaciones de cambio entre entidades financieras y/o casas de cambio locales que *“Estas operaciones deberán ser realizadas a través del SIOPEL. Cuando una*

o ambas partes no se encuentren habilitadas para operar en este sistema, se admitirán compras y ventas de cambio entre las entidades fuera del SIOPEL por un monto diario que no supere al equivalente de U\$S800.000 (dólares estadounidenses ochocientos mil), considerando la suma de ambos conceptos a nivel de cada entidad. Los movimientos en pesos resultantes de la liquidación de operaciones de compra-venta de cambio que se realicen entre las entidades deberán efectuarse obligatoriamente a través de cuentas abiertas en el BCRA o en entidades financieras locales.”

En relación a las ventas de cambio, la Comunicación “A” 6815 dispone que las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de dos días hábiles, la información sobre dichas ventas a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad que impliquen un acceso al mercado de cambio por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a U\$S2 millones, para cada uno de los tres días hábiles contados a partir del primer día informado.

No Residentes.

La comunicación “A” 6815 dispone que se establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera por montos superiores al equivalente a U\$S100 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

Se exceptúan del límite del párrafo precedente las operaciones de: (a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones, (c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones, y (d) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado

La Comunicación “A” 6776 aclara que las restricciones para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes establecidas por la Comunicación “A” 6770 solamente aplica para la compra de moneda extranjera.

Liquidación de Endeudamiento Con el Exterior - Obligación y requisitos para el acceso

Se establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1 de septiembre de 2019 y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

Se aclara que en el caso de las entidades autorizadas a operar en cambios, lo previsto en la Comunicación “A” 6770 acerca de la obligación de ingreso y liquidación en el mercado

local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior, se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición General de Cambios.

Prohibición del acceso para pago de deudas entre residentes – (excepciones).

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Para las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019 se podrá acceder a su vencimiento. Sin perjuicio de ello, con fecha 28 de noviembre el BCRA emitió la Comunicación “A”6838, mediante la cual permite el acceso al mercado local de cambios a emisores residentes para el pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) se encuentren suscriptas en su totalidad en moneda extranjera y (ii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión sean liquidados a través del mercado local de cambios.

Asimismo, establece que la liquidación de los fondos provenientes de la emisión no será condición para el posterior acceso al mercado local de cambios para el pago del capital y los intereses en los términos del apartado (ii) arriba en la medida que se cumplan las condiciones previstas en la Comunicación "A" 6814 del BCRA (es decir, que los fondos sean acreditados en cuentas en moneda extranjera en entidades financieras locales y sean simultáneamente aplicados a transacciones a las que las normas cambiarias otorgan acceso al MLC, y que todo ello resulte neutro en materia fiscal, entre otros).

Se aclara que la prohibición del acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, no alcanza a los pagos de los clientes 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.

Se podrá acceder al mercado de cambios 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 este punto y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

Pagos de utilidades y dividendos

El artículo 3.4 de la Comunicación 6844 permite el acceso al MLC para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

a) Montos máximos:

-El monto total de transferencias que se cursen en el MLC a partir del 17 de enero de 2020 en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del MLC a partir de dicha fecha.

-El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

b) Plazo mínimo:

-El acceso al MLC deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado.

c) Requisitos documentales:

-Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

-Al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

-De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el relevamiento de activos y pasivos externos por las operaciones involucradas

Conformidad previa para pre cancelar deudas financieras.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la pre-cancelación con más de tres días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior.

Al respecto, la Comunicación "A" 6814 establece que no se requerirá conformidad previa del BCRA, en la medida que se verifiquen la totalidad de las siguientes condiciones: (i) la pre-cancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir del 17 de octubre; (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se pre-cancela; (iii) el vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al próximo vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela; (iv) el monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del próximo servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

Conformidad previa para pre-cancelar deuda por importaciones.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la pre-cancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Conformidad previa para pagos de deudas por importación con empresas vinculadas del exterior hasta U\$S2 millones.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para pagos de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes con empresas vinculadas del exterior cuando supere el equivalente a U\$S2 millones mensuales por cliente residente.

Se aclara que se consideran “deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes” a todas aquellas pendientes al 31 de agosto de 2019, tanto aquéllas cuyo vencimiento hubiera operado con anterioridad a dicha fecha, como las que no tuvieran una fecha de vencimiento estipulada.

Conformidad previa para pagos de servicios con empresas vinculadas del exterior (con excepciones).

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para el pago de servicios con empresas vinculadas del exterior, excepto para las emisoras de tarjetas por los giros por turismo y viajes.

Asimismo se establece que están exceptuados del requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para el pago de servicios con empresas vinculadas del exterior, aquellos agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes y las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual.

La Comunicación “A” 6780 aclara que no se aplica el requisito de conformidad previa para dar curso a transferencias al exterior en concepto de pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior debe ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación.

Operaciones de canje y arbitraje.

Las operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes 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 con las normas de la presente.

Se aclara que: (i) la transferencia de divisas de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas propias en el exterior se puede efectuar sin restricciones; (ii) los canjes y arbitrajes que impliquen ingresos de divisas por operaciones no alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios pueden ser realizadas sin restricciones.

La Comunicación “A” 6780 aclara lo dispuesto en el punto 15 de la Comunicación “A” 6770 estableciendo que las operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad, 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.

Contado con liquidación.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

Boletos de compra y venta de Cambio.

Por cada operación de cambio, se debe realizar un boleto de compra o venta de cambio, según corresponda. En el boleto de cambio debe constar el carácter de declaración jurada del ordenante de la operación de cambio sobre todos los datos contenidos en el mismo, incluyendo el concepto de la operación y el cumplimiento de los límites y requisitos establecidos en la Comunicación “A” 6770. La entidad interviniente deberá constatar la razonabilidad de la operación y el cumplimiento de los límites.

En los boletos de compra y de venta de moneda extranjera, debe constar la firma del cliente que realiza la operación de cambio, quien debe presentar documento de identificación admitido para operar con entidades financieras de acuerdo.

En el caso de operaciones por canales electrónicos y/o firma electrónica o digital, se aplica el punto 3.1.2 del referido Texto Ordenado.

Requisitos previos para el acceso para pago de deudas financieras o comerciales y para pago anticipado de importaciones

En el caso de acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas financieras o comerciales con el exterior de acuerdo a las normas establecidas en la Comunicación “A” 6770 deberá demostrarse, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos. En el caso de pagos anticipados de importaciones, la Comunicación “A” 6815 establece que deberá presentarse la documentación respaldatoria, se deberá demostrar el registro de ingreso aduanero de los bienes dentro de los 90 días corridos desde su acceso al mercado de cambios en el caso de los pagos anticipados de importaciones a proveedores no vinculados con el importador y la conformidad previa del BCRA para los pagos anticipados de importaciones a proveedores vinculados con el importador.

Régimen Penal Cambiario.

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

Entidades Autorizadas.

Las distintas presentaciones que realicen los clientes por operaciones a cursar en el mercado de cambios deberán indefectiblemente cursarse a través de una entidad que esté autorizada a cursar el tipo de operación contenida en la consulta o pedido de conformidad.

Suspensión del Registro de Operadores de Cambio para el futuro.

Se resolvió suspender el “Registro de Operadores de Cambio” para Personas Jurídicas que soliciten la autorización a partir de la fecha.

Enajenación de activos por parte de residentes.

Se dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos deberán ingresarse y liquidarse en el mercado de cambios dentro de los cinco días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

La Comunicación “A” 6814 dispone que no resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- a) Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.
- b) El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que pueda ser aplicable a la operación.
- c) Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado local de cambios contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado.
- d) Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la pre-cancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se pre-cancela con la entidad local.
- e) La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se debe contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

La entidad interviniente deberá evaluar la razonabilidad y los requisitos normativos de la operatoria.

De esta manera se permite evitar la diferencia de tipos de cambios entre el egreso y el ingreso de divisas de operaciones que, normativamente tienen la obligación de ser liquidadas por un lado, y operaciones que tienen acceso al mercado de cambios para la compra de divisas, por el otro.

Régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683 y 26.734 (conjuntamente, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“PLA/FT”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el “CP”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, 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 sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

(i) Si el monto de la operación supera los \$300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:

(a) la persona realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza;

(b) la persona sea un funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requiriera habilitación especial.

(ii) quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descriptas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;

(iv) si el valor de los bienes no excediese la suma de \$300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis meses a tres años.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (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;
- (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 el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo

Asimismo, el artículo 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito 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:

- (i) Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de 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);
- (ii) Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- (iii) 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 del CP.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos a diez veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descriptas para el delito de lavado de activos.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como Sujetos Obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y las normas que la complementan, las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; Plataformas de Financiamiento Colectivo, Agentes Asesores Globales de Inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (v) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como Sujeto Obligado a aquellos Agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo–, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 731/2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los Sujetos Obligados tienen los siguientes deberes:

- (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés);

(ii) Realizar un procedimiento de Debida Diligencia de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y competencia de los Sujetos Obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el Sujeto Obligado, así como cualquier operación 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 estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo. Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el Banco Central de la República Argentina (el “BCRA”)¹ como la CNV² son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los Sujetos Obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los Sujetos Obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 30/17 y 21/2018, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas (cuyos Textos Ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18³, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un Enfoque Basado en Riesgos (“EBR”), en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el “GAFI”) en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los Sujetos Obligados deberán

¹ Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 97/2018.

² Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 155/2018.

³ Disponible aquí: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=307435>

identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean Sujetos Obligados ante la UIF.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

Régimen de Sinceramiento Fiscal

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16 (conjuntamente el “Régimen de Sinceramiento Fiscal”) establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que concurren indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Hacienda (www.minhacienda.gob.ar), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.cnv.gov.ar) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

Carga tributaria

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Cabe destacar que el 29 de

diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la “**Ley de Reforma Tributaria**”), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 que reglamentan la Ley de Reforma Tributaria con respecto al Impuesto a las Ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Asimismo, el 06 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 09 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Finalmente, cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 (la “**Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, mediante el cual se reglamentan algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos. Al respecto destacamos que, sin perjuicio de que se ha dictado el Decreto N° 99/2019, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las recientes modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina.

Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

Impuesto a las Ganancias

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

En virtud de las modificaciones introducidas por la Ley de Reforma Tributaria y por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, la ganancia neta de fuente argentina derivada de resultados en concepto de los intereses de las obligaciones negociables y los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, conversión u otra forma de disposición 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. Así, las ganancias obtenidas durante dicho período en concepto de intereses o rendimientos y/o las ganancias de capital por la venta de obligaciones negociables realizadas por esos sujetos 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). Conforme el artículo 100 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada durante dicho período por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. 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 ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley de Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

La Resolución General (AFIP) N° 4190-E/2018 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) N° 830/2000 en relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, la Ley de Reforma Tributaria creó reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las Obligaciones Negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los quebrantos y ganancias derivados de dichas inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias con ganancias o pérdidas generadas en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV

de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Si la enajenación de las Obligaciones Negociables arrojara un quebranto, éste no resultará computable en la medida que el contribuyente adquiera dentro de las 72 horas previas o posteriores un valor de naturaleza sustancialmente similar, debiendo adicionarse el referido quebranto al costo de adquisición de éste último.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

Por su parte, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en su Artículo 47 dispone la posibilidad de optar por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General N°4394/2019 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual debe presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, Ley N° 21.526 (la “**Ley de Entidades Financieras**”), 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°4395/2019 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 cuente 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 a la Resolución General (AFIP) N° 4298/2018, 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.

Señalamos que el Artículo 32 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva deroga a partir del período fiscal 2020, los Artículos 95 y 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecen para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, a través del Artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se reestablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas

por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley 27.430, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas.

Además, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley) que se espera sean tratadas por el correspondiente decreto reglamentario. Se espera que dicha reglamentación sea publicada a la brevedad.

b) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital 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 N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante- beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra

clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. La Ley de Reforma Tributaria, que fuera promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día viernes 29 de diciembre de 2017, introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. Entre tales cambios 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 o bien al momento en que se produzcan ciertos indicios que den lugar a la aplicación de la figura de “dividendos fictos”. Sin embargo, destacamos que en virtud del Artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley de Reforma Tributaria hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30 % y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las Entidades Argentinas.

La Ley de Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

c) Beneficiarios del Exterior

Por último, la Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 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 y (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26

inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “Requisitos y Condiciones de Exención”):

- (i) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados.
- (iii) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley de Entidades Financieras, los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (ii). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los Requisitos y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni la del artículo 106 de la Ley 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 ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 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 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, 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 cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación 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. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley de Entidades Financieras.

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 o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General AFIP 4227 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el Artículo 252 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones que se espera sean emitidas a la brevedad.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas físicas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en Argentina y en el exterior, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales situados en el país y en el exterior (el “IBP”) (tales como las Obligaciones Negociables) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año. De igual modo, con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan IBP por sus bienes situados

en Argentina. Se considera que las obligaciones negociables están situadas en el país cuando el domicilio del emisor esté ubicado en Argentina. Sin embargo, destacamos que con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se registrarán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el Artículo 119 y siguiente de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

De conformidad con el Artículo 28 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con efectos a partir del período fiscal 2019, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas físicas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no incluidos en el artículo agregado a continuación del Artículo 25 de la Ley de IBP cuyo valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.2.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a Ps.18.000.000,00) se registrarán de acuerdo a 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	0,50 %	0
3.000.001	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.001	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.001	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

Además, se delega en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior	El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
---	---

Más de \$	a \$	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.000	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.000	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.000	En adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a las alícuotas de: (i) para el año 2017, 0,50%; (ii) para el año 2018, 0,25%, en ambos casos sobre el valor de los bienes sujetos al impuesto; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a \$.255,75. Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50 % (conforme el Artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva).

El impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieren devengado. En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina o con aplicación para los períodos fiscales 2019 y siguientes, de las personas físicas o sucesiones indivisas no residentes en la Argentina, técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del artículo 26 (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades

extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el periodo fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/96 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas 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 General (AFIP) N° 2151/2006 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

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

El Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (el “IGMP”) grava la titularidad de ciertos activos cuyo valor supere los \$200.000 al momento del cierre de su ejercicio. Cuando existan activos en el exterior, dicha suma se incrementará en el importe que resulte de aplicarle a la misma el porcentaje que represente el activo gravado del exterior respecto del activo gravado total.

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el “ICD”) aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2% y una reducida del 0,075%.

De acuerdo con el Decreto N°380/2001 (con sus modificatorias y complementarias), las siguientes operaciones se considerarán gravadas bajo la Ley N°25.413: (i) ciertas operaciones realizadas por entidades financieras en las que no se utilicen cuentas abiertas; y (ii) todo movimiento o entrega de fondos, aun cuando fueran realizados en efectivo, que cualquier persona, incluyendo entidades reguladas por la Ley de Entidades Financieras, realice a su nombre o a nombre de un tercero, cualesquiera sean los medios empleados para

su formalización. La Resolución General N° 2111/2006 de la AFIP establece que movimiento o entrega de fondos son aquellos efectuados mediante sistemas de pago organizados para reemplazar el uso de cuentas bancarias, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2008) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6%, el 33% del impuesto determinado y percibido sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito como impuesto o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a 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.

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. (Para más información ver artículo 10, inciso (s) del anexo del Decreto N°380/2001)

Además, el artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General (AFIP) N°3900/2016.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de

billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, 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 resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones. Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de Diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal” y/o el “Consenso”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

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. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. Respecto del impuesto sobre los ingresos brutos en dicho acuerdo se estableció que la citada suspensión, operará exclusivamente respecto de las exenciones y/o escalas de alícuotas contempladas para el período 2020, resultando, por lo tanto, exigibles a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, aquellas previstas para los ejercicios fiscales 2018 y 2019.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 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 función de su caso concreto.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Provincia de Santa Fe, Buenos Aires, Provincia de Corrientes, Provincia de Córdoba, Provincia de Tucumán, Provincia de Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

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. Deberá corroborarse en cada caso la efectiva implementación de estas disposiciones según la jurisdicción de que se trate. Sin perjuicio de ello, cabe reiterar que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos es un tributo local, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el artículo 491 inciso 54 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos.

Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de

las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el artículo 491 inciso 50 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N° 26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos valores negociables. Esta exención ampara los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

En la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297 inciso 45 del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a la constitución de cualquier garantía, real o personal, a favor de los inversores o terceros garantes de la emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, si en un 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 las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la citada provincia establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N°23.576 y con la Ley N°23.962. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, 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.

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires, se establecen exenciones para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al Impuesto de Sellos.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. No obstante, dicho cronograma fue prorrogado por el plazo de un año calendario conforme al Consenso Fiscal firmado en 2018 por parte de Nación y las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Lo anterior se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB") (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
3. 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
4. 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.

5. En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2020 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$322.800, monto que se eleva a \$1.344.000, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

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.

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 consideran 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 el Impuesto a las Ganancias sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado sobre el receptor local, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.

(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.

Conforme el artículo 82 de la Ley 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 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias 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 tal sentido, el artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Bosnia y Herzegovina, 2. Brecqhou, 3. Burkina Faso, 4. Estado de Eritrea, 5. Estado de la Ciudad del Vaticano, 6. Estado de Libia, 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea, 8. Estado Plurinacional de Bolivia, 9. Isla Ascensión, 10. Isla de Sark, 11. Isla Santa Elena, 12. Islas Salomón, 13. Los Estados Federados de Micronesia, 14. Mongolia, 15. Montenegro, 16. Reino de Bután, 17. Reino de Camboya, 18. Reino de Lesoto, 19. Reino de Suazilandia, 20. Reino de Tailandia, 21. Reino de Tonga, 22. Reino Hachemita de Jordania, 23. República Kirguisa, 24. República Árabe de Egipto, 25. República Árabe Siria, 26. República Argelina Democrática y Popular, 27. República Centroafricana, 28. República Cooperativa de Guyana, 29. República de Angola, 30. República de Bielorrusia, 31. República de Botsuana, 32. República de Burundi, 33. República de Cabo Verde, 34. República de Costa de Marfil, 35. República de Cuba, 36. República de Filipinas, 37. República de Fiyi, 38. República de Gambia, 39. República de Guinea, 40. República de Guinea Ecuatorial, 41. República de Guinea-Bisáu, 42. República de Haití, 43. República de Honduras, 44. República de Irak, 45. República de Kenia, 46. República de Kiribati, 47. República de la Unión de Myanmar, 48. República de Liberia, 49. República de Madagascar, 50. República de Malawi, 51. República de Maldivas, 52. República de Malí, 53. República de Mozambique, 54. República de Namibia, 55. República de Nicaragua, 56. República de Palaos, 57. República de Ruanda, 58. República de Sierra Leona, 59. República de Sudán del Sur, 60. República de Surinam, 61. República de Tayikistán, 62. República de Trinidad y Tobago, 63. República de Uzbekistán, 64. República de Yemen, 65. República de Yibuti, 66. República de Zambia, 67. República de Zimbabue, 68. República del Chad, 69. República del Níger, 70. República del Paraguay, 71. República del Sudán, 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe, 73. República Democrática de Timor Oriental, 74.

República del Congo, 75. República Democrática del Congo, 76. República Democrática Federal de Etiopía, 77. República Democrática Popular Lao, 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka, 79. República Federal de Somalia, 80. República Federal Democrática de Nepal, 81. República Gabonesa, 82. República Islámica de Afganistán, 83. República Islámica de Irán, 84. República Islámica de Mauritania, 85. República Popular de Bangladés, 86. República Popular de Benín, 87. República Popular Democrática de Corea, 88. República Socialista de Vietnam, 89. República Togolesa, 90. República Unida de Tanzania, 91. Sultanato de Omán, 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno, 93. Tristán da Cunha, y 94. Tuvalu, 95. Unión de las Comoras.

Además dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

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 empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%). El artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Convenios para Evitar la Doble Imposición

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza y Emiratos Árabes Unidos). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Qatar, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

XVII. ESTADOS FINANCIEROS

Los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018, comparativo con el 31 de diciembre de 2017, los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2017, comparativo con el 31 de diciembre de 2016, y para los ejercicios finalizados en esas fechas han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., auditores externos.

Asimismo, se incluye información sobre los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2019, comparativo con el período finalizado al 30 de septiembre de 2018.

Los Estados Financieros de la Emisora están disponibles en el sitio web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en “Información Financiera”.

**EMISORA
TECPETROL S.A.**

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16°
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

**ASESORES LEGALES
FINMA S.A.I.F.**

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16°
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

**AUDITORES
Price Waterhouse & Co. S.R.L.**

Bouchard 557 – Piso 8°
(C1106ABG) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina