



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 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 "**Suplementos**") 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 Sociedad 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 Sociedad y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a las Obligaciones Negociables, conforme las normas vigentes.

La Compañía podrá ofrecer las Obligaciones Negociables en forma directa o a través de colocadores y agentes que la Compañía 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 Compañía podrá designar uno o más agentes colocadores o intermediarios autorizados para efectuar la distribución de las Obligaciones Negociables.

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 OPTÉ 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 Compañía 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") como continuador del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. (el "Merval") a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA"), en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA, como continuador del Merval, a la BCBA, 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.**

La fecha de este Prospecto es 13 de noviembre de 2017

## I. 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 Sociedad, 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 Compañía, 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 Compañía 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 Compañía 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 Compañía 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 NEGOCIE 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 Sociedad 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 Sociedad 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.

## II. 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.

### **Presentación de información contable**

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las normas contables argentinas contenidas en las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, aprobadas por el Consejo profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, excepto por las Resoluciones Técnicas N° 26 y 29 que adoptan las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) (en adelante “Norma Argentina”).

Asimismo, la Compañía ha preparado estados financieros especiales intermedios condensados al 30 de junio de 2017, los cuales fueron elaborados conforme a la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 “Información Financiera Intermedia” emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), con el propósito de ser utilizados para su presentación como estados financieros de ingreso al Régimen de Oferta Pública de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), de conformidad con el artículo 6° Sección I – Capítulo V – Título II de las Normas N.T. 2013 y sus mod.. La fecha de transición a las NIIF para la Sociedad, conforme a lo establecido en la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, es el 1 de enero de 2016.

### **Ciertos términos definidos**

En este Prospecto, los términos “\$” o “pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “US\$” 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 al Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, 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](http://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 Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, el término “Ministerio de Economía” se refiere al antiguo Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, 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 Compañía 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 Hacienda, el Banco Nación, el Ministerio de Energía y Minería y el Ente Nacional Regulador del Gas. Si bien la Compañía 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 Compañía considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, la Compañía 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 Compañía ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16° (C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web ([www.tecpetrol.com](http://www.tecpetrol.com)) y en la página web de la CNV [www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.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](http://www.mae.com.ar) y en el caso de BYMA: [www.bolsar.com.ar](http://www.bolsar.com.ar)).

### **Redondeo**

La Compañía 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.

### III. CONTENIDO

Capítulo	Contenido	página
I.	NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	2
II.	INFORMACIÓN RELEVANTE	6
III.	CONTENIDO	8
IV.	DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	9
V.	DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	11
VI.	DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	20
VII.	INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA	25
VIII.	FACTORES DE RIESGO	36
IX.	INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	66
X.	RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA EMISORA	111
XI.	MARCO REGULATORIO	126
XII.	DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS	142
XIII.	ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	148
XIV.	INFORMACIÓN CONTABLE	151
XV.	TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	153
XVI.	DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	160
XVII.	INFORMACIÓN ADICIONAL	162
XVIII.	ESTADOS FINANCIEROS	188

#### 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 Compañía; (ii) planes, objetivos o metas respecto de las operaciones de la Compañía; 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 Compañía 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 “*Marco Regulatorio – Mercado del Gas Natural*”);
- 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 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;
- controles de cambio;
- la capacidad de la Compañía 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 Compañía, y
- otros riesgos que puedan afectar la situación patrimonial, liquidez o resultados de las operaciones de la Compañía, incluyendo los que se detallan en “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 “*Factores de Riesgo*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” para un análisis más detallado de los factores que pueden afectar el desempeño futuro de la Compañía 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 Compañía 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 Compañía, y no es posible predecir todos estos factores ni evaluar su impacto sobre los negocios de la Compañía 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 Compañía 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 Compañía o a personas actuando en su nombre se encuentran expresamente condicionadas en su totalidad por esta advertencia.

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

### Directores y gerencia de primera línea administradores titulares y suplentes, y gerentes

#### Directorio

En el “*Capítulo XII. DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS*” se detallan las previsiones estatutarias que regulan la composición y funcionamiento del Directorio de la Sociedad, así como la normativa legal aplicable.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Directorio de la Sociedad, 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 Sociedad.

APELLIDO	NOMBRE	TIPO	NÚMERO	CUI/CUIL	CARGO	FECHA DESIGNACIÓN	VIGENCIA
ORMACHEA	CARLOS ARTURO	DNI.	8.365.456	20083654563	Presidente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MARIN	HORACIO DANIEL	DNI.	16.260.926	20162609263	Vicepresidente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MONDOLO	ALICIA LUCÍA	DNI.	12.824.388	27128243882	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MATA	JUAN JOSÉ	DNI.	16.090.419	20160904195	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MARKOUS	RICARDO MIGUEL	DNI.	11.960.136	20119601364	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
PAPPIER	CARLOS GUILLERMO	DNI.	14.463.464	20144634641	Director Suplente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
PERCZYK	JORGE	DNI.	16.131.200	20161312003	Director Suplente.	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)

MARTINEZ MOSQUERA	MARCELO GERMAN	DNI.	10.155.432	20101554326	Director Suplente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
SOLER	RICARDO JUAN PEDRO	DNI.	8.482.546	20084825469	Consej. de Vig.	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
HIRSCHLER	CLAUDIO RENATO	DNI.	7.595.988	20075959886	Consej. de Vig	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
STAMPALIA	PABLO RODOLFO	DNI.	14.010.943	20140109437	Consej. de Vig	19/06/17 (*)	31.12.17 (*)

(\*)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).

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

Directores titulares:

<b>Nombre y cargo</b>	<b>Antecedentes profesionales y otros cargos</b>	<b>Fecha de nacimiento</b>
-----------------------	--	----------------------------

Presidente:

Carlos Arturo Ormachea	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 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	27/12/1950
------------------------	--	------------

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., de Presidente de Dapetrol 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 Markous	Miguel	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 2° 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

03/04/1963

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 Dapetrol S.A., Director Titular en Energy Consulting Services S.A., Director Titular en Consorcio Shushufindi, Director Titular en Pardaliseservices 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 ARHSA S.A., Director Suplente en Transportador de Gas del Norte S.A., Director Suplente en Tecpetrol Colombia S.A.S, Síndico Titular en Transportadora de Gas del Mercosur S.A.

Alicia Lucía Mónico

25/10/1958

Contadora Pública graduada en la Universidad Nacional de La Plata.

Ha desempeñado diversos cargos en la Organización Techint. Actualmente ocupa el cargo de Presidente de los Directorios de Tecpetrol Internacional S.L.U., Tecpetrol Servicios S.L.U., Santa María S.A.I.F., Santma Inversora S.A., Finma S.A.I.F., ARHSA S.A.Techint Investments S.A. y de Suizum S.L.U.; de Directora Titular en Tecpetrol International S.A., y Directora Suplente en Siderar S.A.I.C y en Tecpecuador S.A.

Directores suplentes:

Marcelo Germán Ingeniero graduado en la 26/10/1951  
Martínez Mosquera 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 S.A., y Director titular de Transportadora Gas del MERCOSUR y de Transportadora Gas del Norte S.A.

Carlos Guillermo Contador público graduado en la 29/03/1961  
Pappier 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..

Jorge Perczyk

Ingeniero Industrial graduado en la 02/01/1963  
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 Dapetrol S.A, Tecpetrol de Bolivia S.A., y de Tecpower S.A..

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

### **Consejo de Vigilancia**

Los Estatutos Sociales de la Sociedad 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 Sociedad se realicen conforme a la ley aplicable.

A continuación se incluye un esbozo biográfico de los miembros del Consejo de Vigilancia.

Miembros titulares:

<b>Nombre</b>	<b>Antecedentes profesionales y otros cargos</b>	<b>Fecha de nacimiento</b>
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      18/03/1947  
 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).

Pablo Rodolfo Stampalia      Ingeniero Industrial graduado en la      12/08/1960  
 Universidad Buenos Aires. Posee un  
 Posgrado en Desarrollo Directivo en  
 IAE.

Los integrantes del Consejo de Vigilancia de la Sociedad 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 Sociedad son los siguientes:

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>N° de CUIT/CUIL</b>
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
Carlos Macellari.....	Director de Exploración y Desarrollo	20107253166
Juan José Mata.....	Director de Administración y Finanzas	20160904195
Pablo Ledesma.....	Director de Recursos Humanos	20231264990

A continuación se agrega una breve síntesis biográfica de los principales funcionarios ejecutivos de la Sociedad 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.

*Carlos Macellari:* Nacido el 16 de abril de 1953. Licenciado en Geología de la Universidad Nacional de la Plata. Posee un Master y un Doctorado por The Ohio State University. 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 Titular en Americas Petrogas Argentina 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.

### **Asesores legales y auditores externos**

El asesor legal de la Sociedad, 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 fiscales ha sido la firma PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L., siendo los profesionales a cargo de la auditoría (i) la Dra. Carolina García Zúñiga (DNI N° 22.500.258) respecto de los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2014 y 2015, y (ii) el Dr. Daniel A. López Lado (DNI N° 14.800.999) respecto del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016, ambos matriculados por ante el C.P.C.E.C.A.B.A. A la fecha del presente Prospecto, el auditor titular es el Dr. Alejandro Rosa (DNI N° 24.608.134) y los auditores suplentes son el Dr. Ezequiel Mirazón (DNI N° 21.475.522) y el Dr. Reinaldo Sergio Cravero (DNI 25.061.783), pertenecientes a la firma auditora antes mencionada y también todos ellos debidamente matriculados por ante el C.P.C.E.C.A.B.A. La misma tiene domicilio en Bouchard 557, Ciudad de Buenos Aires. El auditor externo se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma 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 Sociedad 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](mailto:emiliano.leon@tecpetrol.com).

## VI. 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 “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.*

<b>Emisora</b>	Tecpetrol S.A.
<b>Agentes Colocadores</b>	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.
<b>Descripción</b>	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).
<b>Monto máximo</b>	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.
<b>Monedas</b>	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.
<b>Precio de emisión</b>	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.
<b>Clases y series</b>	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** de 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.

<b>Denominaciones</b>	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
<b>Compromisos</b>	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
<b>Rescate a opción de la Sociedad y/o de los tenedores</b>	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.
<b>Rescate por razones impositivas</b>	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.
<b>Eventos de incumplimiento</b>	En los Suplementos correspondientes se incluirá un detalle de los eventos de incumplimiento.
<b>Rango</b>	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.

## VII. INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

### **Información Financiera y Operativa**

Las siguientes tablas presentan la información financiera y de otra índole seleccionada de la Compañía a los y para cada uno de los períodos / ejercicios indicados. La siguiente información debe leerse junto con los Estados Financieros de la Compañía, incluyendo sus notas, así como con las secciones “*Información clave sobre la emisora*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*”.

Los datos seleccionados del estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, y los datos del estado de resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, han sido extraídos de los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados de la Compañía, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con Norma Argentina. Los Estados Financieros Auditados de la Compañía han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

Los datos seleccionados del estado de situación financiera especial intermedio condensado al 30 de junio de 2017, y los datos del estado de resultados especial intermedio condensado y estado de resultados integrales especial intermedio condensado para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2017, han sido extraídos de los Estados Financieros Especiales Intermedio Consolidados Condensados Auditados de la Compañía, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con las NIIF. Los Estados Financieros Auditados de la Compañía han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

La fecha de transición a las NIIF para la Sociedad, conforme a lo establecido en la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, es el 1 de enero de 2016.

## Resumen de información financiera y de otra índole consolidada de la Compañía conforme a Norma Argentina

La siguiente información sobre los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 y por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 ha sido preparada de acuerdo con las normas contables argentinas a dicha fecha (“Norma Argentina”).

### Estado de resultados bajo Norma Argentina (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ingresos por explotación	3.776.688	2.884.458	3.443.396
Derechos y otros gastos de exportación	(12.103)	(3.846)	(391.639)
Costos de explotación	(2.967.264)	(2.315.368)	(1.986.752)
<b>Resultado bruto</b>	<b>797.322</b>	<b>565.243</b>	<b>1.065.005</b>
Resultado por valuación de bienes de cambio al valor neto de realización	81.801	64.149	51.068
Gastos de comercialización	(193.919)	(93.786)	(88.562)
Gastos de administración	(593.312)	(420.841)	(463.602)
Costos de exploración	(57.575)	(23.286)	(24.999)
Otros impuestos	(81.107)	(64.483)	(51.386)
Otros ingresos y egresos, netos	9.646	23.804	101.200
<b>Resultado operativo</b>	<b>(37.145)</b>	<b>50.801</b>	<b>588.722</b>
Resultado de inversiones en sociedades con influencia significativa	(1.396)	188.351	(105.954)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(738.710)	(670.497)	(257.788)
<b>(Pérdida) / Ganancia antes de impuestos</b>	<b>(777.252)</b>	<b>(431.346)</b>	<b>224.980</b>
Impuesto a las ganancias	223.757	239.453	(116.611)
Participación de terceros en sociedades controladas	3.038	(668)	(361)
<b>(Pérdida) / Ganancia del ejercicio</b>	<b>(550.457)</b>	<b>(192.561)</b>	<b>108.007</b>

## Estado de situación patrimonial bajo Norma Argentina (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Caja y bancos	29.654	42.497	92.361
Otras inversiones	188.991	153.643	61.924
Créditos por ventas	632.122	282.331	319.230
Otros créditos	825.610	832.964	225.489
Bienes de cambio	235.953	171.279	150.278
<b>Total del activo corriente</b>	<b>1.912.331</b>	<b>1.482.714</b>	<b>849.281</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Otros créditos	697.691	516.963	215.193
Impuesto diferido	142.407	278.368	246.907
Inversiones	10.837	10.560	16.120
Bienes de uso	9.718.353	6.628.097	3.360.667
Otros activos	327.635	262.839	290.173
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>10.896.923</b>	<b>7.696.827</b>	<b>4.129.060</b>
<b>Total del activo</b>	<b>12.809.253</b>	<b>9.179.541</b>	<b>4.978.342</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
Deudas			
Deudas comerciales	1.160.447	697.701	847.809
Deudas financieras	3.464.918	1.342.152	564.798
Deudas sociales y fiscales	142.539	124.089	189.885
Otras deudas	2.474	3.659	264.393
Total de deudas	4.770.379	2.167.601	1.866.885
Previsiones	4.980	6.111	22.721
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>4.775.359</b>	<b>2.173.712</b>	<b>1.889.605</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Deudas			
Deudas financieras	5.102.686	4.686.006	1.976.816
Deudas sociales y fiscales	359.449	286.519	227.898
Otras deudas	1.111.590	680.023	406.018
Total de deudas	6.573.725	5.652.549	2.610.732
Previsiones	41.283	39.922	35.874
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>6.615.007</b>	<b>5.692.470</b>	<b>2.646.606</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>11.390.366</b>	<b>7.866.183</b>	<b>4.536.211</b>
<b>PARTICIPACION DE TERCEROS EN SOCIEDADES CONTROLADAS</b>	(2.000)	1.278	1.304
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
<b>Total del Patrimonio Neto</b>	<b>1.420.887</b>	<b>1.312.081</b>	<b>440.826</b>
<b>Total del pasivo más patrimonio neto</b>	<b>12.809.253</b>	<b>9.179.541</b>	<b>4.978.342</b>

## Indicadores

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014. Dichos indicadores han sido calculados con datos extraídos de los estados financieros auditados que se mencionan en el presente Prospecto, y deben ser leídos junto con dichos estados financieros.

	Al 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Solvencia (i)	12,47%	16,68%	9,72%
Liquidez (ii)	40,05%	68,21%	44,94%
Inmovilización del capital (iii)	85,07%	83,85%	82,94%
Rentabilidad (iv)	-40,28%	-21,97%	22,52%

(i) Solvencia: Patrimonio neto / 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

## Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, incluyendo su deuda de corto y largo plazo y patrimonio neto. Este cuadro debe leerse junto con “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” en este Prospecto, así como con los Estados Financieros Auditados incluidos en otra sección de este Prospecto.

### Norma Argentina (expresado en miles de pesos)

	Al 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Endeudamiento de corto plazo (i)	3.464.918	1.342.152	564.798
Endeudamiento de largo plazo (i)	5.102.686	4.686.006	1.976.816
<b>Total de endeudamiento (i) (ii)</b>	<b>8.567.604</b>	<b>6.028.158</b>	<b>2.541.614</b>
Total del patrimonio	1.420.887	1.312.081	440.826
<b>Capitalización total (iii)</b>	<b>9.988.491</b>	<b>7.340.239</b>	<b>2.982.440</b>

(i) La Compañía 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.

(ii) El endeudamiento de la Compañía no está garantizado.

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

## Resumen de información financiera y de otra índole consolidada de la Compañía de acuerdo a NIIF

La siguiente información sobre los Estados Financieros Consolidados Trimestrales Auditados al 30 de junio de 2017 y por el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2017 ha sido preparada de acuerdo con las normas internacionales de información financiera a dicha fecha (“NIIF”).

### Estado de resultados bajo NIIF (expresado en miles de pesos)

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2017
<b>Operaciones continuas</b>	
Ingresos por ventas netos	1.999.898
Costos operativos	(2.116.112)
<b>Pérdida bruta</b>	<b>(116.214)</b>
Gastos de comercialización	(91.771)
Gastos de administración	(369.164)
Costos de exploración	(608)
Otros ingresos operativos	17.714
Otros egresos operativos	(1.253)
<b>Pérdida operativa</b>	<b>(561.296)</b>
Ingresos financieros	10.505
Costos financieros	(121.920)
Otros resultados financieros netos	(42.622)
<b>Pérdida antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias</b>	<b>(715.334)</b>
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	(4)
<b>Pérdida antes del impuesto a las ganancias</b>	<b>(715.338)</b>
Impuesto a las ganancias	141.821
<b>Pérdida del período de operaciones continuas</b>	<b>(573.516)</b>
 <b>Operaciones discontinuas</b>	
Pérdida del período de operaciones discontinuas	(164.172)
<b>Pérdida del período</b>	<b>(737.688)</b>
 <b>Resultado atribuible a:</b>	
Accionistas de la Sociedad	(734.156)
Participación no controlante	(3.533)

## Estado de resultados integrales bajo NIIF (expresado en miles de pesos)

	<b>Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2017</b>
<b>Pérdida del período</b>	<b>(737.688)</b>
<b>Otros resultados integrales:</b>	
<i>Items que pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>	
<b>Operaciones continuas</b>	
Efecto de conversión monetaria	(6)
Variación en el valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	6.118
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	(167)
<b>Operaciones discontinuas</b>	
Efecto de conversión monetaria	121.215
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>	
<b>Operaciones continuas</b>	
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	135.069
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	1.382
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	(484)
<b>Total de otros resultados integrales del período</b>	<b>263.127</b>
<b>Total de resultados integrales del período</b>	<b>(474.561)</b>
<b>Resultados integrales atribuibles a:</b>	
Accionistas de la Sociedad	(473.545)
Participación no controlante	(1.017)
	<b>(474.561)</b>
<b>Resultados integrales atribuibles a los accionistas de la Sociedad</b>	
Operaciones continuas	(312.563)
Operaciones discontinuas	(160.982)
	<b>(473.545)</b>

## Estado de situación financiera bajo NIIF (expresado en miles de pesos)

	<b>Al 30 de junio de 2017</b>
<b>ACTIVO</b>	
<b>Activo no corriente</b>	
Propiedades, planta y equipos. Activos de exploración, evaluación y desarrollo	6.498.905
Inversiones a valor patrimonial proporcional	1.288
Activos financieros disponibles para la venta	235.627
Activo por impuesto diferido	261.011
Otros créditos y anticipos	92.470
Crédito por impuesto a las ganancias	75.533
<b>Total del Activo no corriente</b>	<b>7.164.834</b>
<b>Activo corriente</b>	
Inventarios	221.855
Otros créditos y anticipos	499.711
Crédito por impuesto a las ganancias	3.834
Créditos por ventas	409.521
Efectivo y equivalentes de efectivo	272.989
<b>Total del Activo corriente</b>	<b>1.407.910</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>8.572.744</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	
<b>Patrimonio Neto</b>	
Capital social	3.800.000
Contribuciones de capital	897.941
Reserva especial	435.751
Otras reservas	534.218
Resultados no asignados	(1.399.395)
<b>Total del Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad</b>	<b>4.268.515</b>
Participación no controlante	50
<b>Total del Patrimonio Neto</b>	<b>4.268.565</b>
<b>Pasivo no corriente</b>	
Deudas bancarias y financieras	132.195
Planes de beneficio por retiro y otros	339.997
Previsiones	1.211.610
Deudas comerciales y otras deudas	242
<b>Total del Pasivo no corriente</b>	<b>1.684.044</b>
<b>Pasivo corriente</b>	
Deudas bancarias y financieras	374.230
Previsiones	45.343
Deudas comerciales y otras deudas	2.200.561
<b>Total del Pasivo corriente</b>	<b>2.620.135</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>4.304.178</b>
<b>Total del Patrimonio Neto y del Pasivo</b>	<b>8.572.744</b>

## Efectos de aplicación de las normas NIIF.

A continuación se expone el Estado de Situación Financiera bajo NIIF al 31 de diciembre de 2016 utilizado a efectos de la conciliación entre el patrimonio neto determinado de acuerdo con Norma Argentina y el determinado de acuerdo con las NIIF (expresado en miles de pesos):

	<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>
<b>ACTIVO</b>	
<b>Activo no corriente</b>	
Propiedades, planta y equipos. Activos de exploración, evaluación y desarrollo	9.507.575
Inversiones a valor patrimonial proporcional	1.190
Activos financieros disponibles para la venta	219.043
Activo por impuesto diferido	104.832
Otros créditos y anticipos	570.726
Crédito por impuesto a las ganancias	32.733
<b>Total del Activo no corriente</b>	<b>10.436.099</b>
<b>Activo corriente</b>	
Inventarios	271.129
Otros créditos y anticipos	788.585
Crédito por impuesto a las ganancias	22.290
Créditos por ventas	632.295
Efectivo y equivalentes de efectivo	218.641
<b>Total del Activo corriente</b>	<b>1.932.941</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>12.369.040</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	
<b>Patrimonio Neto</b>	
Capital social	1.024.000
Contribuciones de capital	-
Reserva especial	435.751
Otras reservas	273.607
Resultados no asignados	(665.239)
<b>Total del Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad</b>	<b>1.068.119</b>
Participación no controlante	(15.729)
<b>Total del Patrimonio Neto</b>	<b>1.052.390</b>
<b>Pasivo no corriente</b>	
Deudas bancarias y financieras	5.102.686
Planes de beneficio por retiro y otros	304.040
Previsiones	1.103.837
Deudas comerciales y otras deudas	825
<b>Total del Pasivo no corriente</b>	<b>6.511.388</b>
<b>Pasivo corriente</b>	
Deudas bancarias y financieras	3.464.918
Previsiones	43.057
Deudas comerciales y otras deudas	1.297.287
<b>Total del Pasivo corriente</b>	<b>4.805.262</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>11.316.650</b>
<b>Total del Patrimonio Neto y del Pasivo</b>	<b>12.369.040</b>

A los efectos de exponer el impacto en el patrimonio neto como consecuencia de la aplicación de las NIIF, se incluye a continuación la conciliación entre el patrimonio neto determinado de acuerdo con Normas Argentinas y el determinado de acuerdo con las NIIF correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 (expresado en miles de pesos):

	<b>31.12.2016</b>
Total patrimonio neto según normas contables argentinas (incluyendo participación no controlante)	1.418.887
<i>Efectos de la transición a NIIF</i>	
Valuación de propiedades, planta y equipos	(647.206)
Valuación de materiales y repuestos	35.176
Valuación de activos financieros disponibles para la venta	209.396
Valuación de programas de beneficios al personal y otros pasivos	73.712
Efecto impositivo de ajustes a NIIF	(37.575)
<b>Total Patrimonio neto en NIIF (incluyendo participación no controlante)</b>	<b>1.052.390</b>

Explicaciones de los ajustes:

- Valuación de Propiedades, planta y equipos: incluye los siguientes efectos:
  - (i) diferencia entre el valor razonable del rubro Propiedades, planta y equipos determinado a la fecha de transición a NIIF de la sociedad controlante, y la valuación de dicho rubro de acuerdo a Norma Argentina;
  - (ii) diferencia generada por las distintas monedas funcionales de la Sociedad y sus subsidiarias (dólar estadounidense en NIIF y peso argentino en Norma Argentina); y
  - (iii) diferencia generada por el reconocimiento del ajuste por inflación para Norma Argentina en la subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A.
- Valuación de Materiales y repuestos: corresponde principalmente a la diferencia generada por las distintas monedas funcionales (dólar estadounidense en NIIF y peso argentino en Norma Argentina).
- Valuación de Activos financieros disponibles para la venta: corresponde a la diferencia entre la valuación a valor razonable de los activos financieros disponibles para la venta de acuerdo a lo requerido por las NIIF y la valuación a costo histórico de acuerdo con Normas Argentinas.
- Valuación de Programas de Beneficios al Personal y Otros: corresponde principalmente al reconocimiento bajo NIIF de las ganancias y pérdidas actuariales en Otros Resultados Integrales y los costos de servicios pasados en el Estado de Resultados.
- Efecto impositivo de los ajustes a NIIF: representa el efecto en el impuesto a las ganancias diferido sobre los ajustes a NIIF descriptos anteriormente y el efecto generado en el impuesto diferido por las distintas monedas funcionales de la Sociedad.

## Indicadores

El siguiente cuadro contiene ciertos índices de la Emisora al 30 de junio de 2017. Dichos indicadores han sido calculados con datos extraídos de los estados financieros auditados que se mencionan en el presente Prospecto, y deben ser leídos junto con dichos estados financieros.

	<u>Al 30 de junio de 2017</u>
Solvencia (i)	99,17%
Liquidez (ii)	53,73%
Inmovilización de capital (iii)	83,58%
Rentabilidad (iv)	-27,73%

(i) Solvencia: Patrimonio neto / 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

## Razones para la oferta y Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Compañía 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 situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad siempre que dichas sociedades destinen el producido de dichos aportes exclusivamente a los destinos antes especificados.

## VIII. 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 Fijación de Precios 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 proyecciones futuras que incluyen riesgos e incertidumbres. Remitirse a “Proyecciones futuras”. 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. Entre otras consecuencias, la crisis provocó que Argentina entrara en default de sus obligaciones de deuda externa soberana, dio origen a una devaluación significativa del peso y una posterior inflación y a la introducción de medidas de emergencia que han afectado varios sectores de la economía y el sector energético en especial. Estas medidas de emergencia y otras políticas económicas incluyen, entre otras, el control de capital y cambio, restricciones y aranceles de exportación,

controles de precio y la intervención del gobierno en el sector privado y nacionalizaciones. Como resultado de la crisis y de la respuesta del gobierno, muchos deudores del sector privado con exposición a moneda extranjera incurrieron en incumplimiento de sus deudas pendientes.

Aunque Argentina se ha recuperado ampliamente desde la crisis 2001/2002, el ritmo de crecimiento de la economía argentina disminuyó respecto del registrado en los últimos años, lo que sugiere incertidumbre acerca de si el crecimiento experimentado entre 2003-2011 fue sostenible, y la economía sufrió una erosión sostenida de la inversión de capital. El crecimiento económico del periodo antes mencionado se activó en sus inicios mediante una importante devaluación del peso, y la utilización de la disponibilidad de la capacidad de producción ociosa. Sin embargo, durante 2008 y 2009, la economía argentina sufrió una desaceleración 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 los controles cambiarios (que comenzó a mediados de 2011), aumento de la inflación, un déficit fiscal en aumento y limitaciones de la capacidad de Argentina de cumplir con su deuda soberana de conformidad con sus términos debido a un litigio con los acreedores que se habían negado a ingresar al canje oportunamente propuesto por el gobierno argentino, litigio que se resolvió en el año 2016. Asimismo, existe una necesidad creciente de inversiones de capital, con varios sectores, en especial el sector energético, que se encuentra funcionando casi en su capacidad completa. 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, una mayor tasa de inflación y las incertidumbres políticas futuras, entre otros factores, podrán 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. Al igual que en el pasado reciente, la economía de Argentina se puede ver adversamente afectada si la presión social y política inhiben la implementación por parte del actual gobierno de Argentina de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y aumentar la confianza para el consumo y la inversión, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar estos objetivos no son exitosas. 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.

***Los cambios políticos en Argentina podrían afectar la economía argentina y el sector energético en especial.***

Se llevaron a cabo elecciones presidenciales y legislativas en Argentina y se realizó el *ballotage* entre los dos candidatos presidenciales con mayor cantidad de votos el 22 de noviembre de 2015, que resultó en la elección del Sr. Mauricio Macri como presidente de Argentina. La actual administración comenzó el 10 de diciembre de 2015.

Desde la asunción en el cargo, la actual administración anunció e implementó varias reformas económicas y de políticas significativas, que incluyen las siguientes:

- *Reformas en el INDEC.* En enero de 2016, basada en su determinación de que el INDEC no proporcionaba información de estadísticas confiables, la actual administración declaró al sistema estadístico nacional y al INDEC en estado de emergencia administrativa. El INDEC está implementando ciertas reformas metodológicas y ajustando ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas que permitieron el reajuste de las obligaciones de Argentina con el Fondo Monetario Internacional (el “FMI”). El 15 de junio de 2016, el INDEC comenzó a publicar las tasas de inflación. Utilizando su nueva metodología para calcular el índice de precios del consumidor (el “IPC”), la inflación de mayo a diciembre de 2016 fue del 16,9 % (en el presente año, la variación del IPC a julio de 2017 calculada contra el 31 de diciembre de 2016 fue del 13,8%). El 29 de junio de 2016, el INDEC publicó asimismo datos del PBI revisados para los años 2004 a 2015. El 22 de septiembre de 2016, el INDEC reanudó la publicación del cálculo de la canasta básica de productos y servicios. Remitirse a “*Riesgos relacionados con la Argentina - La alta inflación constante podrá tener un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero*”. El 9 de noviembre de 2016, el Comité Ejecutivo del FMI levantó la censura sobre Argentina, tomando conocimiento de que Argentina había reanudado la publicación de los datos de manera coherente con sus obligaciones en virtud del Convenio Constitutivo del FMI. Remitirse a “*—Riesgos relacionados con Argentina—La credibilidad de varios índices económicos de Argentina han sido cuestionados, 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*”.
- *Reformas cambiarias.* La actual administración eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias, incluidos ciertos controles monetarios, que habían sido impuestos por la administración anterior. Además, el 9 de agosto de 2016, a través de la emisión del Comunicado “A” 6037, el Banco Central cambió sustancialmente el marco legal existente y eliminó ciertas restricciones que limitaban el acceso al MULC. Remitirse a “*—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*”.
- *Política financiera.* Al poco tiempo de asumir, la actual administración buscó conciliar los reclamos pendientes con los tenedores de deuda no renegociada, y el Ministro de Hacienda diseñó un programa de reestructuración y cancelación de la deuda con el fin de reducir el monto de la deuda no renegociada. En febrero de 2016, Argentina celebró acuerdos para conciliar los reclamos pendientes con ciertos tenedores de deuda no renegociada y ofreció una propuesta para otros tenedores de deuda no renegociada, incluidos aquellos con reclamos pendientes en tribunales de los Estados Unidos. El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino revocó los obstáculos legislativos para la conciliación y aprobó la propuesta de conciliación. Al 31 de diciembre de 2016, el monto de capital en

circulación de deuda no renegociada que no estaba sujeta a un acuerdo de conciliación ascendía aproximadamente a U\$S1,51 mil millones.

- *Reformas arancelarias.* La actual administración ha eliminado o reducido los aranceles de exportación sobre varios productos agropecuarios, la mayoría de las exportaciones industriales y de minería.
- *Política fiscal.* La actual administración tomó medidas para anclar la política fiscal buscando reducir el déficit fiscal primario a través de una serie de impuestos y otras medidas, y ha anunciado su intención de reducir el déficit primario en 2017, en parte mediante la eliminación de subsidios a los servicios públicos que se encuentran actualmente vigentes, tales como los que se aplican a los servicios de gas y electricidad.
- *Corrección de desequilibrios monetarios.* La actual administración ha adoptado un régimen para combatir la inflación junto con un régimen de tipo de cambio flotante y estipuló objetivos de inflación para los siguientes cuatro años. El Banco Central ha aumentado sus esfuerzos de estabilización a fin de reducir los desequilibrios monetarios excedentes y subió las tasas de interés en pesos para compensar la presión inflacionaria. Asimismo, desde enero de 2017, el Banco Central ya no utiliza su tasa de interés a 35 días de las Lebac como su elemento de política principal, sino que, en su lugar utiliza la tasa de préstamo interbancario a siete días como tasa de referencia, que determina semanalmente el Banco Central. Remitirse a “-Riesgos relacionados con Argentina - La alta inflación constante podrá tener un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero”.
- *Ley de amnistía fiscal:* En julio de 2016, se introduce el Régimen de Sinceramiento Fiscal (“Ley de amnistía fiscal”) a fin de promover la declaración voluntaria de activos por parte de los residentes de Argentina. La ley permitió a los residentes fiscales de Argentina que tuvieran fondos o activos no declarados ubicados en la Argentina o en el extranjero (i) declarar dichos bienes hasta el 31 de marzo de 2017 sin sufrir condenas por evasión impositiva o sin que se les requiriera abonar deudas impositivas pendientes sobre los activos, siempre que pudieran probar que los activos se mantenían hasta cierta fecha límite, y (ii) conservar los bienes declarados fuera de Argentina y no repatriarlos a Argentina. En el caso de efectivo no depositado en cuentas bancarias en las fechas límites especificadas, dichos montos tendrían que revelarse hasta el 31 de octubre de 2016 y depositarse hasta el 21 de noviembre de 2016 en cuentas especiales abiertas en entidades financieras de Argentina. Al 31 de diciembre de 2016, se habían declarado activos que ascendían a 97,8 mil millones de dólares en virtud de los cuales el Gobierno recaudó 106,8 mil millones de pesos por el impuesto especial establecido por dicha ley. El nuevo régimen creó asimismo un “Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados” con el objeto de, entre otras cosas, abonar a los jubilados que iniciaron juicio al estado por el reajuste de sus pensiones y crear un “plan de pensión universal para el adulto mayor” para toda persona mayor de 65 años, aún si no han realizado nunca aportes o no califican para la pensión estatal estándar. Los nuevos pagos se cubrirían con

los fondos que el gobierno espera obtener con el régimen de amnistía fiscal y con la venta de activos, incluidas las tenencias en el Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la ANSES.

- *Estado de emergencia nacional de la electricidad y del transporte y distribución de gas.* La actual administración declaró un estado de emergencia respecto del sistema eléctrico nacional que continuará en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia permitirá al gobierno argentino tomar acciones diseñadas para garantizar el suministro de electricidad al país, así como instruir al Ministerio de Energía y Minería que diseñe e implemente, con la colaboración de todas las entidades públicas federales, un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico. Asimismo, la actual administración anunció la eliminación de ciertos subsidios de energía actualmente en vigencia y un incremento sustancial en las tarifas de la electricidad. Con la corrección de las tarifas, la modificación del marco regulatorio y la reducción del papel del gobierno argentino como un participante del mercado activo, la actual administración busca corregir las distorsiones del sector energético y estimular la inversión. Asimismo, la nueva administración aumentó sustancialmente el precio del gas natural en el mercado regulado, especialmente para los usuarios comerciales y residenciales, e instruyó a la compañía transportistas y distribuidoras de gas que ajusten las tarifas del transporte y la distribución de gas, que aumentaron notoriamente como parte del proceso de transición del ajuste de tarifas. Sin embargo, algunas de estas medidas fueron motivo y causaron -y puede ser que continúen causando- cuestionamientos en sede judicial, lo que resultó en una mayor injerencia judicial en la implementación de las mismas, lo cual podría reducir la efectividad de dichas medidas. Remitirse a “—Riesgos relacionados con la Argentina—Las restricciones en el suministro de energía podrían impactar en forma negativa en la economía de Argentina”.

Algunas de las medidas propuestas por la actual administración podrán generar oposición social y política, lo que impediría, a su vez, que el nuevo gobierno adopte dichas medidas propuestas. Los partidos políticos opuestos a la actual administración mantuvieron la mayoría de las bancas en ambas cámaras del Congreso de Argentina en las últimas elecciones, lo que requerirá que la actual administración continúe buscando respaldo político de la oposición para sus propuestas económicas. Además, las elecciones legislativas tendrán lugar en octubre de 2017. Dicha circunstancia crea una incertidumbre adicional en la capacidad de la actual administración para poder crear leyes para implementar sus propuestas.

Los ajustes fiscales, monetarios y de divisas incurridos por la actual administración podrán disminuir el crecimiento en el corto plazo. Por ejemplo, inmediatamente luego de que se levantaran los controles cambiarios el 16 de diciembre de 2015, el desarme del régimen de cambio múltiple resultó en la disminución de la tasa de cambio del peso oficial (disponible solo para ciertos tipos de operaciones) en un 36,4 %, dado que el tipo de cambio peso-dólar estadounidense alcanzó los \$13,4 por U\$S1,00 el 17 de diciembre de 2015. Al 30 de diciembre de 2016 el tipo de cambio de peso-dólar estadounidense fue de \$15,89 por U\$S1,00.

A la fecha del presente Prospecto, no puede predecirse el impacto que tendrán estas medidas y cualquier medida que tome en el futuro la actual administración sobre la economía argentina en su totalidad y en el sector energético en particular. En especial, no tenemos control alguno sobre la implementación, ni puede predecirse el resultado de las reformas del marco regulatorio que rigen nuestras operaciones y no se pueden garantizar que estas reformas se implementarán o implementaron de manera tal de beneficiar nuestro negocio. El fracaso de estas medidas para lograr los objetivos deseados puede afectar negativamente la economía de Argentina y nuestra capacidad de cumplir nuestras obligaciones de deuda, incluidas las Obligaciones Negociables.

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

Con la imposición de los controles cambiarios que comenzaron a fines de 2011, en especial con la introducción de medidas que limitaron el acceso a la moneda extranjera por parte de sociedades privadas y personas físicas (tales como solicitar una autorización de las autoridades fiscales para acceder al mercado de cambio), el tipo de cambio implícito, tal como se reflejaba en las cotizaciones del mercado local, aumentó significativamente por sobre el tipo de cambio oficial. Ciertas restricciones cambiarias se levantaron en diciembre de 2015 y, en consecuencia, la diferencia sustancial entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de las operaciones de títulos ha disminuido significativamente. Remitirse a “-Riesgos relacionados con 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”.

En 2015, el peso se depreció un 52,5 % respecto del dólar estadounidense, incluyendo una devaluación del 10% desde el 1 de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015 y una devaluación del 38% durante el último trimestre del año 2015, concentrada principalmente luego del 16 de diciembre de 2015. Durante 2016, el peso se depreció aproximadamente un 21,9 % respecto del dólar estadounidense. Desde el 31 de diciembre de 2016 al 31 de agosto de 2017 el peso se devaluó aproximadamente 8,9% respecto del dólar estadounidense. Al 31 de agosto de 2017, el tipo de cambio fue \$17,31 por US\$1,00. No podemos predecir el valor futuro del peso frente al dólar estadounidense. Si el peso continúa devaluándose, la totalidad o algunos de los efectos negativos sobre la economía argentina relacionada con dicha devaluación podrían reaparecer.

Por el contrario, un incremento importante en el valor del peso frente al dólar estadounidense presenta asimismo riesgos para la economía argentina. Una revalorización real significativa del peso afectaría negativamente las exportaciones, que podrían tener asimismo un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público mediante la reducción del cobro de impuestos en plazos reales, teniendo en cuenta su fuerte dependencia actual en los impuestos sobre las exportaciones.

El Banco Central, en repetidas ocasiones, ha intervenido en el mercado de cambios para evitar una mayor devaluación del peso, operatoria que ha reducido las reservas del Banco Central.

No podemos predecir asimismo, ni en qué medida, el valor del peso podría depreciarse o revalorizarse frente a otras monedas 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.

Una porción importante de nuestros ingresos e inversiones está vinculada al dólar estadounidense, mientras que una gran mayoría de nuestros costos tienen un componente local. En consecuencia, las variaciones en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso podrían tener un efecto negativo sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

***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.

En febrero de 2014, el INDEC publicó un nuevo índice de inflación, conocido como el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano que mide los precios de los bienes en todo el país y que reemplaza al índice anterior que solo medía la inflación en el área urbana de la ciudad de Buenos Aires. Aunque la nueva metodología acercaba más las estadísticas de inflación a aquellas estimadas por las fuentes privadas, las diferencias significativas entre los datos de la inflación oficial reciente y las estimaciones privadas continuaron durante 2015.

Sin embargo, durante diciembre de 2015 y enero de 2016, la nueva administración declaró el sistema de estadísticas nacional y el INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016 y anunció que el INDEC implementará ciertas reformas metodológicas y ajustará estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. De igual modo, el nuevo director del INDEC anunció la decisión de suspender temporalmente la publicación de los datos oficiales sobre los precios, pobreza, desempleo y PBI, hasta tanto no se completara una revisión completa de la institución. Mientras tanto, la actual administración publicó un índice alternativo del IPC basado en información de la ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis. 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.

A la fecha del presente Prospecto, no puede predecirse el impacto que estas medidas y otras medidas futuras tomadas por la actual administración respecto del INDEC pudieran tener sobre la economía argentina y la percepción de los inversionistas sobre el país.

### ***La alta inflación constante podrá tener un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero***

La inflación, en el pasado, ha debilitado 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. En respuesta, la administración argentina anterior implementó programas para controlar la inflación y monitorear los precios para bienes y servicios esenciales, incluyendo el congelamiento de precios de productos y servicios clave (incluyendo las tarifas de la electricidad), y convenios para subsidiar los precios entre el gobierno argentino y el sector de compañías privadas en varias industrias y mercados.

Las tasas de inflación podrán 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 verse negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

***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.

En diciembre 2012 y en agosto de 2013, el Congreso argentino estableció nuevas reglamentaciones relacionadas con el mercado de capitales local. Las nuevas reglamentaciones propiciaron una mayor intervención e injerencia del gobierno en el mercado de capitales, autorizando, por ejemplo, a la CNV para designar veedores con la capacidad de vetar las decisiones de los directorios de las sociedades que cotizan en bolsa en determinadas circunstancias y suspender al directorio por un período de hasta 180 días.

Aunque la administración actual no ha adoptado un enfoque intervencionista, en el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar. Por lo tanto, 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. No podemos garantizarles que estas u otras medidas que pudiera adoptar el gobierno argentino en el futuro en respuesta a un malestar social, tales como la nacionalización, intervención de la CNV, renegociaciones o modificaciones a contratos existentes impuestas, nuevas políticas fiscales, fijación de precios, reglamentaciones y reformas que afecten el comercio extranjero y las inversiones, no tengan un efecto negativo sobre la economía de Argentina y, en consecuencia, no afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

***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 2001 y 2002, Argentina sufrió un retiro masivo de depósitos del sistema financiero como consecuencia de la falta de confianza en la capacidad del gobierno argentino para pagar su deuda y de sostener la paridad entre el peso y el dólar estadounidense. Esto provocó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino, que llevó al gobierno argentino a imponer controles cambiarios y restricciones en las transferencias, limitando significativamente la capacidad de las sociedades de tener moneda corriente o de realizar pagos en el extranjero. Después de 2002, estas restricciones, incluidas aquellas que exigían la autorización previa del Banco Central de Argentina para la transferencia de fondos al extranjero para pagar capital e intereses de obligaciones de deuda, se redujeron sustancialmente. Además de las restricciones cambiarias aplicables a las salidas, el gobierno argentino adoptó, sin embargo, en junio de 2005 varias normas y reglamentaciones que establecieron nuevos controles restrictivos sobre los ingresos de

capital al país, incluyendo un requerimiento que, para ciertos fondos remitidos a la Argentina, un monto equivalente al 30% de dichos montos debería depositarse en una cuenta de una entidad financiera local como depósito en dólares estadounidenses por un año sin devengar ningún interés, beneficio u otro uso como garantía para ninguna operación.

Asimismo, desde el último trimestre de 2011 y hasta el 17 de diciembre de 2015, el gobierno argentino aumentó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos extranjeros para los residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al extranjero. Las reglamentaciones emitidas asimismo establecieron que ciertas operaciones de cambio de divisas estaban sujetas a la aprobación previa por parte de las autoridades fiscales de la Argentina. Como consecuencia de esto, las autoridades argentinas restringieron el acceso al mercado cambiario por parte de las personas físicas y entidades del sector privado.

La cantidad de controles cambiarios introducidos en el pasado y en especial en 2011 durante la administración anterior dieron origen a un mercado de comercialización de dólares estadounidenses paralelo, y el tipo de cambio peso-dólar estadounidense en dicho mercado difería significativamente del tipo de cambio peso-dólar estadounidense oficial.

Desde diciembre de 2015, la actual administración levantó la mayoría de las restricciones de control cambiario y en agosto de 2016, el Banco Central emitió nuevas normas que eliminaban la mayoría de las restricciones para la adquisición de moneda extranjera y el ingreso y la salida de fondos de Argentina. Además, a fin de aumentar el nivel de las reservas internacionales, el Banco Central realizó ciertos acuerdos de readquisición de bonos con varias entidades de Argentina y extranjeras.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas por la actual administración, que eliminaron virtualmente todos los controles cambiarios y de capital, en el futuro el gobierno argentino podría restablecer controles cambiarios o restricciones en el movimiento de capital o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo cual podría limitar nuestra capacidad para acceder a los mercados de capitales internacionales. Dichas medidas podrían llevar a tensiones políticas y sociales y debilitar las finanzas públicas del gobierno de Argentina, tal como ocurrió en el pasado, lo que afectaría negativamente la economía argentina y los pronósticos de crecimiento económico. Para obtener más información, remitirse a “*Riesgos relacionados con 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*”.

***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. En especial, la economía de Brasil, el mercado de exportación de Argentina más grande y su fuente principal de importaciones, está sufriendo en la actualidad una presión negativa en aumento debido a las incertidumbres ocasionadas por la crisis política reinante, incluyendo la destitución del ex presidente de Brasil, la Sra. Dilma Rousseff y las acusaciones de corrupción recientes contra el presidente actual de Brasil, el Sr. Michel Temer. La economía de Brasil se contrajo un 3,8% durante 2015, y un 3,6% durante 2016. Otro deterioro de las condiciones económicas de Brasil podría reducir la demanda de exportaciones de Argentina y originar ventajas para las importaciones de Brasil. Si bien no puede estimarse el impacto de la recesión de Brasil sobre Argentina o sobre nuestras operaciones, no podemos garantizar que una mayor crisis económica y política de Brasil no pueda generar más impacto negativo sobre la economía de Argentina y nuestras operaciones.

Asimismo, los mercados de títulos y financieros Argentinos fueron influenciados por las condiciones de mercado y económicas de otros mercados mundiales. Tal fue el caso en 2008, cuando la crisis económica global llevó a una decadencia económica en Argentina en 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del peso argentino y una caída del consumo y de la confianza en los inversionistas. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción de los inversionistas de los eventos ocurridos en un determinado país podría afectar sustancialmente el flujo de capital en otros países. Las reacciones de los inversionistas internacionales a los eventos ocurridos en un mercado a veces demuestran un efecto de contagio en la que una región o clase de inversión completa se ve desfavorecida por los inversionistas internacionales. Argentina podría verse negativamente afectada por eventos financieros y económicos adversos en otros países, que a su vez podrían afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Los menores ingresos de capitales y los precios de los títulos en disminución afectan negativamente la economía real de un país a través de tasas de interés más altas o la volatilidad de la moneda. Asimismo, la Argentina podrá verse afectada por otros países que tienen influencia sobre los ciclos económicos mundiales.

La economía internacional está mostrando señales de crecimiento global contradictorias, lo que conduce a una incertidumbre financiera significativa. Además, las economías de los mercados emergentes se vieron afectados por el reciente cambio de la política monetaria de los Estados Unidos, lo que da lugar a la cancelación anticipada de inversiones y a una volatilidad en aumento del valor de sus monedas. Si las tasas de interés aumentan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de los Estados Unidos, a las economías de mercados emergentes, incluso Argentina, les podría resultar difícil y más costoso solicitar capital en préstamos y refinanciar deuda existente, lo que afectaría negativamente su crecimiento económico. Existe asimismo, una incertidumbre global sobre el grado de recuperación económica en los Estados Unidos. Además, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar la economía de algunos de sus miembros tuvieron y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afectarían la

estabilidad de los mercados financieros globales, lo que ha obstaculizado las economías de todo el mundo.

En un referéndum sobre la membresía de la Unión Europea celebrado el 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de que el gobierno británico tome las medidas necesarias para abandonar la Unión Europea (conocido como el “Brexit”). El gobierno británico anunció medidas preliminares que se implementarán a fin de facilitar la salida del Reino Unido de la Unión Europea que desencadenaron el proceso formal para retirarse de la Unión Europea el 29 de marzo de 2017. Se espera que ese proceso finalice a mediados de 2019. La decisión del Reino Unido de abandonar la Unión Europea ha ocasionado, y se espera que continúe ocasionando, incertidumbre e inestabilidad en los mercados financieros, que podrían afectarnos a nosotros y al precio de cotización de las Obligaciones Negociables. Estas incertidumbres podrían tener un efecto negativo sobre nuestro negocio, situación financiera, resultados de las operaciones y perspectivas.

El 8 de noviembre de 2016, Donald J. Trump fue elegido presidente de los Estados Unidos y asumió el cargo el 20 de enero de 2017. Las políticas implementadas por la administración de Trump tendieron a imponer mayores restricciones sobre el comercio libre en general y en la inmigración. Las modificaciones en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en los Estados Unidos o las leyes y políticas que rigen el comercio extranjero podrían crear incertidumbre en los mercados internacionales y podrían tener un impacto negativo sobre las economías de los mercados emergentes, incluida la economía de Argentina, que a su vez podrían tener un impacto negativo sobre nuestras operaciones.

***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. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y las organizaciones laborales están exigiendo aumentos salariales significativos. En el pasado, el gobierno argentino aprobó leyes, reglamentos y decretos que exigen que las empresas del sector privado mantengan los niveles del salario mínimo y proporcionen beneficios específicos a los empleados.

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. 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. Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo, 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.

La actual administración ha anunciado varias medidas, entre ellas el Decreto N° 134/2015 del 16 de diciembre de 2015 que declaró el sistema eléctrico nacional en estado de emergencia hasta el 31 de diciembre de 2017. La actual administración también anunció que revisaría las políticas de subsidio energético y el 25 de enero de 2016, de conformidad con la Resolución N° 6/2016 y la Resolución N° 31/2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación aprobó la "Revisión Trimestral de Verano" para el mercado mayorista de electricidad, aumentando así las tarifas en casi un 200% en promedio, y la eliminación de algunas subvenciones de gas natural y ajustes a las tarifas de gas natural.

Algunos gobiernos provinciales, municipios, hospitales, empresas y residentes, entre otros, han presentado reclamos ante el Ministerio de Energía y Minería de la Nación y ante

tribunales competentes contra las nuevas tarifas de electricidad y gas. En algunos casos, los tribunales intervinientes han aceptado sus demandas u ordenaron a los proveedores de servicios públicos que suspendan la aplicación de las nuevas tarifas, alegando, en general, que el aumento de los aranceles es arbitrario, ilegal e inconstitucional. El gobierno nacional ha mantenido reuniones oficiales con varias provincias para evaluar la situación y el impacto que el aumento de las tarifas de electricidad y gas puede tener sobre su economía y su situación financiera. Como resultado de estas reuniones, el gobierno nacional anunció recientemente un entendimiento con respecto al gas natural y la electricidad, que entraña limitaciones en el aumento de los aranceles y el establecimiento de tasas diferenciales o descuentos en ciertos casos.

El 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema dictaminó y confirmó la suspensión del aumento de las tarifas de gas residencial, argumentando que el aumento de las tarifas no puede establecerse sin celebrar previamente audiencias públicas (requisito que no fue cumplido por el gobierno federal al aumentar la tarifa). El fallo de la Corte Suprema no se refirió a industrias y negocios, a los cuales se aplicaría el aumento de las tarifas de gas. El 16 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería celebró una audiencia pública e informó que se anunciará un nuevo esquema de tarifas de gas durante octubre de 2016. Además, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema revocó un fallo del Tribunal Federal de Apelaciones que suspendió el aumento de las tarifas de electricidad residencial en ciertos distritos de la provincia de Buenos Aires, argumentando que los demandantes carecían de legitimidad para iniciar el proceso. A la fecha de este Prospecto, existen otros reclamos iniciados en otras jurisdicciones, las cuales pueden llegar a la Corte Suprema para su resolución. El 28 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería y el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) celebraron una audiencia pública no vinculante para presentar las propuestas tarifarias enviadas por las empresas distribuidoras que cubren el área del Gran Buenos Aires (con aproximadamente 15 millones de habitantes) para el período 2017-2021 en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (como se define a continuación). El 1 de febrero de 2017, el ENRE promulgó varias resoluciones que, entre otras modificaciones de política, implementaron una reducción de los subsidios de electricidad para las distribuidoras de energía eléctrica Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A., y un aumento en las tarifas de la electricidad para los usuarios residenciales de dichas empresas. El monto del aumento varía entre el 61 % y el 148 % dependiendo de la cantidad de consumo de electricidad. El 14 de diciembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería y el ENRE celebraron ocho audiencias públicas no vinculantes (en Buenos Aires, Mendoza, Neuquén, Mar del Plata, Formosa, Santiago del Estero y Puerto Madryn) para presentar las propuestas de tarifas para la transmisión de electricidad a nivel nacional y regional y los precios estacionales de referencia de capacidad y energía en el mercado mayorista de electricidad, así como una propuesta para reducir los subsidios para el período 2017-2021. Está pendiente la determinación de las tarifas finales y los precios de referencia.

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.

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

En los últimos años, el gobierno argentino ha incrementado sustancialmente el gasto público. En 2015 y 2016, respectivamente, los gastos del sector público aumentaron un 38,1% y un 38,2%, respectivamente, de un año al otro, y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 5,4% y del 4,6% del PBI, respectivamente, según el Ministerio de Hacienda. Durante la administración anterior, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y a la ANSES para obtener parte de sus necesidades de financiamiento. Por el contrario, la actual administración ha recurrido a financiamientos de deuda para obtener necesidades de financiamiento. Asimismo, el balance fiscal primario podría verse afectado negativamente en el futuro si el gasto público continúa aumentando a un ritmo superior a los ingresos debido, por ejemplo, a las prestaciones de la seguridad social, el servicio de la deuda, la asistencia financiera a las provincias con problemas financieros y el gasto público en obras y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un mayor deterioro de las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del gobierno para acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría resultar en un acceso más limitado a dichos mercados por parte de empresas argentinas como nosotros.

### ***Las medidas tomadas por la anterior administración argentina para reducir las importaciones pueden afectar negativamente nuestra capacidad de acceder a los bienes de capital que son necesarios para nuestras operaciones***

En 2012, el gobierno argentino adoptó un procedimiento de importación conforme al cual las autoridades locales deben aprobar previamente cualquier importación de productos y servicios a la Argentina como condición previa para permitir a los importadores el acceso al mercado de divisas para el pago de dichos productos y servicios importados. El mismo año, la Unión Europea, los Estados Unidos y Japón presentaron reclamos ante la Organización Mundial del Comercio (la "OMC") contra ciertos requisitos relacionados con las importaciones mantenidos por Argentina. Recientemente, la OMC determinó que dichas medidas no son compatibles con las obligaciones de la Argentina en el marco de la OMC y solicitó su eliminación. El 22 de diciembre de 2015, a través de la Resolución N° 3823, la AFIP suprimió el sistema de autorización de importación en vigencia desde 2012 denominado declaraciones juradas anticipadas de importación ("DJAI") y lo reemplazó por el nuevo sistema integral de monitoreo de importaciones ("SIMI"). Entre otros cambios, las autoridades locales deben ahora responder a cualquier solicitud de aprobación dentro de un período de 10 días a partir de la fecha en que se presenta la solicitud.

El 10 agosto de 2017, la actual administración emitió el Decreto N° 629/2017 que introdujo una serie de cambios en el proceso de importación de maquinaria destinada a la explotación hidrocarburífera en el país, estableciendo un régimen de beneficios fiscales a la importación tanto de maquinaria usada (de hasta 10 años de antigüedad) como de maquinaria nueva destinada a dicha Industria. Dependiendo de la posición arancelaria aplicable, la importación de algunos componentes se encuentra totalmente desgravada en tanto que en otros casos aplica una tarifa arancelaria reducida (que varía desde el 7% al 14%). En caso de que hubiere capacidad de producción local, el importador deberá comprometer (y garantizar) la adquisición de bienes de origen nacional nuevos por un determinado porcentaje del monto de la mercadería a importar, que varía dependiendo de la posición arancelaria (va desde el 15% al 18%).

No podemos asegurar que el gobierno argentino no modifique las regulaciones de importación actuales y no podemos predecir el impacto que dichos cambios pudieran tener sobre nuestros resultados de las operaciones y situación financiera.

## **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.

El anterior gobierno argentino, a partir de diciembre de 2011, 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***

En el pasado, debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios internos del petróleo, el gas y el GLP se habían quedado a la zaga de los precios vigentes de los mercados internacionales y regionales de dichos productos y 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, se ha visto en ocasiones limitada. Desde 2002, 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. A pesar de que a la fecha de

este Prospecto los precios internos del petróleo son más altos que los precios internacionales del petróleo, un aumento en el precio internacional del petróleo sin un traspaso al mercado local puede afectar negativamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Asimismo, no podemos ofrecer garantías 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 ha 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.

De acuerdo con la anterior Resolución S.E. N° 1.679/04, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de nuestros productos hidrocarbúricos, requieren la autorización de la antigua S.E. antes de la exportación (actualmente dicha autorización debe ser otorgada por el Ministerio de Energía y Minería). Asimismo, de conformidad con el Decreto N° 893/2016, las exportaciones de gas natural están sujetas a la previa aprobación del Ministerio de Energía y Minería, y serán autorizadas 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. 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.

A pesar de que a la fecha de este Prospecto los precios internos del petróleo son más altos que los precios internacionales del mismo, y que si bien en el marco de reuniones

convocadas por el Gobierno Argentino, determinados productores y refinadores firmaron el "*Acuerdo para la Transición a los Precios Internacionales de la Industria Argentina de Hidrocarburos*", estableciendo un esquema de precios para que el precio del barril de petróleo producido en Argentina siguiera los precios internacionales, lo cual se concretara a partir del 1 de enero de 2018, no podemos predecir cuánto tiempo estarán vigentes estas restricciones a la exportación o si se adoptarán otras medidas que puedan afectar negativamente nuestra capacidad para exportar gas, petróleo crudo y GLP u otros productos y, en consecuencia, nuestra situación financiera y resultados de las operaciones, y nuestra capacidad para pagar los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables.

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

En 2002, el gobierno argentino impuso derechos sobre las exportaciones de petróleo a una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los productos de GLP. Desde entonces, las tarifas se han ido incrementando progresivamente. En noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción por medio de la Resolución N° 394/2007, aumentó los derechos de exportación de petróleo y otros productos refinados y estableció que cuando el precio internacional de referencia utilizado según la normativa actual (West Texas Intermediate o "WTI") superaba el precio de referencia, fijado en U\$S60,9/barril, se permitiría al productor cobrar U\$S42/barril, y el resto sería retenido por el gobierno argentino como un impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI era inferior al precio de referencia pero superaba los U\$S45/barril, se aplicaba una tasa de retención del 45%. Si dicho precio era inferior a U\$S45/barril, el gobierno argentino determinaba el impuesto de exportación aplicable en un plazo de 90 días hábiles.

En mayo de 2004, la Resolución N° 645/2004 del Ministerio de Economía y la Producción estableció un derecho de exportación sobre el gas natural y los líquidos de gas natural a una tasa del 20%. El derecho de exportación sobre el gas natural se volvió a incrementar en julio de 2006 al 45% y la Administración General de Aduanas recibió la instrucción de aplicar el precio fijado por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia como precio base para aplicar el nuevo tipo de impuesto, sin perjuicio del precio de venta.

La Resolución N° 127/2008 del Ministerio de Economía y la Producción aumentó los derechos de exportación aplicables a las exportaciones de gas natural del 45% al 100% y estableció una base de valoración para el cálculo del derecho como el precio más alto establecido en cualquier contrato de cualquier importador argentino para la importación de gas (abandonando el precio de referencia anteriormente aplicable establecido por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia antes mencionado).

Mediante la Resolución N° 1.077/14, que derogó la Resolución N° 394/2007 y entró en vigencia el 1 de enero de 2015, se estableció una tasa de retención basada en el precio internacional del crudo, que si es inferior a U\$S71/bbl será del 1%, y aplicándose una fórmula prefijada en caso que el precio internacional del crudo supere los U\$S71/bbl.

Con respecto a los productos de GLP (incluidos el butano, el propano y sus mezclas), la Resolución N° 36/2015 modificó la fórmula para calcular el derecho de exportación a partir

del 1 de abril de 2015, lo que en algunos casos generó un aumento de los precios comerciales en el mercado local.

No podemos asegurar que estos impuestos no continúen o se incrementen en el futuro o que no se impongan otros impuestos nuevos.

***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.

En abril de 2012, el Congreso argentino aprobó la Ley N° 26.741, que expropió el 51% de las acciones de YPF, propiedad de la empresa española de energía Repsol S.A. De acuerdo con la ley, del 51% del total de las acciones a expropiar, el 51% de dichas acciones son propiedad del gobierno argentino y el 49 % restante son propiedad de las provincias argentinas productoras de petróleo. Asimismo, la ley establece que las actividades hidrocarburíferas (incluida la explotación, la industrialización, el transporte y la comercialización) en el territorio argentino se consideran de "interés público nacional". La ley, titulada "Soberanía hidrocarburífera de la República Argentina", establece que el

objetivo primordial es lograr la autosuficiencia argentina en el suministro de petróleo y gas. No podemos asegurar que estas u otras medidas que pueda adoptar el gobierno argentino no tengan un efecto adverso sustancial en la economía argentina y, en consecuencia, afecten adversamente nuestra situación financiera, los resultados de nuestras operaciones y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables y nuestra capacidad para pagar nuestras deudas a su vencimiento.

***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 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 dos programas clave del gobierno 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 dos programas clave establecidos por el gobierno argentino con el objetivo de generar mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector nacional del gas natural.

Participamos en el Programa Gas Plus, en el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (“Programa de Estímulo al Gas Natural”) y solicitamos la adhesión al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales creado por el Ministerio de Energía y Minería conforme la Resolución N° 46-E/2017 (“Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017”), con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. 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. El mencionado programa finaliza su vigencia el 31 de diciembre de 2017.

El Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017, que estará vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2021, y aplica para las empresas ubicadas en la Cuenca Neuquina que cuenten con permisos de producción no convencional, se encuentren inscriptas en el registro de empresas de petróleo nacional, y presentan un plan de inversión específica que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos, establece una compensación que se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, es decir, el gas natural ya acondicionado para ser comercializable, excluyendo el consumo interno del yacimiento y considerando la diferencia entre el precio mínimo garantizado y el precio efectivamente percibido (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa en el mercado interno). El precio mínimo garantizado se establece en: (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.

A la fecha de este Prospecto, se recibió una compensación de \$5,1 millones correspondiente al período 2014. En los años 2015 y 2016, la Sociedad no ha recibido compensaciones, dado que el precio promedio de sus ventas fue superior al precio establecido por el citado programa, restando determinar las compensaciones que le pudieran corresponder a la Sociedad por el año 2017. Si bien la remuneración está expresada en dólares estadounidenses, se factura en pesos y se convierte al tipo de cambio vigente durante el mes en que se realiza el pago, dejando a nuestra empresa expuesta a un riesgo cambiario entre la fecha de facturación y la fecha de cobro. Si no cobramos la remuneración del Programa de Estímulo de Gas Natural de manera oportuna o si la remuneración total disminuye como resultado de las fluctuaciones del tipo de cambio, podemos enfrentar restricciones de liquidez que podrían afectar negativamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y la capacidad de pagar nuestras deudas.

Asimismo, si no podemos cumplir con nuestros compromisos conforme al Programa de Estímulo de Gas Natural, no podremos recibir ninguna remuneración por Inyección excedente y se nos puede eliminar del programa o pagar multas, entre otras posibles consecuencias. El gobierno argentino tampoco estará obligado a pagar dicha remuneración si se cumplen determinadas condiciones, por ejemplo si los precios de importación del GNL permanecen por debajo de U\$S7,50 por mmBtu durante un período continuo de seis meses. Actualmente, en el entendimiento de la compañía, no estamos obligados a pagar regalías por la remuneración que recibimos del gobierno argentino en relación con el Programa de Estímulo de Gas Natural. Sin embargo, no podemos garantizar que no se nos exija el pago de regalías u otros cargos por los montos que recibamos en el futuro o por los montos que recibimos en el pasado, lo que a su vez podría afectar los resultados de nuestras operaciones.

Adicionalmente, enfrentamos el riesgo de que el gobierno argentino suspenda el Programa Gas Plus o el Programa de Estímulo al Gas Natural o 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. Si ocurriera lo mismo en cualquiera de estos programas clave, 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 2016 fueron realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de la Sociedad 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.

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 puede 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 pueden 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. 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 Compañía**

### ***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 XIII.- 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**

### ***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.

## IX. 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 Compañía y de esta oferta, entre ella los estados financieros auditados de la Compañía y sus notas relacionadas, así como las secciones tituladas “Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” incluidos en otras secciones de este Prospecto.*

### ***Descripción General.***

Denominación, forma legal y CUIT: La sociedad 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 Sociedad 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; y N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017.

Objeto Social: La Sociedad 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 Compañía tiene su sede social en el Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16º, C1001ADA, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La misma ha sido inscrita 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 compañía es (+54) 11 4018-5900/ Fax (+54) 11 4018-5939; y la dirección de email es [inversores@tecpetrol.com](mailto:inversores@tecpetrol.com).

Capital Social. Acciones. Accionista: La Sociedad es una compañía privada, cuyas acciones no cotizan ni se comercializan en ninguna bolsa o mercado de valores.

El capital social es de tres mil ochocientos millones (\$3.800.000.000), representado por tres mil ochocientos millones (3.800.000.000) de acciones ordinarias escriturales de un peso (\$1) valor nominal cada una. El capital social se encuentra dividido en la siguiente forma: 2.459.102.936 (dos mil cuatrocientos cincuenta y nueve millones ciento dos mil novecientas treinta y seis) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.340.897.064 (un mil trescientas cuarenta millones ochocientos noventa y siete mil sesenta y cuatro) acciones ordinarias escriturales “B”.

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

El Art. Séptimo del Estatuto Social de la Sociedad 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 Sociedad con las formalidades indicadas en el artículo 213 de la ley 19.550 en lo pertinente, o por un tercero”*.

La Sociedad 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. En el Capítulo XIII.- ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS detallamos la nómina de accionistas, tenencias y composición del grupo de control.

Administración: Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo XII.-, 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 nueve funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio (al respecto ver el punto “Funcionarios Ejecutivos” del “Capítulo V.- DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, 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.

Producción y Reservas: La producción operada por Tecpetrol en Argentina durante el 2016 ascendió a 2.574 m<sup>3</sup>/día de petróleo y a 3.532 Mm<sup>3</sup>/día de gas. En cuanto a entregas propias, Tecpetrol entregó durante el ejercicio 1.399 m<sup>3</sup>/día de oil y 1.466 Mm<sup>3</sup>/día de gas. En términos de producción operada en Argentina durante el 2016, la producción operada por la Sociedad fue del 3.1 % en la producción total de petróleo en Argentina y del 2.9 % en la producción total de gas natural de Argentina, resultando la quinta operadora de petróleo más grande del país luego de YPF, Pan American Energy, Pluspetrol y Sinopec, y la sexta operadora de gas natural en dicho sector de la industria.

En Bolivia, la Sociedad participó hasta mayo de 2017 con un 20% en los bloques Ipati y Aquío, a través de la subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A., en los que mantenía un rol de no operador. Durante el ejercicio 2016 se inició la producción comercial en ambos bloques, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm<sup>3</sup>/d. Con fecha 23 de mayo 2017 la Sociedad vendió su participación en su subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A. a Tecpetrol Internacional S.L.U..

Al 31 de diciembre de 2016, las reservas probadas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, conforme a las certificaciones presentadas al Ministerio de Energía y Minería ascienden a 6,84 millones de m<sup>3</sup> equivalentes de petróleo en Argentina.

Actividad: La Sociedad realiza actividades de exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina. Las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Sociedad se hayan divididas en dos segmentos: (i) un primer segmento con la Cuenca Neuquina; y (ii) un segundo segmento que está integrado por dos cuencas, la Cuenca del Noroeste y la Cuenca del Golfo de San Jorge.

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 y Loma Ancha).

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguarague y

Ramos (no operada), y 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 José Segundo (esta última se explota en forma indirecta a través de la subsidiaria Dapetrol S.A.).

El nuevo 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, alienta a la Sociedad a comprometer planes de inversión relevantes en los próximos años. La Sociedad estima realizar inversiones por U\$S 2.300 millones aproximadamente hasta el 2019 en la primera fase del desarrollo del área Fortín de Piedra, que incluyen la perforación de 150 pozos e instalaciones de tratamiento y transporte de gas.

La Sociedad ocupa el segundo lugar entre las empresas productoras considerando el *acreage* propio en la ventana del *wet* gas de Vaca Muerta y el cuarto considerando el *acreage* total. El desarrollo de gas de Vaca Muerta generará actividad en toda la cadena de valor de bienes y servicios asociada a la producción de hidrocarburos y permitirá contar con energía en condiciones competitivas para favorecer el desarrollo económico e industrial de Argentina y lograr el autoabastecimiento energético.

Compromisos de Inversión: La Sociedad posee 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"> <li>• Ejecución de 30 meses de actividad de equipos de perforación hasta diciembre de 2021</li> <li>• Perforación de 3 pozos P2/P3 hasta diciembre de 2021</li> <li>• Mantener activos 3 equipos de workover y 3 de pulling (o workover) hasta marzo de 2019</li> </ul>
Aguaragüe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforación de 2 pozos de desarrollo por un monto de U\$S 26 millones y 1 pozo de exploración por U\$S 4 millones a realizar antes de julio 2018</li> </ul>
Agua Salada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversiones de desarrollo por U\$S 13,6 millones a ejecutarse antes de 2025, consistentes en facilidades y 5 workovers y conversiones de pozos</li> <li>• Inversiones exploratorias por U\$S 51,1 millones a ejecutarse antes de 2025, consistentes en la perforación de 4 pozos exploratorios y 10 pozos de extensión</li> </ul>
Los Bastos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversiones exploratorias por U\$S 7,9 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación</li> </ul>
Fortín de Piedra	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversiones por U\$S 83,3 millones consistentes en un plan piloto a realizar antes de junio de 2021</li> </ul>
Loma Ancha	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforación de un pozo vertical de 3.000 metros de profundidad y una rama horizontal de 1.500 metros, con terminación no convencional a realizarse dentro del primer semestre 2018</li> </ul>

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2016 sobre las áreas en las que la Compañía tiene derechos de explotación:

Cuenca	Área	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Concesión	Reservas Certificadas Probadas al 31/12/16		Producción Diaria Promedio Neta en 2016	
					Oil (Mm3)	Gas (MMm3)	Oil (m3/d)	Gas (Mm3/d)
CUENCA NEUQUINA	Fortín de Piedra	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	9	78	1	30
	Punta Senillosa	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	7	351	-	-
	Loma Ancha	Tecpetrol SA (Operador) GYP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2018 <sup>(1)</sup>	-	-	-	-
	Los Bastos	Tecpetrol SA	100,00%	06/01/2026	128	201	135	231
	Agua Salada	Tecpetrol SA (Operador) YSUR Argentina S.A.	70,00% 30,00%	06/09/2025	182	417	186	486
CUENCA DEL NOROESTE/GOLFO DE SAN JORGE	Aguaragüe	Tecpetrol SA (Operador) YPF S.A. Pampa Energía S.A. CGC S.A. Ledesma S.A.A.I.	23,00% 53,00% 15,00% 5,00% 4,00%	14/11/2027	155	464	75	216
	Ramos	Pluspetrol Energy SA (Operador) Tecpetrol SA YPF SA YPF Energía	33,00% 25,00% 15,00% 27,00%	21/01/2026	48	573	29	366
	El Tordillo	Tecpetrol SA (Operador) Pampa Energía S.A. YPF S.A. Petrominera Chubut S.E.	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	14/11/2027 (3)	3.148	321	912	19
	La Tapera-Puesto Quiroga	Tecpetrol SA (Operador) Pampa Energía S.A. YPF S.A. Petrominera Chubut S.E.	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	05/08/2027 (3)	87	20	21	-
	Estancia La Mariposa	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%	25/11/2033	27	469	9	124
	Lomita de la Costa	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%	25/11/2033	3	63	0	5
	Cerro Mangrullo	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%	25/11/2033	1	25	-	-
	José Segundo	Dapetrol SA	100,00%	A perpetuidad	47	-	31	-

(1) Finaliza el Primer Periodo del Plazo Básico de Exploración

(2) Finaliza el Segundo Periodo de Exploración

(3) En Sept-14 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de estos yacimientos por 20 años más a partir del 2027

### ***Historia de Tecpetrol.***

La Sociedad 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 Sociedad no actuaba como operador. La Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad adquirió, en una operación privada, una compañía que era titular de una concesión a perpetuidad sobre el área José Segundo.

La Sociedad 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 de 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%), de Aguaraquí 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 Sociedad 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 Quiamare-La Ceiba cuya participación fue cedida en el año 2003 y, el segundo en el Área Colón, en el cual la Sociedad mantiene una participación minoritaria.

En Ecuador firmó en el año 1999 con Petroecuador un contrato para la explotación de petróleo y exploración del campo marginal Bermejo.

En la República del Perú, firmó 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.

Asimismo, la Sociedad 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 participa de dos bloques 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 Sociedad su derecho de preferencia en dicho aporte su participación disminuyó a 0,24% a dicha fecha. Actualmente, el porcentaje de participación de la Sociedad en Tecpetrol Colombia S.A.S. es de 0,16%.

En la República de Bolivia, la Sociedad, 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 Bolivie 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 bloques 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 bloques, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm<sup>3</sup>/d. Con fecha 23 de mayo 2017 la Sociedad vendió su participación en dichos bloques a Tecpetrol Internacional S.L.U..

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

Actualmente, la Sociedad presta servicios de asesoramiento a estas sociedades afiliadas que operan en Latinoamérica.

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, bajo el control de dicha compañía.

Entre los años 2013 y 2016, la Sociedad negoció con las respectivas provincias la extensión del plazo de las concesiones en los diferentes yacimientos en los que participa. Se extendieron hasta el 2047 la concesión de los yacimientos de la Cuenca del Golfo de San Jorge (con excepción de Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo que se extendieron hasta el 2033), hasta el 2025 la concesión del área Agua Salada y hasta el 2051 las concesiones de Fortín de Piedra y Punta Senillosa, en Neuquén.

Adicionalmente, en diciembre de 2014 fue adjudicada a la Sociedad el área de Loma Ancha, situada en la zona de Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén. Se trata de un permiso exploratorio de 4 años en el cual Tecpetrol tiene el 95% de participación y es el operador del área, y su socio, Gas y Petróleo de Neuquén SA (“G&P”), el restante 5%.

En abril de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó el Plan de Desarrollo de Fortín de Piedra 2017-2019, a través del cual se estima invertir -hasta fines de 2019- las sumas de U\$S 1.600 millones en el desarrollo de pozos de gas no convencional y U\$S 700 millones en instalaciones de tratamiento y transporte del gas.

#### ***Antecedentes de Tecpetrol bajo el régimen de Oferta Pública:***

Tecpetrol previamente ya se ha encontrado bajo el régimen de oferta pública. Por Resolución CNV N° 12.111, de fecha 09 de febrero de 1998, se autorizó a Tecpetrol a crear

un Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto de cien millones de dólares estadounidenses de valor nominal (V/N U\$S 100.000.000), o su equivalente en otras monedas.

Posteriormente, en el año 2002, y por intermedio de la Resolución CNV N° 14.154, se amplió el programa antes referido por un monto de cuatrocientos millones de dólares estadounidenses de valor nominal (V/N U\$S 400.000.000), mientras que por intermedio de la Resolución CNV N° 14.445, de fecha 13 de marzo de 2003, se aprobó la prórroga del mencionado programa, ampliándolo por un plazo adicional de cinco años contados a partir del vencimiento del plazo original (es decir, a partir del 09 de febrero de 2003 y venciendo el 09 de febrero de 2008).

Bajo el marco del citado programa, y a lo largo de la vigencia del mismo, Tecpetrol emitió y colocó en el mercado las Clases I, II, III, IV y V, que fueron todas oportunamente pagadas y canceladas, cancelándose en forma anticipada el 12 de junio de 2007 el último periodo de intereses y la amortización total del capital de las últimas obligaciones negociables en circulación de la Clase V.

Con motivo de lo expuesto en el párrafo precedente, por Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad celebrada el 10 de julio de 2007, se resolvió la cancelación anticipada del programa y su consiguiente retiro del régimen de oferta pública, retiro que fue aprobado por la CNV mediante Resolución CNV N° 15.700 de fecha 16 de agosto de 2007.

### ***Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol***

La Sociedad 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:

<b>Sociedad Controlante</b>	<b>Actividad principal</b>	<b>País</b>	<b>%</b>
Tecpetrol Internacional S.L.U.	Inversiones y participación en sociedades.	España	95,98
<b>Subsidiaria y Asociada</b>	<b>Actividad principal</b>	<b>País</b>	<b>%</b>
Dapetrol S.A.	Exploración, descubrimiento, explotación y venta de hidrocarburos.	Argentina	97,50

<b>Otras participaciones</b>	<b>Actividad principal</b>	<b>País</b>	<b>%</b>
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 de México S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	México	1,77
Burgos Oil Services S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,937
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	0,0000002

### ***Estrategia societaria:***

La Sociedad ha venido desarrollando la estrategia, al iniciar 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, 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 Sociedad 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 lo inmediato, la estrategia que desarrolla la Sociedad se centra en el desarrollo del gas no convencional en la zona de Vaca Muerta. En línea con este concepto, en los últimos años la Sociedad 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 96.000 acres, siendo su área más promisoría Fortín de Piedra. El nuevo 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, han alentado a la Sociedad a contemplar planes de inversión hasta el 2019 por hasta U\$S 2.300 millones en la primera fase del desarrollo del área Fortín de Piedra, que incluyen la perforación de 150 pozos e instalaciones de tratamiento y transporte de gas.

#### Ejes Estratégicos de la Sociedad:

- **Integración: exploración, producción, transporte y distribución:** la Sociedad participa en la exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina y, a través de sociedades afiliadas, también tiene una participación no controlante en el negocio de transporte y distribución del mismo (su controlante, Tecpetrol Internacional S.L.U., posee participaciones indirectas 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 Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad está fuertemente comprometida con su entorno, el desarrollo social, el cuidado del ambiente y la seguridad del personal son fundamentales en el día a día de las actividades
- **Desarrollo de los recursos humanos:** es prioridad de la Sociedad 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 Sociedad:

- **Management experimentado de la Sociedad:** La Sociedad 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** (Sin perjuicio de la información de los accionistas de la Sociedad a los que se hace referencia en el “*Capítulo XIII.- ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS*”, ver dentro del presente capítulo el punto referido “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 alguna 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** (ver dentro del presente capítulo el punto referido “Vaca Muerta”).

#### ***Negocios de la Sociedad:***

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

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 y Loma Ancha).

El segmento de la Cuenca del Noroeste y de la Cuenca del Golfo de San Jorge comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguaragüe y Ramos (no operada), y 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 José Segundo (esta última se explota en forma indirecta a través de la subsidiaria Dapetrol S.A.).

La Sociedad opera distintas áreas de petróleo y gas natural en Argentina, siendo en distintos casos titular conjunto con otras empresas nacionales e internacionales. Adicionalmente la Sociedad participa en un área no operada en Argentina. Sus principales socios locales son: YPF S.A., YSUR Argentina S.A., Pampa Energía S.A. (anteriormente Petrobras Argentina S.A.), Pluspetrol Energy S.A., Compañía General de Combustibles S.A., Petrolera El Trébol S.A., Ledesma S.A.A.I., y Alianza Petrolera S.A..

A continuación se muestra un mapa de las áreas en las que participa la Sociedad 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 y Cuenca del Golfo de San Jorge, indicándose asimismo la extensión de cada área, sus respectivas participaciones, tipo de concesión y fecha de vencimiento de las mismas (si la hubiere).

Cuenca	Área	Tipo de Concesión	Superficie Area (en Km2)	Provincia	Fecha Vencimiento	Socios	Participación
CUENCA NEUQUINA	Fortín de Piedra	Concesión de Explotación No Convencional	249,45	Neuquén	30/06/2051	Tecpetrol SA	100,00%
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	24,39	Neuquén	30/06/2051	Tecpetrol SA	100,00%
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	142,74	Neuquén	15/12/2018 <sup>(1)</sup>	Tecpetrol SA (Operador) GyP de Neuquén	95,00% 5,00%
	Los Bastos	Concesión de Explotación	367,86	Neuquén	06/01/2026	Tecpetrol SA	100,00%
	Agua Salada	Concesión de Explotación	650,60	Río Negro	06/09/2025	Tecpetrol SA (Operador) YSUR Argentina S.A.	70,00% 30,00%
CUENCA DEL NOROESTE/GOLFO DE SAN JORGE	Aguaragüe	Concesión de Explotación	2585,67	Salta	14/11/2027	Tecpetrol SA (Operador) YPF S.A. Petrobras Energía S.A. CGC S.A. Ledesma S.A.	23,00% 53,00% 15,00% 5,00% 4,00%
	Ramos	Concesión de Explotación	135,2	Salta	21/01/2026	Pluspetrol Energy SA (Operador) Tecpetrol SA YPF SA YPF Energia	33,00% 25,00% 15,00% 27,00%
	El Tordillo	Concesión de Explotación	117,32	Chubut	14/11/2027 (3)	Tecpetrol SA (Operador) Petrobras Energía S.A. YPF S.A. Petrominera S.E	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%
	La Tapera-Puesto Quiroga	Concesión de Explotación	341,21	Chubut	05/08/2027 (3)	Tecpetrol SA (Operador) Petrobras Energía S.A. YPF S.A. Petrominera S.E	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%
	Estancia La Mariposa	Concesión de Explotación	27,9736	Santa Cruz	25/11/2033	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%
	Lomita de la Costa	Concesión de Explotación	10,22	Santa Cruz	25/11/2033	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%
	Cerro Mangrullo	Concesión de Explotación	49,32	Santa Cruz	25/11/2033	Tecpetrol SA (Operador) Alianza Petrolera S.A. Fomento Minero de Sta. Cruz S.E.	74,62% 16,38% 9,00%
	José Segundo	Concesión Minera	4,84	Chubut	A perpetuidad	Dapetrol SA	100,00%

(1) Finaliza el Primer Periodo del Plazo Básico de Exploración

(2) Finaliza el Segundo Periodo de Exploración

(3) En Sept-14 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de estos yacimientos por 20 años más a partir del 2027

### ✓ Segmento Cuenca Neuquina

Las operaciones del Segmento Cuenca Neuquina comprenden las provincias de Mendoza, 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 y Loma Ancha, todas las cuales cubren en forma conjunta una superficie total de más de 2.400 km<sup>2</sup>, y son áreas operadas por la Sociedad.

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

A continuación se detallan las áreas operadas por la Sociedad en esta cuenca indicando los pozos productivos al 31 de diciembre de 2016, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic-16	Producción Diaria Promedio Neta								
			2016			2015			2014		
			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	2	1	30	31	1	29	1	-	-	-
	Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Los Bastos (*)	71	135	231	366	165	316	165	205	277	482
	Agua Salada	72	186	486	672	156	472	156	187	727	727

(\*) Incluye Punta Senillosa

Actualmente la principal área de esta cuenca en la cual la Sociedad está concentrando el foco de sus inversiones, es Fortín de Piedra, ubicada en la ventana de *Wet Gas* de la formación de Vaca Muerta. En marzo de 2017, en función de los estudios y piloto realizados en el área, del nuevo 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, , la Sociedad ha anunciado inversiones en esta área por U\$S 2.300 millones, a ser realizadas hasta el 2019, que incluyen 150 pozos de gas no convencional e instalaciones de producción, tratamiento y transporte del gas y líquidos asociados (Remitirse a “Vaca Muerta”).

Ø Areas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Convencionales.

#### Agua Salada

Tecpetrol es titular, junto con YSUR Argentina 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 mediante Decreto Provincial N° 1.707/2014 y Ley Provincial N° 5.027.

En el área Agua Salada (provincia de Río Negro), como parte de los compromisos asumidos en la extensión de la concesión en 2014, durante el año 2016 se perforaron tres pozos nuevos en la zona Aguada del Indio Sur y dos pozos nuevos exploratorios Jagüel del Moro y Loma Azul Norte, respectivamente; adicionalmente, se realizaron reparaciones de pozos.

#### 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 de 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 de Neuquén N° 834/2010, hasta el año 2026.

En el área de Los Bastos (provincia de Neuquén) se realizaron reparaciones y se obtuvo en julio 2016 la concesión de exploración no convencional para el yacimiento Punta Senillosa (yacimiento Punta Senillosa y Las Chivas), en la que se perforó un pozo con buenos resultados.

#### Ø Areas 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 de Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de 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.

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 en dicha área se encuentran en operación cinco equipos de perforación, y se encuentran en ejecución las obras civiles asociadas a los mismos, así como las restantes obras de infraestructura, las cuales avanzan al ritmo previsto (para mayor información respecto de la actividad de la Sociedad en dicha área, remitirse dentro del presente capítulo el punto referido “Vaca Muerta”).

##### 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 de Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de 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 hidrocarburífera 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 en dicha área se encuentra en operación un equipo de perforación, y se encuentran en ejecución las obras civiles asociadas al mismo, así como las restantes obras de infraestructura, las cuales avanzan al ritmo previsto

#### Loma Ancha

Tecpetrol es titular del 95% de los derechos y obligaciones en la Unión Transitoria “Gas y Petróleo del Neuquén SA – 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 de 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 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 año 2016 se realizó reproceso de sísmica 3D cumpliendo con los compromisos asumidos, restando sólo la perforación de un pozo.

✓ Segmento Cuenca del Noroeste y Cuenca del Golfo de San Jorge:

El presente segmento se encuentra dividido s en la Cuenta Noroeste y en la Cuenca del Golfo de San Jorge.

#### Ø Cuenca del Golfo de San Jorge:

Ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz, actualmente la mayor parte de la producción de hidrocarburos y reservas probadas de la Sociedad se encuentran concentradas en esta Cuenca donde la Sociedad opera las áreas de El Tordillo, La Tapera, Estancia La Mariposa, Puesto Quiroga, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y José Segundo.

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 Sociedad en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2016, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic-16	Producción Diaria Promedio Neta								
			2016			2015			2014		
			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	442	912	19	931	1.191	3	1.191	1.269	-	1.269
	La Tapera-Puesto Quiroga	9	21	-	21	28	-	28	26	-	26
	Estancia La Mariposa	10	9	124	132	15	189	15	8	166	166
	Lomita de la Costa	-	-	5	5	-	1	-	-	1	1
	Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	José Segundo	14	31	-	31	44	-	44	47	47	47

### 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 Km<sup>2</sup>. El total de los pozos en producción en esta área al 31 de diciembre de 2016 alcanzaba a 442 pozos. La producción promedio neta del año 2016 fue de 931 m<sup>3</sup>eq/día.

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 arriba descriptos.

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 adecuación de la estructura operativa del yacimiento que permitirá la sustentabilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo.

#### 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 1171/2008, (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.

#### 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 vencimiento, 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.

Ø *Cuenca del Noroeste:*

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

Asimismo, la Sociedad gozaba de un permiso de exploración sobre el área hidrocarburífera Orán, otorgado mediante decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 2.924/210 en el marco de la licitación pública 001/09. El plazo del permiso de exploración se encuentra finalizado, sin haber solicitado la Sociedad la extensión del mismo ó el otorgamiento de una concesión de explotación.

Por otra parte, la Sociedad es cotitular, junto con las empresas Pluspetrol S.A. y Pampa Energía S.A. de los derechos y obligaciones sobre el permiso de exploración otorgado sobre el Área Río Colorado. El permiso fue adjudicado por Decreto de la Provincia de Salta N° 2.690/2007 de fecha 3 de octubre de 2007. El plazo del permiso de exploración se encuentra finalizado, encontrándose compromisos asumidos pendientes de ejecución, y sin haber solicitado la Sociedad el otorgamiento de una concesión de explotación.

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2016			2015			2014		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic-16	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	Aguarañue	32	75	216	291	69	139	69	65	70	135
	Ramos	14	29	366	402	85	408	85	64	576	576

Aguarague (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. – AGUARAGUE Unión Transitoria” (en la actualidad compuestas por las empresas YPF S.A., Tecpetrol S.A., Pampa Energía S.A.- anteriormente 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 Aguarañue. 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 285,6 Km<sup>2</sup>, el total de pozos en extracción efectiva promedio de esta área a diciembre de 2016 alcanzaba a 32 pozos. La producción promedio neta del año 2016 fue de 291 m<sup>3</sup>eq/día. 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.

Asimismo, en el año 2016 se puso nuevamente en producción el pozo CD-1011 que permitió incrementar las ventas de gas del área en un 25%, pasando de 180 Mm<sup>3</sup>/día a 240 Mm<sup>3</sup>/día. Adicionalmente, partir de agosto de 2016 se inició la campaña de pulling y workover planificada. En agosto de 2017 se ha iniciado un plan de perforación en Aguaragüe por U\$S 30 millones (al 100%), consistente en dos pozos profundos y un tercer pozo más somero y exploratorio.

## 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 mediante Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 92/1996, a partir de su vencimiento en el año 2016.

## 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.

### ***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 ó 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 de Neuquén, con agua abundante y lejos de concentraciones urbanas ofrece condiciones de explotación que debieran contribuir 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 así 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 escapa a la realidad de la región. Su déficit energético se agravó como consecuencia de políticas aplicadas por la administración anterior a la actual y no pudo ser revertido. Luego de nueve años de implementación de diversos planes impulsados por el Gobierno Nacional para incentivar la oferta de gas, el balance del mercado aún es deficitario.

El esfuerzo inversor se concentró en la explotación convencional y en gas de baja permeabilidad o de arenas compactas (*tight*), pero su potencial es acotado. Los recursos gasíferos significativos están en Vaca Muerta. Hasta el momento, sólo YPF, Total y Tecpetrol iniciaron planes piloto en dicho yacimiento.

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

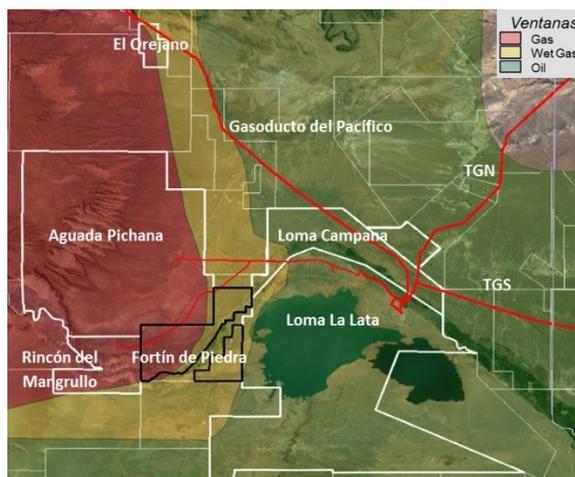
En línea con este concepto, en los últimos años la Sociedad se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas* y *dry gas* en dicha formación, sumando un total de 96.000 acres. Su área más promisorio es Fortín de Piedra, sobre la cual en julio de 2016 la Sociedad obtuvo su concesión para la explotación no convencional hasta el 2051.

El nuevo 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, alienta a la Sociedad a comprometer el plan de inversión más importante de su historia. El 23 de marzo de 2017 la Sociedad dio el primer paso para transformar la promesa de Vaca Muerta en una

realidad, anunciando una inversión de hasta U\$S 2.300 millones aproximadamente hasta el 2019 en la primera fase del desarrollo del área Fortín de Piedra, que incluyen la perforación de 150 pozos e instalaciones de tratamiento y transporte de gas. Se trata de un proyecto exigente, muy complejo técnicamente y que requiere de una gran coordinación por parte de todos los actores involucrados.

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

La ubicación del área Fortín de Piedra (ver mapa) provee una ventaja competitiva, pues está a solo 40 km. de la planta central de Loma La Lata en el centro gasífero de la cuenca, que brinda pleno acceso a la infraestructura de transporte disponible (Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.). Además, está sobre el río Neuquén de donde se toma el agua para las fracturas.



Durante el ejercicio 2016 en el área Fortín de Piedra se perforó un pozo vertical y dos pozos en profundidades cercanas a los 4.750 metros, con ramas horizontales de 1.500 metros, y se realizaron inversiones en una planta de tratamiento de gas y ductos de conexión para transportar la producción en dicha área. Los primeros ensayos de los pozos horizontales mostraron buena evolución de caudal y presión de boca de pozo, brindando buenas perspectivas de producción.

A comienzos de 2017 se perforaron tres pozos en el área Fortín de Piedra, con ramas horizontales de 1.500 metros con objetivo en la formación Vaca Muerta. Los mismos fueron completados y se encuentran actualmente en ensayo de producción, con volúmenes de gas y presiones en línea con lo esperado. Junto con los cuatro pozos perforados en años anteriores -dos horizontales y dos verticales- totalizan una producción diaria de 750 mil metros cúbicos de gas, restringida por la capacidad de procesamiento en superficie.

Por otra parte, entre los meses de mayo y agosto de 2017 se sumaron al área cuatro equipos de perforación, totalizando cinco en operación en la actualidad en dicha área, los cuales llevan adelante la perforación de 20 pozos horizontales con ramas de 2.000 metros de longitud. A partir del mes de octubre de 2017 se prevé iniciar la fractura y ensayo de estos pozos. En paralelo, se avanza con las obras de infraestructura en superficie, que incluyen construcción de locaciones, tendido de líneas de flujo, construcción de baterías, construcción y ampliación de plantas de tratamiento y deshidratación, tendido y conexión de ductos de exportación, entre otros, con el objetivo de llevar la capacidad de tratamiento y entrega de gas del área a 1,5 millones de metros cúbicos diarios a fines de Septiembre de 2017 y a 5 millones de m<sup>3</sup>/d a comienzos de 2018.

A la fecha de este Prospecto se encuentran en operación seis equipos de perforación (cinco en el área Fortín de Piedra y el restante en el área Punta Senillosa), y en curso de ejecución las obras civiles asociadas a los mismos, así como las restantes obras de infraestructura, las cuales avanzan al ritmo previsto.

### ***Regalías***

La Sociedad abona en forma mensual a las administraciones provinciales, regalías sobre la producción de hidrocarburos y gas natural. Los pagos son efectuados en pesos argentinos. Las regalías se determinan sobre la producción de hidrocarburos y gas natural de cada yacimiento, aplicando la alícuota correspondiente a la valorización de la misma según el valor en boca de pozo. El mismo es determinado, básicamente, por el precio al cual es comercializada dicha producción, neto de deducciones de gastos y ajustes de calidad admitidos por la legislación. Asimismo, en ciertas áreas, la Sociedad abona porcentajes adicionales (generalmente del 3% o 4%) sobre la misma base de regalías, como resultado de, entre otros, acuerdos para la extensión de las concesiones.

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

Cuenca	Provincia	Area	Concepto	Alicuota	
				Crudo, Condensado y Gasolina	Gas
CUENCA NEUQUINA	Neuquén	Los Bastos	Regalías	12,0%	12,0%
	Neuquén	Los Bastos	Canon	3,0%	3,0%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías	12,0%	12,0%
	Neuquén	Punta Senillosa	Canon	3,0%	3,0%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías	12,0%	12,0%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Canon	3,0%	3,0%
	Río Negro	Agua Salada	Regalías	12,0%	12,0%
	Río Negro	Agua Salada	Canon	3,0%	3,0%
CUENCA DEL NOROESTE/GOLFO DE SAN JORGE	Salta	Aguaragüe	Regalías	12,0%	12,0%
	Salta	Aguaragüe	Canon	3,0%	3,0%
	Salta	Ramos	Regalías	12%	12,0%
	Chubut	El Tordillo	Regalías	12,0%	12,0%
	Chubut	El Tordillo	Aporte Extraordinario	4,0%	4,0%
	Chubut	El Tordillo	Petrominera	0,5%	0,5%
	Chubut	La Tapera	Regalías	12,0%	-
	Chubut	La Tapera	Aporte Extraordinario	4,0%	-
	Chubut	La Tapera	Petrominera	0,5%	-
	Chubut	Puesto Quiroga	Regalías	12,0%	12,0%
	Chubut	Puesto Quiroga	Aporte Extraordinario	4,0%	4,0%
	Chubut	Puesto Quiroga	Petrominera	0,5%	0,5%
	Santa Cruz	Estancia La Mariposa	Regalías	12,0%	12,0%
	Santa Cruz	Lomita de la Costa	Regalías	12,0%	12,0%
	Santa Cruz	José Segundo	Regalías	10,0%	-

***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 Sociedad, y que se presenta anualmente a la autoridad competente (Ministerio de Energía y Minería), son las que se detallan a continuación:

RESERVAS PROBADAS CERTIFICADAS a la participación de TECPETROL (a fin de la concesión)

	al 31-dic-2016			al 31-dic-2015			al 31-dic-2014		
	Petróleo Mm3	Gas MMm3	Total Mm3eq	Petróleo Mm3	Gas MMm3	Total Mm3eq	Petróleo Mm3	Gas MMm3	Total Mm3eq
El Tordillo	3.148	321	3.468	3.736	303	4.039	3.611	266	3.877
La Tapera	9	-	9	16	-	16	8	-	8
Puesto Quiroga	77	20	97	80	5	84	67	4	71
José Segundo	47	-	47	79	-	79	89	-	89
Estancia La Mariposa	27	469	495	31	598	629	31	778	808
Lomita de la Costa	3	63	66	3	64	67	3	62	65
Cerro Mangrullo	1	25	26	1	26	27	1	26	27
Aguaragüe	155	464	619	175	521	696	170	339	509
Ramos	48	573	621	49	678	727	58	828	886
Agua Salada	182	417	599	179	378	556	186	414	600
Los Bastos	128	201	329	109	394	503	155	344	499
Punta Senillosa	7	351	358	-	-	-	-	-	-
Fortín de Piedra	9	78	87	1	42	43	-	-	-
<b>Total Reservas</b>	<b>3.841</b>	<b>2.981</b>	<b>6.822</b>	<b>4.458</b>	<b>3.008</b>	<b>7.467</b>	<b>4.378</b>	<b>3.061</b>	<b>7.439</b>

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 Sociedad 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 porque en los últimos años el precio del petróleo y del gas estuvo regulado con precios fijos.

### Venta de Petróleo Crudo

Actualmente la Sociedad vende la mayor parte de su petróleo crudo al mercado interno mediante distintos acuerdos de venta. En determinados momentos del año se producen excedentes de producción, no demandados por el mercado doméstico, por lo que debe realizar exportaciones de petróleo crudo.

En el ejercicio 2016, el 52% de las ventas de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 48% restante se exportó principalmente a Bahamas, China y Estados Unidos ante la baja temporal en el refinamiento en el mercado local. Durante el primer semestre de 2017 esta tendencia se revirtió, habiéndose realizado solo una exportación de petróleo crudo tipo Escalante mediante un contrato spot, que representó el 30 % del volumen de petróleo comercializado durante ese período. Las ventas de petróleo crudo al mercado doméstico se realizan mediante contratos a término para los petróleos crudo tipo Escalante de la cuenca Golfo San Jorge y Condensado de la cuenca Noroeste, y por períodos de entre uno y cuatro meses para el petróleo crudo tipo Medanito de la cuenca Neuquina.

Los principales clientes de petróleo de la Compañía son Shell C.A.P.S.A, YPF S.A. y Refinor S.A. En general, los precios para los crudos tipo Medanito y condensado en el mercado local son un monto fijo en dólares estadounidenses que se actualiza mensualmente. El precio del petróleo crudo tipo Escalante se determina por una fórmula que refleja los precios de paridad de exportación o un valor superior fijo. Desde diciembre de 2014, con la caída significativa de los precios internacionales, en general los precios internos del petróleo han sido superiores a los precios de referencia en los mercados internacionales, aunque actualmente la diferencia se redujo a un mínimo. En consonancia con los objetivos del gobierno declarados en el "*Acuerdo para la Transición a los Precios Internacionales de la Industria Argentina de Hidrocarburos*" oportunamente suscriptos entre determinadas empresas refinadoras y productoras de petróleo crudo, el Ministerio de Energía y Minería ha anunciado su intención de liberar el precio del crudo doméstico desde el 1ro de enero del 2018 a fin de que se alineen los precios internos con los internacionales aunque por el momento no se han emitido las normas que lo implementen.

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. Las exportaciones son pagaderas en dólares en el exterior.

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.

Durante el primer semestre de 2017, el 59 % de las ventas de petróleo crudo de la Compañía, y el 32% de sus ventas netas totales fueron destinadas a YPF S.A. y Shell C.A.P.S.A., respectivamente.

#### 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 y Fortín de Piedra;
- iii) los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge: El Tordillo y Estancia La Mariposa.

La Compañía 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 dos mecanismos: a) en cumplimiento de las disposiciones del Estado Nacional mediante Resoluciones del ENARGAS y de la ex Secretaría de Energía de la Nación, y b) mediante acuerdos de provisión de gas para la Demanda Prioritaria libremente pactados entre las partes.
- ii) **Generación de Energía Eléctrica:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda de Centrales Termoeléctricas se realiza a través de CAMMESA por medio de acuerdos de venta en condición interrumpible.
- 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.

Siendo que desde la crisis del 2001/2002, los precios de gas natural en Argentina se encontraban por debajo de los precios de mercado, en enero de 2013, con el objeto de incrementar la producción local de gas natural, se publicó la Resolución de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas N° 1/13 que creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (Plan Gas), mediante el cual el Estado Nacional se compromete a abonar a las Empresas Beneficiarias una Compensación que dependerá del nivel de producción incremental en referencia a una inyección base definida. En noviembre de 2013, la Resolución N° 60/13 de la misma Comisión, extendió el “Programa a empresas con inyección reducida” (Plan Gas II). En marzo de 2014 se aprobó la adhesión de Tecpetrol a dicho programa. En los ejercicios 2015 y 2016, la Sociedad no recibió compensaciones,

dado que el precio promedio de las ventas de Tecpetrol fue superior al precio establecido por el citado programa.

En los últimos años, debido a la disparidad de precios alcanzada entre la demanda de gas a precios regulados y desregulado (segmento industrial), surgió la necesidad de ajustar los precios del gas en boca de pozo. En abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería publicó resoluciones tendientes a recomponer los precios del segmento Residencial. Adicionalmente, se publicaron los nuevos precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural, con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista. Actualmente, los precios en boca de pozo de la demanda prioritaria son los establecidos en la Resoluciones N° 212/16 y N° 74/17, los de la demanda de las estaciones de GNC son los establecidos en la Resolución N° 74/17 y los de la demanda para generación de electricidad son los establecidos por la Resolución N° 41/16.

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. y PBB Polisor y Comercializadores de Gas como Energy Consulting Services S.A., Energy Traders S.A., Natural Energy S.A., Metroenergía S.A., Gas Meridional S.A. y Gas Patagonia S.A., entre otros. Además, la compañía comercializa el gas con destino a la generación eléctrica a través de CAMMESA. Por otro lado, en cuenca neuquina se celebró un acuerdo con la Licenciataria de Distribución Gas Natural BAN S.A. para la entrega de los volúmenes de gas exigida por la normativa vigente.

Durante el 2016, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 89% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 2% a licenciatarias del servicio de distribución y un 9% 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 y por buque. El sistema de oleoductos consta de cuatro oleoductos principales interconectados que unen dicha cuenca con la terminal marítima en Puerto Rosales, con la refinería de Luján de Cuyo y con el puerto de Concepción en Chile, y desde Puerto Rosales también por oleoductos con las refinerías de Puerto Galván, La Plata, Dock Sud y Campana, aunque 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 además del de la cuenca neuquina

pudiéndose almacenar y embarcar a buques para su exportación, transportar hacia otra terminal o hacia alguna de las refinerías antes mencionadas.

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 Sociedad entrega su petróleo 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 Sociedad, 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 Sociedad 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 Sociedad participa a través de su controlada Dapetrol S.A. 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 Huincul. 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: 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.

## 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 de 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 Sociedad 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 Aguara Güe 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.

Actualmente, la Sociedad está llevando a cabo el proyecto de un gasoducto que vinculará el área Fortín de Piedra (*shale gas*) con los gasoductos Centro Oeste y NEUBA II. El costo estimado de este gasoducto es U\$S 95 millones y su puesta en marcha está prevista para mayo de 2018.

Las capacidades de transporte en los gasoductos troncales de la zona de Neuquén son las siguientes: 44,4 MMm<sup>3</sup>/d en los gasoductos NEUBA I y II en el tramo comprendido entre Neuquén y Bahía Blanca, y de 32,5 MMm<sup>3</sup>/d en el Centro Oeste en el primer tramo hasta la derivación a Chile. Debido a que esta capacidad de transporte no se utiliza en su totalidad, estimamos que la capacidad ociosa de transporte (alrededor de 13 MMm<sup>3</sup>/d en invierno) podría ser utilizada para transportar la nueva producción de *shale gas* de la Cuenca Neuquina.

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.

### ***Potencial Fusión con América Petrogas Argentina S.A.***

Conforme información provista por el accionista principal de la Sociedad (Tecpetrol Internacional S.L.U.), éste tiene la intención de fusionar a la Sociedad con Americas Petrogas Argentina S.A. ("APASA"), compañía que se encuentra controlada por el mismo accionista que la Sociedad. Sin perjuicio de lo expuesto, a la fecha de emisión del presente Prospecto no se ha adoptado decisión societaria alguna al respecto.

De concretarse la mencionada fusión, que la Sociedad estima se realizaría utilizando los estados financieros de cada una de las sociedades al 31 de diciembre de 2017, Tecpetrol absorbería a APASA, la cual se disolvería sin liquidarse, consolidándose en un solo patrimonio -y consiguientemente en una sola unidad operativa- las actividades que cada sociedad está en condiciones de desarrollar, lo cual habrá de permitir 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 continuación se incluye un breve resumen de las áreas en las que APASA tiene participación y la actividad realizada en ellas:

UT/Área	Provincia	Participación	Operador	Categoría
MEDANITO SUR	LA PAMPA	60%	APASA	Concesión de explotación
LOS TOLDOS I SUR	NEUQUÉN	10%	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	Lote de evaluación
LOS TOLDOS I NORTE	NEUQUÉN	90%	APASA	Lote de evaluación
LOS TOLDOS II ESTE	NEUQUÉN	90%	APASA	Lote de evaluación
LOS TOLDOS III y IV	NEUQUÉN	90%	APASA	Lote de evaluación
LOMA RANQUELES	NEUQUÉN	65%	APASA	Permiso exploratorio

El área Medanita Sur corresponde a un área de explotación de hidrocarburos convencionales, mientras que las áreas Los Toldos I Sur, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos III y IV y Loma Ranqueles corresponden a áreas de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

### ***Política de Abastecimientos***

A través del área de Abastecimientos, la Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad y es auditada periódicamente por auditores internos de la Organización Techint y por auditores externos.

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

Es política de la Sociedad 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 Sociedad 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 Sociedad.

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 Sociedad 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

A continuación se adjuntan dos cuadros, el primero con la evolución en los tres últimos años del personal propio de la Sociedad agrupado por área funcional y, en el segundo, se muestra la cantidad de empleados sindicalizados sobre dicho personal propio.

Agrupador	Área Funcional	Dic 16			Dic 15			Dic 14		
		Dotación	Dotación	% HC	Dotación	Dotación	% HC	Dotación	Dotación	% HC
Dirección / Presidencia	Dirección de Sociedad o Negocios	3	3	0,8%	3	3	0,7%	3	3	0,6%
Áreas Staff	Abastecimiento	20			21			27		
	Administración y Finanzas	51			52			57		
	Asistencia	14	134	35,6%	18	146	36,0%	21	163	35,2%
	Sistemas	26			29			29		
	Recursos Humanos	23			26			29		
Desarrollo Negocio / Comercial / Planeamiento	Business y Planeamiento	18			19			24		
	Desarrollo Negocios	7	39	10,4%	11	43	10,6%	11	52	11,2%
	Comercial	14			13			17		
Áreas Core del Negocio	Exploración y Desarrollo	64			65			70		
	Ingeniería y facilities	27			31			34		
	Operaciones	61	200	53,2%	69	213	52,6%	84	245	52,9%
	Perforación y WO	37			38			46		
	Seguridad y Medioambiente	11			10			11		
<b>TOTAL</b>		<b>376</b>			<b>405</b>			<b>463</b>		

Afiliaciones por Sindicato	2016	2015	2014
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral	3	5	5
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Chubut	1	4	5
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Cuyo	1	1	1
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén	10	9	1
<b>Total</b>	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>12</b>

La Sociedad trabaja en conjunto con la Nación, Provincia, Sindicatos y Contratistas en la búsqueda responsable de soluciones que garanticen la sustentabilidad de la explotación 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 2016 otorgamos incrementos salariales en general alineados con la inflación real. El salario del personal fuera de convenio recibió ajustes equivalentes.

En la actualidad el 40% del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 15% está afiliado. Del personal alcanzado más del 98% 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 sociedad 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 el año 2014 finalizó con 1820 terceros involucrados en la operación, en 2015 con 1940, el año 2016 con 2040 y 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.

### ***Competencia***

La Compañía compite 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.

Muchos competidores poseen más recursos financieros, técnicos y humanos que la Compañía. En consecuencia, los competidores de la Compañía 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 Compañía. 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 Compañía. Véase “*Capítulo VIII.- FACTORES DE RIESGO*” “*Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas*”.

La Compañía 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 VIII.- FACTORES DE RIESGO*” Riesgos relacionados con la Actividad de la Compañía; la imposibilidad de la Compañía de acceder a los equipos e infraestructura necesarios en forma oportuna podría restringir su acceso a los mercados de petróleo y gas natural y generar importantes costos incrementales o demoras en su producción de petróleo y gas natural.

### ***Seguridad, Ambiente y Salud***

#### **Marco Normativo.**

Las operaciones de la Compañía están sujetas a una gran variedad de leyes y reglamentaciones relativas al eventual impacto que sus operaciones industriales generan en el medio ambiente, la eliminación o remediación de suelos o aguas contaminadas con

residuos peligrosos o tóxicos, especificaciones que deben cumplir las emisiones de gas y vuelco de efluentes líquidos industriales, y el efecto del medio ambiente en la salud y la seguridad. Así pues, Tecpetrol realizó y seguirá realizando actividades para dar cumplimiento a la normativa aplicable. En Argentina, las autoridades locales, provinciales y nacionales están adoptando una actitud más rigurosa en lo que atañe a cumplir y hacer cumplir el compendio normativo ambiental aplicable. Asimismo, desde 1997, Argentina viene implementando reglamentaciones que exigen que las operaciones de la Compañía cumplan con normas ambientales más estrictas. Dichas reglamentaciones establecen el marco general de los requisitos de protección ambiental, incluidas multas y sanciones penales por incumplimiento. Tecpetrol ha tomado medidas para cumplir con estas normas; no obstante, ello, no puede predecir cuáles serán las leyes o reglamentaciones ambientales que se sancionarán en el futuro, ni cómo se administrarán o harán valer las leyes actuales o futuras. El cumplimiento con leyes o reglamentaciones más estrictas, y la adopción de políticas de aplicación más rigurosas por parte de los organismos de regulación pueden ameritar que la Sociedad deba incurrir en gastos adicionales en el futuro, incluyendo la instalación y operación de sistemas y equipos para tomar medidas correctivas y, por ende, afectar las operaciones de la Compañía en general. Por otra parte, el incumplimiento de estas leyes y reglamentaciones puede tener como consecuencia la aplicación de multas o sanciones administrativas o penales y dar lugar a demandas por lesiones personales u otras responsabilidades. Remítase a *“Capítulo VIII.- FACTORES DE RIESGO” “Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía” “La Compañía podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad”*.

La promulgación de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, con sus respectivas modificatorias introducidas en 1994, como también de nuevas leyes federales, provinciales y municipales, tuvo por efecto fortalecer el marco legal en materia de daños ambientales. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más rigurosa al exigir el cumplimiento de la normativa en materia ambiental, incrementando las sanciones por incumplimiento de las mismas.

Conforme a los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, en su versión vigente, todos los habitantes del suelo argentino tienen tanto el derecho a un medio ambiente libre de daños, como el deber de protegerlo. La principal obligación de toda persona que haya provocado un daño ambiental es rectificar ese daño, de acuerdo con lo previsto en la normativa aplicable. El Gobierno Argentino establece las normas mínimas para la protección del medio ambiente, y las provincias y municipalidades establecen normas y reglamentaciones específicas.

Las operaciones de la Compañía se ven afectadas por las leyes y reglamentaciones federales, provinciales y municipales que rigen en materia de calidad ambiental en Argentina. Estas leyes y reglamentaciones definen normas que rigen determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen sanciones y otras responsabilidades por incumplimiento de la normativa aplicable y establecen obligaciones rectificativas en determinadas circunstancias.

En líneas generales, la Compañía se encuentra alcanzada por las siguientes leyes federales en materia ambiental (incluidas sus respectivas reglamentaciones):

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
- Ley General del Ambiente N° 25.675;
- Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
- Código Penal; y
- Código Civil y Comercial, que establece las normas generales del derecho de daños;
- Ley Nacional de Hidrocarburos N° 27.007.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos de indemnización por daños y perjuicios a los recursos naturales y responsabilidad por eventuales hechos en incumplimiento a la normativa en cuestión. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones, registros, inscripciones y permisos asociados, que ante su incumplimiento disponen la imposición de apercibimientos, sanciones y/o multas.

Asimismo, la Compañía está sujeta a muchas otras normas y reglamentaciones provinciales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, entre otras.

La descripción de las normas ambientales más importantes, vigentes en la República Argentina, es tan solo una reseña y no una descripción exhaustiva del marco regulatorio aplicable en el país. Dicha reseña se basa en las reglamentaciones relacionadas con cuestiones ambientales vigentes en Argentina a la fecha de este Prospecto, las cuales están sujetas a cambios. Estas leyes y reglamentaciones también pueden reducir el índice de producción de hidrocarburos de la Compañía. El cumplimiento de estas leyes puede ser costoso y no excluye potenciales reclamos. La carga regulatoria a la que está sujeta el sector de hidrocarburos en Argentina incrementa el costo de llevar a cabo operaciones en dicho sector y, por consiguiente, afecta la rentabilidad de la Compañía.

## Política de la Compañía 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 Compañía 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 abandono 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 el año 2016, se continuó con la implementación del Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud, y con la estandarización de sus Normas y Procedimiento Corporativos, destacándose la emisión de los Procedimientos de “Conservación Ambiental” – herramienta que provee a las Operaciones una aproximación novedosa, más clara y sistemática a los asuntos ambientales – y de “Auditorías del Sistema de Gestión SAS”. Adicionalmente, se realizó una nueva revisión de los procedimientos de análisis de trabajo seguro, de gestión de residuos, de respuestas ante emergencias y se implementaron nuevos avances en materia de seguridad de procesos.

### ***Desarrollo Social***

La Sociedad 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 de desarrollo social 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 y de un desarrollo técnico claro y eficiente.

A continuación se mencionan algunos de los programas de Desarrollo Social y Gestión Social del Negocio llevados a cabo por la Sociedad entre julio de 2014 y junio de 2017, agrupados de acuerdo al área de acción. Los valores están expresados en dólares estadounidenses al porcentaje de participación de la Sociedad.

<i>Área de Acción</i>	<i>Nombre del Programa</i>	<i>Actividad</i>	<i>Monto total (en U\$S)</i>
Educación	Extra Clase	Extra Clase	103.944
Educación	Gen Técnico	Gen Técnico y Becas al Mérito	409.342
Cultura	Programas Culturales	Fototeca y Cine	137.758
Inclusión Social y Sostenibilidad	Proyectos Comunitarios	Proyectos y Capacitación Comunitaria	226.839
Gestión Social del Negocio	N/A	Becas, Infraestructura Social, Obras de Agua, etc.	250.807

### ***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.

## ***Seguros***

Es política de la compañía cubrir los riesgos asegurables 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 dividendos***

La Compañía no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Compañía 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 Compañía considere relevante.

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

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Sociedad, las ganancias realizadas y líquidas de la Compañía 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 Sociedad 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.

### ***Política de Transparencia***

En el marco de una serie de iniciativas encaradas por la Sociedad 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; y (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 Sociedad en lo que respecta a sus relaciones con terceros.

### ***Procesos Legales de la Sociedad***

Somos parte de diversos juicios y demandas de carácter civil, tributario, comercial y laboral que se nos iniciaron con motivo de nuestras actividades. Aunque no podemos dar ninguna garantía sobre cómo se resolverán finalmente estos asuntos, nuestro Directorio opina, en base a la información disponible en estos momentos y a lo consultado con los asesores legales externos, que el desenlace de estas demandas y acciones legales, en forma aislada o en conjunto, no tendrá un efecto significativo, que exceda el alcance de las provisiones que tenemos constituidas para cubrir las pérdidas que podrían generarse de estos juicios, en nuestra situación financiera, flujos de fondos o resultados de operaciones.

Estas provisiones ascienden al 30 de junio de 2017 a un monto total de \$ 95.990.223. Destacamos que la Sociedad registra provisiones para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad, en la medida en que sean probables y puedan ser cuantificadas razonablemente. Registramos una previsión para contingencias cuando existe alta posibilidad de incurrir en costos futuros y dichos costos pueden ser estimados razonablemente. Tales provisiones se basan en los desarrollos a partir de la fecha en que se realizan dichas acumulaciones, en las estimaciones de los resultados de estos asuntos y en la experiencia de nuestros abogados para realizar impugnaciones, litigar o resolver otros asuntos. A medida que el avance de los reclamos se hace más definido, pueden surgir cambios en las estimaciones de costos futuros, que podrían tener efectos materiales sobre nuestra condición financiera y el resultado de las operaciones. No obstante, el resultado de estos procesos podría diferir considerablemente de los montos estimados apartados.

Sin perjuicio de los procesos legales mencionados en nuestros estados financieros, a continuación se enuncian otras demandas y acciones legales principales en los que nuestra Sociedad es parte:

*(i) Demanda de la Asociación de Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”) contra BRASPETRO y Otros S/ Daños varios – Cuenca Hidrocarburífera del Noroeste:*

Es una demanda iniciada por una asociación de superficiarios contra TECPETROL, BRASPETRO, CGC, DONG WON, MOBIL, O & DEVELOPMENTS LTD, PAN AMERICAN ENERGY, PLUS PETROL EXP Y P, PLUSPETROL S.A., YPF S.A. y REPSOL S.A- y notificada a Tecpetrol en fecha 28 de mayo de 2014, a través de la cual pretende que se las condene a (i) realizar las acciones necesarias tendientes a la recomposición de los daños colectivos ambientales causados a los ecosistemas por la actividad realizada por tales empresas en la Cuenca Hidrocarburífera del Noroeste; (ii) contratar seguros de coberturas suficientes para garantizar el financiamiento de la recomposición de tales daños; y (iii) adoptar en los sucesivo las medidas necesarias para evitar los perjuicios que se causan al medio ambiente.

El caso tramita en el Juzgado Federal N° 1 de Salta.

Los plazos procesales para contestar demanda están actualmente suspendidos.

(ii) *Demanda de la Asociación de Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”) contra COLHUE HUAPI y Otros S/ Daños varios – Cuenca Golfo San Jorge:*

Es una demanda entablada por la misma asociación civil mencionada en el punto precedente, donde además de TECPETROL y DAPETROL, se encuentran demandadas COLHUE HUAPI S.A., COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A., CRI HOLDING INC. SUCURSAL ARGENTINA, ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A., EPSUR S.A., EZ HOLDINGS S.A., GOLDEN OIL CORPORATION SUCURSAL ARGENTINA, INGENIERÍA ALPA S.A., INTERENERGY ARGENTINA S.A., MISAHAR ARGENTINA S.A., OIL M&S S.A., PAN AMERICAN ENERGY LLC SUCURSAL ARGENTINA, PETROLERA CERRO NEGRO S.A., ROCH S.A., SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC., UNITEC ENERGY S.A., WINTERSHALL ENERGÍA S.A., YPF S.A., TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A., y TRANSPORTADORA DEL GAS DEL SUR S.A. Asimismo, solicitaron que la demanda también sea dirigida a los directores de cada una de las empresas demandadas.

La causa tramita en el Juzgado Federal de Caleta Olivia.

ASSUPA requiere que se condene a los co-demandados a lo siguiente: (i) al restablecimiento del ambiente al estado previo a los trabajos de exploración, explotación, producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y la prevención de daños ambientales futuros en la Cuenca Hidrocarburífera Golfo San Jorge; (ii) realicen las acciones necesarias para la recomposición de los daños ambientales aducidos y obtener (a) la total desaparición de las sustancias nocivas que se encuentran en el mar, el agua, el suelo y el aire y (b) reposición a su estado anterior de la áreas deforestadas a causa de la actividad desarrollada por los co-demandados; (iii) adopción de las medidas necesarias para evitar los perjuicios que se causan al medio ambiente; y (iv) en forma subsidiaria, si no se pueden implementar las medidas de recomposición, solicitan que se determina una indemnización sustitutiva.

La Sociedad se presentó en tiempo y forma en el expediente planteando excepciones en base a los defectos legales contenidos en la demanda (imputaciones genéricas). Asimismo, solicitó que se suspendan los plazos para contestar la demanda hasta que no se resuelvan las excepciones planteadas.

El 07 de junio de 2017 la Juez ordenó suspender los plazos para contestar la demanda, salvo para la co-demandada Transportadora del Gas del Sur S.A. (no opuso como excepción el defecto legal).

(iii) Otros juicios

También somos parte de otros juicios que son menos significativos que los arriba indicados los cuales se explican en las Notas a nuestros estados financieros. También podríamos ser parte de otros juicios dentro del giro normal de nuestros negocios, tales como los reclamos por daños materiales de bienes de terceros en los que se encuentran nuestros yacimientos, reclamos por lesiones personales o reclamos laborales de empleados y contratistas anteriores y actuales y de otros reclamos de proveedores y terceros.

**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.

El siguiente cuadro contiene un detalle de las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por Tecpetrol y aquellas en las que Tecpetrol participa como socio no operador:

Área	Ubicación	Superficie área (en km2)
Los Bastos	Neuquén, Argentina	367,86
Punta Senillosa	Neuquén, Argentina	24,39
Fortín de Piedra	Neuquén, Argentina	249,45
Loma Ancha	Neuquén, Argentina	142,74
El Tordillo	Chubut, Argentina	117,32
La Tapera – Puesto Quiroga	Chubut, Argentina	341,21
Jose Segundo	Chubut, Argentina	4,84
Estancia La Mariposa	Santa Cruz, Argentina	27,9736
Lomita de la Costa	Santa Cruz, Argentina	10,22

Cerro Mangrullo	Santa Cruz, Argentina	49,32
Aguaragüe	Salta, Argentina	2585,67
Ramos	Salta, Argentina	135,2

***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 Sociedad es controlada indirectamente por San Faustin S.A., una una Societé 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 (al respecto remitirse al punto de “Beneficiario Final” incluido en el “Capítulo XIII.- ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS”).

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 2016 contaban con aproximadamente 48,500 empleados y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente U\$S 15.200 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, negociando US\$ 5 mil millones por año en compras de materias primas, bienes y servicios industriales para sus clientes

En el cuadro que se adjunta a continuación, se pueden observar las principales cifras de la Organización Techint en su conjunto:

<b>ORGANIZACIÓN TECHINT - Cifras consolidadas en Milliones de us\$</b>					
	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Ingresos</b>	25.477	25.378	23.826	19.108	15.238
<b>Inversiones</b>	2.282	2.085	2.455	2.405	1.708
<b>Total Activos</b>	33.755	33.226	34.026	29.928	29.096
<b>Empleados Permanentes</b>	59.196	59.429	58.257	51.191	48.530

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.

## **X. RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA EMISORA**

### **RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA DE LA EMISORA**

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

#### **Descripción**

Respecto de la descripción de la Sociedad, remitirse a “*Capítulo IX.- INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA*”.

#### **Reseña Informativa**

##### **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 por el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio. El gobierno actual ha comenzado a implementar reformas que se espera que mejoren los fundamentos a largo plazo del sector de petróleo y gas, haciendo que el sector sea más orientado a las demandas del mercado y sostenible. Además, la actual administración ha tomado medidas para comenzar a corregir los desequilibrios macroeconómicos y reinsertar a la Argentina en los mercados financieros internacionales (remitirse a “*Capítulo VIII.- FACTORES DE RIESGO*” punto “Riesgos Relacionados con la Argentina”).

##### 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. 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. Aún después del cambio en la administración nacional, las exportaciones de petróleo siguen sujetas a la autorización del Ministerio de Energía y Minería, que exige que los productores demuestren que se ha satisfecho la demanda local o que se ha hecho una oferta de venta de petróleo al comprador local y rechazado.

Para compensar parcialmente estas limitaciones, el gobierno argentino creó en el pasado programas de estímulo, como el programa Oil Plus, ya no vigente, y el Plan de Estímulo del Petróleo para fomentar la exploración y producción de petróleo. El 11 de enero de 2017, en el marco de conversaciones con el Gobierno Argentino, determinados productores y refinadores firmaron el "Acuerdo para la Transición a los Precios Internacionales de la Industria Argentina de Hidrocarburos", estableciendo un esquema de precios para que el precio del barril de petróleo producido en Argentina siguiera los precios internacionales, lo cual se concretara a partir del 1 de enero de 2018 (para una descripción de estos programas, remitirse a "*Capítulo XI.- MARCO REGULATORIO*").

Durante su campaña presidencial y desde que asumió su presidencia, el Presidente Macri anunció ciertos planes para reformas significativas del sector energético del país que, en términos generales, tienen como objetivo hacer que el sector se acerque a las condiciones del mercado. Aunque creemos que estos cambios en general serán beneficiosos para nuestro negocio, no podemos predecir si, cuándo o qué medidas serán implementados o mantenidos, ni qué efectos tendrían dichas medidas, particularmente en los precios del petróleo en Argentina. (remitirse a "*Capítulo VIII.- FACTORES DE RIESGO*" punto "*Riesgos Relacionados con la Industria de Petróleo y Gas*").

### Precios y Subsidios de Gas

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 la normativa argentina, los productores de gas deben 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 pueden 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 del Ministerio de Energía y Minería, y serán autorizadas 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. 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, remitirse a “*Capítulo XI.- MARCO REGULATORIO*” punto “*Regulación Específica del Mercado de Gas, Petrolero y GLP*”).

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 (remitirse a “*Capítulo XI.- MARCO REGULATORIO*” punto “*Gas Natural*”). 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 aumentó sustancialmente los precios del gas natural en el mercado regulado, particularmente en los mercados residenciales y de generación de energía, donde los precios varían según el usuario final y la ubicación del consumo. Sin embargo, estas 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 proyecta alcanzar los precios de mercado (y, en el caso de la Patagonia, Malargüe y la Puna, hasta 2022, cuando se proyecta alcanzar 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 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 aplicará 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 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 US \$ / Mmbtu para el año calendario 2018,
- (ii) 7,00 US \$ / Mmbtu para el año calendario 2019,
- (iii) 6,50 US \$ / Mmbtu para el año calendario 2020, y
- (iv) 6,00 US \$ / Mmbtu para el año calendario 2021.

### **Programa de Exploración y Desarrollo**

La Sociedad está comprometida con el crecimiento sostenido del negocio invirtiendo en actividades de exploración y desarrollo dentro de las áreas en las que opera, algunas de ellas significativamente subdesarrolladas. 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 nuevo 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 Sociedad ha aprobado un plan de inversión para la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en el área de Fortín de Piedra de aproximadamente US \$ 2.300 millones, que incluye la perforación de 150 pozos, así como la construcción de facilidades de transporte y tratamiento.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016 la Sociedad perforó un pozo vertical y otros dos pozos a una profundidad de aproximadamente 4.750 metros con perforaciones horizontales en el mismo de aproximadamente 1.500 metros. Las pruebas iniciales de los pozos horizontales muestran resultados positivos con un flujo constante y una buena presión en la cabeza de pozo. Adicionalmente, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016, también se invirtió en la construcción de una planta de tratamiento y transporte de gas.

### **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 incrementos sustanciales en los precios del gas natural en el mercado regulado, particularmente en los mercados residenciales y de generación de energía, pueden afectar la estacionalidad de los precios promedio del gas.

### **Regalías**

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación están obligados a pagar regalías a la provincia donde se produce. Se paga sobre el valor en cabeza de pozo de la producción de crudo y los volúmenes de gas natural vendidos, un 12% de regalías y un adicional de 3% en ciertas concesiones que se han prorrogado. El valor en cabeza de pozo se calcula sobre la base del volumen y el precio de venta del crudo y del gas producido, menos el costo del tratamiento, los costos de transporte, almacenamiento y otras deducciones. Además, de conformidad con la Resolución SE N° 435/2004, si un concesionario asigna la producción de crudo para procesos de industrialización en sus plantas, el concesionario deberá acordar con las autoridades provinciales o con la antigua SE, según corresponda, un Precio de referencia que se utilizará para calcular los cánones.

Además de lo anterior, la Ley de Emergencia Pública, que introdujo derechos de exportación, estableció que tales derechos no debían deducirse del precio de exportación a efectos del cálculo de las regalías del 12%. El gasto de regalías incurrido en Argentina se contabiliza como un costo de producción. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, todo petróleo y gas producido por el titular de un permiso de exploración en forma previa al otorgamiento de una concesión de explotación está sujeto al pago de una regalía del 15%.

## Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 de acuerdo a Norma Argentina

### Resumen de Resultados bajo Norma Argentina (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ingresos por explotación	3.776.688	2.884.458	3.443.396
Derechos y otros gastos de explotación	(12.103)	(3.846)	(391.639)
Costos de explotación	(2.967.264)	(2.315.368)	(1.986.752)
<b>Resultado bruto</b>	<b>797.322</b>	<b>565.243</b>	<b>1.065.005</b>
Resultado por valuación de bienes de cambio al valor neto de realización	81.801	64.149	51.068
Gastos de comercialización	(193.919)	(93.786)	(88.562)
Gastos de administración	(593.312)	(420.841)	(463.602)
Costos de exploración	(57.575)	(23.286)	(24.999)
Otros impuestos	(81.107)	(64.483)	(51.386)
Otros ingresos y egresos, netos	9.646	23.804	101.200
<b>Resultado operativo</b>	<b>(37.145)</b>	<b>50.801</b>	<b>588.722</b>
Resultado de inversiones en sociedades con influencia significativa	(1.396)	188.351	(105.954)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(738.710)	(670.497)	(257.788)
<b>(Pérdida) / Ganancia antes de impuestos</b>	<b>(777.252)</b>	<b>(431.346)</b>	<b>224.980</b>
Impuesto a las ganancias	223.757	239.453	(116.611)
Participación de terceros en sociedades controladas	3.038	(668)	(361)
<b>(Pérdida) / Ganancia del ejercicio</b>	<b>(550.457)</b>	<b>(192.561)</b>	<b>108.007</b>

#### 2016/2015

Los ingresos por explotación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 alcanzaron los \$3.776,7 millones, aumentando un 31% respecto del ejercicio anterior, como consecuencia principalmente del efecto de la fluctuación cambiaria del dólar con respecto al peso.

El margen bruto aumentó un 41%, respecto de las cifras del 2015, producto del mayor valor en los ingresos de explotación. Sin embargo, el resultado neto del ejercicio 2016 arrojó una pérdida de \$550,5 millones (neta del cargo de impuesto a las ganancias por \$223,8 millones – ganancia), principalmente por las diferencias de cambio generadas por el endeudamiento en moneda extranjera y otros resultados financieros.

#### 2015/2014

Los ingresos por explotación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 alcanzaron los \$2.884,5 millones, disminuyendo un 16% respecto del ejercicio anterior, como consecuencia principalmente de la significativa baja del precio del petróleo durante el ejercicio, reducido en parte por el efecto de la fluctuación cambiaria del dólar con respecto al peso.

El margen bruto disminuyó un 47%, respecto las cifras del 2014, producto del menor valor en los ingresos de explotación y el aumento en los costos. El resultado neto del ejercicio 2015 arrojó una pérdida de \$192,6 millones (neta del cargo de impuesto a las ganancias por \$239,5 millones – ganancia).

### **Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014**

#### **Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo en Argentina**

La tabla siguiente muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Sociedad en Argentina para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
	Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m3 de petróleo y gas)	1.114	1.282	1.271	(168)	11	-13%
Mercado interno	869	996	966	(127)	30	-13%	3%
Mercado externo	245	286	305	(41)	(19)	-14%	-6%
Producción de petróleo (miles de m3)	515	642	652	(127)	(10)	-20%	-2%
Producción de gas (millones de m3)	599	640	619	(41)	21	-6%	3%
Precios promedio venta							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	46,17	51,86	81,99	(6)	(30)	-11%	-37%
Crudo medanito (U\$S / bbl)	62,02	74,59	78,67	(13)	(4)	-17%	-5%
Gas (U\$S/Mscf)	4,34	3,62	3,22	1	0	20%	12%

(\*) Equivalencia calórica (1.000 m3 de gas = 1 m3 de petróleo)

#### **Ingresos bajo Norma Argentina**

La tabla siguiente muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas por país (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
<i>Argentina</i>							
Crudo							
Escalante	1.617.274	1.516.381	2.207.663	100.893	(691.282)	7%	-31%
Crudo							
Medanito	793.131	663.706	697.982	129.425	(34.276)	20%	-5%
Gas	1.247.115	696.234	530.899	550.881	165.335	79%	31%
Servicios	11.530	8.137	6.852	3.393	1.285	42%	19%
<i>Bolivia</i>							
Crudo	26.634	-	-	26.634	-	100%	0%
Gas	81.004	-	-	81.004	-	100%	0%
<b>Ingresos por explotación</b>	<b>3.776.688</b>	<b>2.884.458</b>	<b>3.443.396</b>	<b>892.230</b>	<b>(558.938)</b>	<b>31%</b>	<b>-16%</b>

En Argentina, los ingresos de la Sociedad se componen de la venta de crudo Escalante proveniente principalmente de los yacimientos operados en Golfo San Jorge, crudo Medanito proveniente de la Cuenca Neuquina y de gas proveniente principalmente de los yacimientos operados en las cuencas Noroeste y 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.

Con el fin de evitar una reducción en la actividad de exploración y producción de petróleo y gas el Gobierno Nacional, a través de incentivos destinados a los exportadores de petróleo y acuerdos entre productores de hidrocarburos y refinadores, promovió que los precios de venta de combustibles y petróleo crudo en el mercado interno se mantengan superiores a los valores internacionales durante los ejercicios 2015 y 2016.

Asimismo, los ingresos por ventas de la Sociedad en los períodos informados incluyen beneficios otorgados por el gobierno argentino a través de los siguientes programas:

- Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, creado en febrero de 2015 a través de la Resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, por el cual las empresas productoras de hidrocarburos obtendrían compensaciones económicas de U\$S3 por barril producido y de hasta U\$S3 por barril exportado. Durante el ejercicio 2015 la Sociedad aplicó a este programa en el primer, segundo y cuarto trimestre. Este programa terminó su vigencia el 31 de diciembre de 2015.
- Programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo Escalante proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge de U\$S7,5 por barril, creado a través 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\$S47,50 por barril. Durante el ejercicio 2016 la Sociedad aplicó a este programa en cuatro cargamentos por un volumen de 987.419 Bbl.
- Programa de incentivo a la producción de gas natural “Gas Plus”, a través del cual la Sociedad, en adición a los proyectos aprobados hasta el ejercicio 2014, ha presentado durante los ejercicios 2015 y 2014 a la Secretaría de Energía de la Nación cuatro proyectos gasíferos a los efectos de ser caracterizados como Gas Plus (Remitirse a “*Capítulo XI.- MARCO REGULATORIO*”).
- Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida. En marzo de 2014 se aprobó la adhesión de la Sociedad a dicho programa y a fines de diciembre de 2014, se recibió una compensación de \$5,1 millones. En el ejercicio 2015 y 2016, la Sociedad no ha recibido compensaciones, dado que el precio

promedio de las ventas de la Sociedad fue superior al precio establecido por el citado programa.

En Bolivia, la Sociedad participó hasta mayo de 2017 con un 20% en los bloques Ipati y Aquío, a través de la subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A, en los que mantenía un rol de no operador. Durante el ejercicio 2016 se inició la producción comercial en ambos bloques, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm<sup>3</sup>/d.

#### *2016/2015*

En el ejercicio 2016 los ingresos por venta ascendieron a \$3.776,7 millones, incrementando un 31% respecto del ejercicio 2015. Este incremento se debe principalmente del efecto de la fluctuación cambiaria del peso con respecto al dólar estadounidense.

Durante el ejercicio 2016, el 52% de la producción de crudo fue vendida a refinerías del mercado local y el 48% restante se exportó principalmente a Bahamas, China y Estados Unidos ante la baja temporal en el refinamiento en el mercado local.

En el caso de crudo Escalante, la devaluación del tipo de cambio compensó la disminución en el precio promedio de venta (pasando de un promedio de U\$52 por barril en 2015 a U\$46 por barril en 2016) y la disminución en la producción de 26%.

Respecto de crudo Medanito, la producción se mantuvo en línea al ejercicio 2015, sin embargo los precios del mercado interno disminuyeron en promedio un 17% respecto del 2015. Como consecuencia de la baja temporal en la demanda de combustibles y la posibilidad de importar subproductos y petróleo crudo de alta calidad a precios inferiores a los del mercado doméstico, las refinerías argentinas redujeron el nivel de procesamiento de crudo de origen nacional. Esto provocó un aumento en las existencias y sobre oferta de crudo que presionó para que los precios de venta en el mercado local desciendan en el segundo semestre de 2016.

Respecto del gas, la producción se redujo un 6%, principalmente en el área Los Bastos (Cuenta Neuquina), mientras en los precios promedios se observó un aumento del 20%. Durante el 2016, los ingresos correspondieron en un 89% a usuarios industriales, 2% a licenciatarias del servicio de distribución y un 9% a generadoras de energía eléctrica.

#### *2015/2014*

En el ejercicio 2015 los ingresos por venta ascendieron a \$2.884,5 millones, disminuyendo un 16% respecto del ejercicio 2014, como consecuencia principalmente del cambio de tendencia en el precio internacional del crudo iniciado en noviembre de 2014, que afectó especialmente a los ingresos relacionados con la venta de crudo Escalante. La disminución en los ingresos fue compensado en parte por el efecto de la fluctuación cambiaria del dólar con respecto al peso.

El 55% de la producción de crudo fue vendida a refinerías del mercado local y el 45% restante se exportó principalmente a Brasil, China y Estados Unidos ante la baja temporal en la capacidad de refinamiento en el mercado local.

La producción de crudo Medanito en el ejercicio 2015 disminuyó un 15% con respecto al ejercicio 2014, mientras que los precios del mercado interno disminuyeron en promedio un 5%, debido a que el Gobierno Nacional promovió, ante la baja en el precio internacional del crudo en 2014, por medio del Decreto 2579/14, una reducción del 5% en promedio sobre el precio de los combustibles en el surtidor, implicando para la Sociedad una reducción en los valores de venta en el mercado local en el ejercicio 2015.

Respecto del gas, la producción se mantuvo en los niveles del ejercicio 2014, y en los precios promedios se observó un aumento del 12%. Los ingresos correspondieron en un 89% a usuarios industriales, 7% a licenciatarias del servicio de distribución y un 4% a generadoras de energía eléctrica.

### *Costos de explotación bajo Norma Argentina*

La tabla siguiente muestra los principales componentes del costo de ventas de la Sociedad para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
	Sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal	221.603	182.467	141.764	39.136	40.703	21%
Regalías y otros impuestos	541.569	447.677	496.571	93.892	(48.894)	21%	-10%
Prestaciones de terceros	107.552	86.660	60.788	20.892	25.873	24%	43%
Seguros	12.226	8.984	8.595	3.242	389	36%	5%
Materiales e insumos químicos	36.771	28.918	23.716	7.853	5.202	27%	22%
Energía eléctrica, combustibles, y lubricantes	127.491	112.276	94.764	15.215	17.512	14%	18%
Operaciones de mantenimiento, servicio de pozos y otros	784.585	747.545	665.605	37.040	81.940	5%	12%
Acondicionamiento, almacenaje y embarque	105.206	87.778	73.621	17.428	14.157	20%	19%
Gastos de viaje	18.076	14.536	13.329	3.540	1.207	24%	9%
Canon y servidumbre	25.797	21.204	15.552	4.593	5.652	22%	36%
Depreciaciones de bienes de uso y desvalorizaciones	986.388	577.323	392.447	409.065	184.876	71%	47%
<b>Costos de explotación</b>	<b>2.967.264</b>	<b>2.315.368</b>	<b>1.986.752</b>	<b>651.895</b>	<b>328.617</b>	<b>28%</b>	<b>17%</b>

### *2016/2015*

Los costos de explotación para el ejercicio 2016 ascendieron a \$2.967,3 millones, comparado con los \$2.315,4 millones para el ejercicio 2015, lo que equivale a un aumento de \$ 651,9 millones (28%), como consecuencia principalmente de los siguientes efectos:

- (i) \$409,0 millones por un incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipos y otros activos, lo que representó un aumento del 71% respecto de los \$577,3 millones para el ejercicio 2015. Esta variación se explica principalmente por las mayores inversiones en el ejercicio.
- (ii) \$93,9 millones por regalías y otros impuestos, que representó un incremento del 21% respecto del ejercicio 2015. Dicho aumento corresponde a regalías de petróleo \$22,0 millones, como consecuencia principalmente del efecto de la fluctuación

cambiaría del peso con respecto al dólar estadounidense, compensado parcialmente por la disminución del precio de crudo; \$ 69,9 a regalías de gas debido al aumento de precio de gas y al efecto de la fluctuación cambiaria; y \$3,0 a otros impuestos. Las regalías oscilan entre un 12% y 16% de la producción, según el área de explotación;

- (iii) \$39,1 millones por incremento sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal, como consecuencia de recomposiciones salariales acordadas.

#### 2015/2014

Los costos de explotación del ejercicio 2015 aumentaron un 17% respecto del 2014, observándose los siguientes efectos:

- \$184,9 millones por un incremento en la depreciación de Propiedades, planta y equipos y otros activos como consecuencia principalmente de las mayores inversiones en el ejercicio.
- \$40,7 millones por incremento sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal, como consecuencia de recomposiciones salariales acordadas.
- \$48,9 millones por una disminución neta en regalías y otros impuestos respecto del ejercicio 2014. La misma se explica por una disminución en las regalías de petróleo de \$85,4 millones, como consecuencia principalmente de la baja del precio del crudo, compensado parcialmente por el efecto de la fluctuación cambiaria del peso con respecto al dólar estadounidense; y por un aumento en las regalías de gas de \$36,7 debido al incremento del precio de gas y al efecto de la fluctuación cambiaria.
- \$81,9 millones por un aumento en los costos de operación y mantenimiento principalmente en la Cuenca Golfo San Jorge.

#### *Gastos de Comercialización bajo Norma Argentina*

La tabla siguiente muestra los gastos de comercialización para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
	Tasas y contribuciones	72.280	67.739	62.698	4.541	5.041	7%
Transporte	17.357	12.392	12.448	4.965	(56)	40%	0%
Acondicionamiento, almacenaje y embarque	22.330	13.962	13.989	8.368	(27)	60%	0%
Previsión para deudores incobrables	81.952	(307)	(572)	82.259	265	-26764%	-46%
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>193.919</b>	<b>93.786</b>	<b>88.562</b>	<b>100.133</b>	<b>5.224</b>	<b>107%</b>	<b>6%</b>

#### 2016/2015

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2016 ascendieron a \$193,9 millones, en comparación con los \$93,8 millones del ejercicio 2015, lo que representó un aumento del

107%, básicamente generado por el cargo de previsión incobrable reconocido en el ejercicio.

2015/2014

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2015 se mantuvieron en línea con el ejercicio 2014, representando en ambos períodos en promedio un 3% de los ingresos por ventas.

### ***Gastos de Administración bajo Norma Argentina***

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad para los períodos indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
	Retribución directores y consejo de vigilancia	2.184	2.692	3.744	(509)	(1.052)	-19%
Sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal	544.982	404.926	392.804	140.057	12.122	35%	3%
Tasas, contribuciones y sellados	28.244	6.237	12.232	22.006	(5.995)	353%	-49%
Prestaciones de terceros	118.930	108.339	104.036	10.590	4.303	10%	4%
Gastos de viaje	11.834	9.867	13.222	1.967	(3.355)	20%	-25%
Depreciaciones de bienes de uso	17.324	6.965	4.264	10.359	2.701	149%	63%
Otros	108.510	89.699	103.836	18.810	(14.137)	21%	-14%
Recupero de gastos	(238.694)	(207.884)	(170.537)	(30.810)	(37.348)	15%	22%
<b>Gastos de administración</b>	<b>593.312</b>	<b>420.841</b>	<b>463.602</b>	<b>172.471</b>	<b>(42.761)</b>	<b>41%</b>	<b>-9%</b>

2016/2015

Los gastos de administración para el ejercicio 2016 ascendieron a \$593,3 millones comparado con los \$420,8 millones para el ejercicio 2015, lo que equivale a un aumento de \$172,5 millones (41%). Dicho incremento se debe principalmente al incremento de sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal (\$140 millones), como consecuencia de recomposiciones salariales acordadas.

Los recuperos de gastos incluyen los cargos facturados por la Sociedad por asistencia técnica y *overhead* principalmente en las áreas de argentina 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.

2015/2014

Los gastos de administración para el ejercicio 2015 disminuyeron un 9% con respecto al ejercicio 2014, debido principalmente a la reducción y optimización de gastos ante la disminución en los precios internacionales de venta del crudo, haciendo foco en la eficiencia y en el aumento de la productividad en los procesos administrativos.

### ***Costos de Exploración bajo Norma Argentina***

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 ascendieron a \$57,6 millones en el ejercicio 2016, lo que representa un aumento de \$34,3 millones respecto al ejercicio 2015, el cual se debe principalmente a mayores costos asociados al desarrollo de Fortín de Piedra (\$9,5 millones) y a inversiones en el área Río Atuel (\$24,9 millones), esta última recientemente transferida por parte de la Sociedad.

En el ejercicio 2015, los costos de exploración ascendieron a \$23,3 millones y corresponden principalmente a actividad en la Cuenca Neuquina, mientras que en el ejercicio 2014 dichos costos ascendieron a \$25 millones y corresponden principalmente a resultados exploratorios en la Cuenca del Golfo San Jorge.

### ***Otros Ingresos y Egresos, netos bajo Norma Argentina***

Los otros ingresos y egresos, netos totalizan a \$9,6 millones (ganancia) en el ejercicio 2016, de los cuales \$8,2 millones (ganancia) corresponden a los resultados generados por la venta de bienes de uso y materiales.

En el ejercicio 2015, el total del rubro asciende a \$23,8 millones (ganancia) e incluye principalmente recuperos de contingencias netos y dividendos ganados de las participaciones que la Sociedad posee en Perú y México por \$ 11,3 millones.

En 2014 los otros ingresos y egresos ascienden a \$101,2 (ganancia), los cuales incluyen \$74,9 millones (ganancia) por la utilización de certificados de crédito fiscal, obtenidos a través del programa Petróleo Plus, contra pagos de derechos de exportación en dicho año, y \$17,3 millones por dividendos ganados de las participaciones en Perú y México.

### ***Resultado de inversiones en sociedades con influencia significativa bajo Norma Argentina***

La tabla siguiente muestra los resultados de inversiones en sociedades con influencia significativa (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
Tecpetrol Colombia SAS	(1.393)	188.354	(105.953)	(189.747)	294.307	-101%	-278%
<b>Resultado inversiones con influencia significativa</b>	<b>(1.396)</b>	<b>188.351</b>	<b>(105.954)</b>				

La Sociedad 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 participa de dos bloques 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 Sociedad su derecho de preferencia en dicho aporte su participación disminuyó, pasando de 25,5% a 0,24% a dicha fecha. Como consecuencia de lo anterior, en el ejercicio 2015 se reconoció una ganancia de \$188,3 millones. Actualmente, el porcentaje de participación de la Sociedad en Tecpetrol Colombia S.A.S. es de 0,16%.

### ***Resultados financieros y por tenencia, netos bajo Norma Argentina***

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los resultados financieros de Sociedad para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2016	2015	2014	16/15	15/14	16/15	15/14
<b>Resultados financieros generados por activos</b>							
Intereses netos de comisiones y gastos bancarios	46.188	17.385	22.108	28.802	(4.722)	166%	-21%
Diferencias de cambio	92.673	100.567	100.348	(7.894)	219	-8%	0%
Resultado por tenencia de títulos	958	30.527	(16.732)	(29.569)	47.259	-97%	282%
<b>Resultados financieros generados por pasivos</b>							
Intereses	(466.424)	(382.952)	(165.184)	(83.472)	(217.768)	22%	132%
Comisiones y gastos bancarios	(7.181)	(7.471)	(4.144)	290	(3.327)	-4%	80%
Diferencias de cambio	(404.924)	(428.554)	(194.184)	23.630	(234.370)	-6%	121%
<b>Resultados financieros y por tenencia, netos</b>	<b>(738.710)</b>	<b>(670.497)</b>	<b>(257.788)</b>	<b>(68.213)</b>	<b>(412.710)</b>	<b>10%</b>	<b>160%</b>

Los resultados financieros netos para el ejercicio 2016 totalizaron en una pérdida neta de \$738,7 millones, comparado con la pérdida neta de \$670,5 millones del ejercicio anterior; dicha variación responde, principalmente, a los intereses perdidos generados por el incremento de los préstamos bancarios y financieros durante el ejercicio.

En el ejercicio 2015, se observa un incremento neto de \$412,7 millones (pérdida) respecto del ejercicio anterior, la cual corresponde, principalmente, a las diferencias de cambio generadas por la fluctuación cambiaria del peso respecto del dólar estadounidense y a los intereses perdidos generados por el incremento de los préstamos bancarios y financieros.

### *Flujo de Efectivo bajo Norma Argentina (valores expresados en miles de pesos)*

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Efectivo al inicio del ejercicio	196.141	154.285	179.016
Efectivo al cierre del ejercicio	218.645	196.141	154.285
<b>Aumento (Disminución) del efectivo</b>	<b>22.505</b>	<b>41.856</b>	<b>(24.732)</b>
Efectivo generado por / (aplicado a) las actividades operativas	588.917	(393.008)	953.389
Efectivo (aplicado a) las actividades de inversión	(2.889.569)	(3.055.954)	(2.249.934)
Efectivo generado por las actividades de financiación	2.241.817	3.428.809	1.238.719
Efectivo generado por resultados financieros y por tenencia	81.340	62.009	33.094
<b>Aumento (Disminución) del efectivo</b>	<b>22.505</b>	<b>41.856</b>	<b>(24.732)</b>

Durante los ejercicios 2016, 2015 y 2014 la Sociedad ha contado con flujos de fondos provenientes de financiamiento bancario y préstamos otorgados por sus accionistas para financiar el giro normal de los negocios en Argentina y el exterior. 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.

Asimismo, Tecpetrol ha contado con aportes de capital de sus accionistas para fortalecer su situación patrimonial y dotar a la Sociedad de una mejor estructura financiera que le permita el desenvolvimiento de las operaciones.

Las inversiones en Propiedad, planta y equipos en los ejercicios 2016, 2015 y 2014 ascendieron a \$2.790,8, 3.052,2 y 2.054,5 millones, respectivamente.

En los ejercicios 2016 y 2015 la Sociedad no ha distribuido dividendos y en el ejercicio 2014, se distribuyeron dividendos por \$156,9 millones.

#### ***Endeudamiento reciente***

Con fecha 18 de septiembre de 2017 Tecpetrol, en forma conjunta con Tecpetrol del Perú SAC y Tecpetrol Bloque 56 SAC, acordaron un préstamo por hasta la suma total de U\$S 200.000.000 (dólares estadounidenses doscientos 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. con las siguientes condiciones: el desembolso de la suma solicitada podrá ser efectuado en distintos pago, el capital devengará intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa LIBOR más un margen aplicable de 150 bps por año, la amortización de capital será a partir del mes 24 (veinticuatro) desde la fecha de la solicitud y se cancelará en 13 (trece) cuotas trimestrales y consecutivas. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. A la fecha del presente Prospecto no se han realizado desembolsos de capital sobre dicho préstamo.

## XI. MARCO REGULATORIO

La siguiente sección resume las principales reglamentaciones aplicables a nuestras operaciones y actividades comerciales.

### **La industria del gas y petróleo en la Argentina**

#### *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, entregaban 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° 26741, 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 tuberías de gas para cruzar las fronteras e interconectar a la Argentina, Chile, Brasil y Uruguay, y los productores han estado exportando gas natural a los mercados chileno y brasileño, 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 su 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 para: (i) las concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) las concesiones de transporte directamente conectadas a tuberías de exportación para ese fin. Por ende, se confieren a las provincias las concesiones de transporte que se encuentren dentro del territorio de una sola provincia y que no estén conectadas a instalaciones de exportación.

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 limita a cinco la cantidad de concesiones que puede ostentar una entidad, y también restringe el área total de los permisos de exploración 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 operación, 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 depósitos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías podrá ser incrementada en un 3%, hasta un máximo del 18%.

## ***Exploración y Producción***

### Permisos y Concesiones

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, 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 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 10 años adicionales, 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 bloque en cuestión (y del gobierno nacional respecto de bloques mar adentro que sobrepasen las 12 millas náuticas). Al momento del vencimiento del período de prórroga, las provincias tienen el derecho de conferir nuevas concesiones o contratos relacionados con los bloques en cuestión. En caso de que se descubran cantidades de petróleo y gas comercialmente explotables 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 Líquidos” 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 viables 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.

### Regalías

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, 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 3% adicional en concepto de regalía extraordinaria 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. 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, que introdujo los impuestos a la exportación, estableció que estos no pueden 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.

## Retornos

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.

En el mes de marzo de 2007, la ex SE dictó la Resolución N° 407/2007 que aprobó nuevas reglamentaciones referidas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

## ***Transporte de Hidrocarburos Líquidos***

La Ley de Hidrocarburos permite que el poder ejecutivo del gobierno nacional otorgue concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos mediante la presentación de licitaciones. En virtud de la Ley N° 26.197, los respectivos gobiernos provinciales poseen la misma facultad. Los titulares de concesiones de explotación tienen el derecho de recibir la concesión para el transporte para el petróleo, el gas y los productos petrolíferos que ellos produzcan. La vigencia de una concesión de transporte puede ser prorrogada por un período adicional de diez años mediante la solicitud efectuada ante el poder ejecutivo. 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 las tuberías de gas.

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

#### **Petróleo**

##### *Exportaciones 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 encuentra afectado por una combinación de factores que incluyen las restricciones 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.

La Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción impuso más restricciones sobre las exportaciones del crudo mediante la fijación del precio a los fines de 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 determinó nuevos valores de referencia para el crudo y alícuotas para el cálculo de los derechos de exportación.

##### *Programas “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.

En el mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución de la SE N° 14/2015, instaurando el Programa de *Estímulo a la Producción de Petróleo*. Las empresas que participaran de este Programa acordaban una producción mínima (la “Base de Producción”) y podían llegar a recibir U\$S 3/ Bbl o U\$S 2/ Bbl (dependiendo si era para el mercado interno o para exportar) por cada Bbl que excediera la Base de Producción, hasta un precio máximo de U\$S 70/ Bbl para el petróleo Escalante y de U\$S 84/ Bbl para el petróleo Medanita.

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. El Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 21/2016, mediante la cual, para determinados precios de petróleo crudo internacional, cualquier barril de crudo Escalante exportado, producido en la Cuenca del Golfo San Jorge, obtendría un monto adicional de U\$S 7,50.

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. 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.

### *Medidas Recientes*

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.

El día 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”, el cual solicita una autorización específica de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de algunos de sus derivados.

## 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 co-propiedad 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”).

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.

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”, el cual podía ser solicitado por empresas que hubieran tenido una inyección promedio de menos de 3,5 millones de m<sup>3</sup> 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.

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. A la fecha de este Prospecto, los proyectos aprobados desde los que Tecpetrol extrae producción de gas natural son los que se listan a continuación:

Proyecto	N° Res SE	N° de Expediente
<b>Los Bastos</b>		
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
<b>Agua Salada</b>		
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
<b>Fortín de Piedra</b>		
Fortín de Piedra	579/2015	EXP-S01:0043396/2014
<b>Aguarague</b>		
Side Track Ag.ap-1001	319/2010	EXP-S01:0451944/2008
Campo Durán-1007	85/2012	EXP-S01:0327236/2011
<b>Ramos</b>		
Ramos xp-1012	1104/2008	EXP-S01:0440364/2010
<b>Estancia La Mariposa</b>		
Estancia La Mariposa	389/2014	EXP-S01:0109912/2012

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.

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, para los segmentos de distribución y de transporte público de gas natural. El nuevo esquema tarifario será aplicado de manera gradual de la siguiente forma: 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.

#### *Restricciones a las Exportaciones de Gas Natural y Prioridades para la Oferta Interna*

De conformidad con el Decreto N° 893/2016, la Ley de Gas Natural somete a las exportaciones de gas a la previa aprobación del Ministerio de Energía y Minería 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 Natural*

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.

### *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.

En virtud de este programa, que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, las empresas que deseen participar 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 Hidrocarburíferos 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 (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa en el mercado interno) y el precio mínimo.

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.

Debido a que nosotros producimos gas no convencional y estamos inscriptos en el Programa de Estímulo en virtud de la Resolución N° 60/13 de la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera”, hemos solicitado la adhesión a este nuevo programa, no habiéndose obtenido la autorización correspondiente a la fecha de emisión de este Prospecto.

#### *GLP (Gas Licuado de Petróleo)*

La Ley N° 26020, 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.

## **XII. DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS**

Directores y Para mayor información sobre directores y gerencia de primera línea, remitirse a “*Capítulo V. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN*”.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Directorio de la Sociedad (todos los cuales son residentes en la República Argentina), la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro del Directorio de la Sociedad, el año en que fueron designados y la vigencia del cargo.

APELLIDO	NOMBRE	CARGO	FECHA DESIGNACIÓN	VIGENCIA
ORMACHEA	CARLOS ARTURO	Presidente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MARIN	HORACIO DANIEL	Vicepresidente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MONDOLO	ALICIA LUCÍA	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MATA	JUAN JOSÉ	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MARKOUS	RICARDO MIGUEL	Director Titular	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
PAPPIER	CARLOS GUILLERMO	Director Suplente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
PERCZYK	JORGE	Director Suplente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
MARTINEZ MOSQUERA	MARCELO GERMAN	Director Suplente	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
SOLER	RICARDO JUAN PEDRO	Consejero de Vigilancia	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
HIRSCHLER	CLAUDIO RENATO	Consejero de Vigilancia	15/05/17 (*)	31.12.17 (*)
STAMPALIA	PABLO RODOLFO	Consejero de Vigilancia	19/06/17 (*)	31.12.17 (*)

(\*) 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).

## **Generalidades.**

La administración de la Compañía está a cargo de un Directorio, de conformidad con lo dispuesto en su Estatuto Social, la Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales.

El Estatuto Social de la Sociedad establece que el Directorio puede estar compuesto por no menos de tres (3) y no más de cinco (5) miembros titulares, cada uno de los cuales es elegido por la asamblea Ordinaria de Accionistas, y duran en sus cargos por el término de un ejercicio, pudiendo ser reelectos indefinidamente. Conforme lo establece el Art. 10º del Estatuto Social, el Consejo de Vigilancia está facultado para proceder a la designación de Directores Suplentes, a los efectos de prever posibles ausencias, renunciaciones o impedimento para el ejercicio del cargo por los miembros titulares.

En la actualidad, el Directorio está formado por cinco (5) miembros titulares designados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad, celebrada el 15 de mayo de 2017, y por tres (3) Directores suplentes designados por el Consejo de Vigilancia en su reunión de misma fecha.

Salvo por nuestro Estatuto Social no existen otros acuerdos que tengan que ver con nuestra administración y dirección.

De acuerdo con nuestro Estatuto y con las leyes argentinas, el Directorio debe reunirse al menos una vez cada tres meses. El quórum se constituye con la mayoría de los integrantes del Directorio y sus resoluciones se toman con el voto afirmativo de la mayoría de los Directores asistentes. En caso de empate, resuelve el Presidente del Directorio o la persona que lo reemplace en una determinada reunión.

## **Deberes y Responsabilidades de los Directores**

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores son responsables de desempeñar sus funciones con la lealtad y la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidariamente responsables ante la Compañía, los accionistas y terceros por mal desempeño de sus funciones, por violar las leyes, los estatutos sociales o las reglamentaciones, si hubiera, así como por los daños y perjuicios causados por fraude, abuso de autoridad o culpa de acuerdo con el artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Las siguientes prohibiciones y obligaciones se consideran como parte integrante del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los activos de la Compañía y la información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de sacar ventaja, o de permitir que otros saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades comerciales de la compañía; (iii) la obligación de ejercer las facultades otorgadas por el directorio únicamente para fines pretendidos por la ley, los estatutos sociales o las resoluciones de los accionistas y del Directorio; y (iv) la obligación de adoptar cuidados extremos de modo tal que el Directorio, directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la Compañía. Un director debe informar al Directorio y al Consejo de Vigilancia cualquier conflicto de intereses que pudiera tener en una determinada operación, y deberá abstenerse de votar en tal decisión.

Por otra parte, la Ley de Mercado de Capitales confiere a los miembros del directorio dos deberes adicionales: (i) deberes relacionados con la oferta pública de los valores de la Compañía, en virtud de los cuales los directores deben informar a la CNV todo acontecimiento o circunstancia relacionada con la compañía que pueda tener un efecto sustancial en la suscripción de sus títulos valores o en el curso de las respectivas negociaciones; y (ii) el deber de mantener el secreto, lo que implica que los directores (además de otros funcionarios o empleados relevantes) deben guardar estricta confidencialidad y abstenerse de negociar con los títulos valores de la Compañía, en caso de tener acceso a información confidencial relacionada con la Compañía que, por su importancia, pueda afectar el precio de los títulos valores de la Compañía.

Un Director no será responsable por las decisiones tomadas en una reunión de Directorio siempre que exprese su oposición en forma escrita e informe tal circunstancia al Consejo de Vigilancia. Para que sean efectivas, estas precauciones deben adoptarse antes del surgimiento de cualquier reclamo o de que se entablen acciones legales contra ese director. La aprobación por parte de los accionistas de la Compañía de una decisión del director da por concluida la responsabilidad del director por su decisión, a menos que los accionistas titulares de un 5% o más del capital social de la Compañía objetaran tal aprobación, o que la decisión hubiera sido tomada en violación de las leyes o de los estatutos sociales. Con la mayoría de los votos de nuestros accionistas, podremos iniciar procesos legales contra los directores. Si dicho proceso no fuera iniciado dentro del plazo de tres meses contados a partir de la resolución de la asamblea aprobando la iniciación de dicho proceso, cualquier accionista podrá promover la acción en representación y por cuenta de la empresa.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, las funciones y facultades de un director suplente, al actuar en carácter de director titular en forma temporaria o permanente, son las mismas que las mencionadas antes respecto a directores titulares. No tienen otras funciones o facultades como directores suplentes.

### **Remuneración de directores y funcionarios**

La Asamblea de Accionistas de la Compañía 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 Compañía 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 compañía 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 2016, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 15 de mayo de 2017 aprobó la suma de aproximadamente \$1,10 millones en concepto de honorarios totales a pagar a los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía, quienes también se desempeñan como miembros del directorio. En este caso se excedió el límite del cinco por ciento (5%) de las utilidades fijado por el artículo 261 de la Ley de General de Sociedades y por las Normas N.T. 2013 y sus mod., pero el exceso obedeció a las funciones técnico-administrativas desarrolladas por los Directores y también se consideraron las responsabilidades asumidas, el tiempo dedicado a sus funciones, su competencia y reputación profesional, así como el valor de sus servicios en el mercado. Asimismo, el exceso al límite prefijado en el artículo 261 de la Ley General de Sociedades y en las Normas N.T. 2013 y sus mod. fue incluido expresamente como punto de orden del día en la asamblea que aprobó los honorarios. A la fecha de este Prospecto, la Compañía no ofrece planes de jubilación a sus directores y funcionarios ejecutivos. La Sociedad 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 Sociedad percibió una retribución anual por la suma de \$260.000. El Vicepresidente de la Sociedad percibió una retribución anual por la suma de \$225.000. Los Directores Titulares percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$82.000. Los Directores Suplentes percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$44.000. Los Consejeros de Vigilancia percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$82.000.

Al 31 de diciembre de 2015, la asamblea de accionistas celebrada el 03 de junio de 2016 aprobó la suma de aproximadamente \$ 1,02 millones en concepto de honorarios totales a pagar a los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía por el ejercicio de dichos cargos.

Al 31 de diciembre de 2014, la asamblea de accionistas celebrada el 14 de abril de 2015 había aprobado la suma de aproximadamente \$2,20 millones en concepto de honorarios totales a pagar a los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía por el ejercicio de dichos cargos.

Al 31 de diciembre de 2013, la asamblea de accionistas celebrada el 14 de abril de 2014 había aprobado la suma de aproximadamente \$1,63 millones en concepto de honorarios totales a pagar a los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía por el ejercicio de dichos cargos.

Asimismo, el Consejo de Vigilancia de la Sociedad, en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 283 de la Ley N° 19.550, ha contratado oportunamente los servicios de Auditoría de Price Waterhouse & Co. S.R.L., 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 Sociedad respecto de la mencionada contratación como de los honorarios acordados al efecto.

Al 31 de diciembre de 2013, la asamblea de accionistas celebrada el 14 de abril de 2014 había aprobado la suma de aproximadamente \$504.551 en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2014, la asamblea de accionistas celebrada el 14 de abril de 2015 había aprobado la suma de aproximadamente \$655.916 en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2015, la asamblea de accionistas celebrada el 03 de junio de 2016 había aprobado la suma de aproximadamente \$859.510 en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2016, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 15 de mayo de 2017 había aprobado la suma de aproximadamente \$923.442 en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Compañía.

## **Empleados**

Al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Compañía tenía 376, 405, y 463 empleados, respectivamente.

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

La Sociedad 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. Al respecto, la Sociedad ha desarrollado el programa Tecpetrol University Induction Camp (TUIC) y el programa de Liderazgo y el de Formación Intensiva de Managers. Adicionalmente, se destaca la implementación del primer programa de “Emprendedores” y el lanzamiento de una plataforma de aprendizaje, que permitirá otorgarle al personal un rol más activo en la gestión de su capacitación.

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

### *a) Programas de beneficio por retiro y otros.*

La Sociedad 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% real promedio y una tasa de incremento salarial del 2% y 3% respectivamente. Los importes por estos planes son los siguientes:

(Según Norma Argentina)

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014
Valor presente de las obligaciones no fondeadas	176.049.658	164.594.468	140.175.645
Costo por servicios prestados en el pasado no reconocidos	(17.339.409)	(15.280.081)	(3.353.158)
Ganancias actuariales no reconocidas	79.584.944	44.732.992	26.438.019
Pasivo neto reconocido	238.295.193	194.047.379	163.260.506

El pasivo correspondiente a estos planes se encuentra registrado al valor presente de los flujos de fondos futuros, siendo imputado su cargo durante los años de servicio restantes de los beneficiarios involucrados hasta el cumplimiento de todas las condiciones a las que se encuentra sujeto el reconocimiento de cada beneficio. Dicho pasivo es calculado por actuarios independientes, al menos una vez al año, utilizando el método de “Unidad de crédito proyectada”.

El pasivo neto reconocido bajo Norma Argentina por tales beneficios se expone dentro del rubro “Deudas sociales y fiscales” del pasivo no corriente, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio. El cargo a resultados calculado conforme a Norma Argentina, ascendió a \$33.423.346, \$23.134.202 y a \$30.194.308 en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

*b) Programa de retención e incentivo a largo plazo de empleados*

Tecpetrol Internacional S.A. (controlante indirecta de la Sociedad) adoptó un programa de retención e incentivos a largo plazo para ciertos empleados de algunas subsidiarias. Conforme a este programa, ciertos altos directivos de Tecpetrol recibirán un número de unidades valuadas según el valor en libros del Patrimonio Neto por acción de Tecpetrol Internacional 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 10 años de la fecha de recepción, con opción por parte del empleado de solicitarla a partir del séptimo año, o cuando el mismo quede desvinculado de la Sociedad, al valor de libros del último Patrimonio Neto publicado por acción (excluyendo la participación no controlante) de Tecpetrol Internacional S.A. al momento del pago. Los beneficiarios recibirán también importes en efectivo equivalentes al dividendo pagado por acción, cada vez que Tecpetrol Internacional S.A. pague un dividendo en efectivo a sus accionistas.

### **XIII. ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS**

#### *Principales Accionistas*

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$3.800.000.000 dividido en la siguiente forma: 2.459.102.936 (dos mil cuatrocientos cincuenta y nueve millones ciento dos mil novecientas treinta y seis) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.340.897.064 (un mil trescientas cuarenta millones ochocientos noventa y siete mil sesenta y cuatro) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas.

Se adjunta detalle de composición accionaria:

<b>Accionista</b>	<b>Clase</b>	<b>Cantidad de Acciones</b>	<b>Porcentaje de Capital</b>
Tecpetrol Internacional S.L.U., con domicilio en García de Paredes 94, piso 1° A, 28010, Madrid, España.	A	2.306.488.942	60,697%
	B	1.340.897.064	35,286%
Tecpetrol International S.A., con domicilio en Luis Alberto Herrera 1248, WTC Torre 3, oficina 255, Montevideo 11300, República Oriental del Uruguay.	A	152.613.982	4,01657%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0001 %

- ✓ 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 International S.A. sociedad legalmente constituida en la República Oriental del Uruguay. Por su parte, Tecpetrol International S.A. a su vez se encuentra indirectamente controlada por San Faustin S.A. (en adelante “San Faustin”), una Societé 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.-)

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 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.

### **Transacciones con partes relacionadas**

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas:

Valores expresados en pesos (según norma argentina)

<b>Ejercicio iniciado el 1 de enero de 2016 y finalizado el 31 de diciembre de 2016</b>	<b>Otras sociedades relacionadas</b>
Ingresos por ventas	11.340.832
Intereses ganados	1.617.624
Intereses perdidos	(77.103.900)
Compras de bienes de uso	(179.749.332)
Prestaciones de terceros	(6.990.651)

<b>Ejercicio iniciado el 1 de enero de 2015 y finalizado el 31 de diciembre de 2015</b>	<b>Otras sociedades relacionadas</b>
Ingresos por ventas	51.804.028
Intereses ganados	892.179
Compras de bienes de uso	(174.237.551)
Prestaciones de terceros	(11.510.037)

<b>Ejercicio iniciado el 1 de enero de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014</b>	<b>Otras sociedades relacionadas</b>
Ingresos por ventas	18.802.959
Intereses ganados	1.020.995
Compras de bienes de uso	123.198.980
Prestaciones de terceros	(7.852.355)

## **XIV. INFORMACIÓN CONTABLE**

### **Estados Financieros**

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las normas contables argentinas contenidas en las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, aprobadas por el Consejo profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asimismo, la Compañía ha preparado estados financieros especiales intermedios condensados al 30 de junio de 2017, los cuales fueron elaborados conforme a las NIIF emitidas por el IASB, con el propósito de ser utilizados para su presentación como estados financieros de ingreso al Régimen de Oferta Pública de la CNV, de conformidad con el artículo 6° Sección I – Capítulo V – Título II de las Normas N.T. 2013 y sus mod..

Los estados financieros especiales intermedios condensados al 30 de junio de 2017 con informe de auditor se encuentran publicados en la AIF.

### **Procesos legal.**

A la fecha, no existe proceso legal y/o arbitral alguno en el que la Sociedad 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. Sin perjuicio de ello, para mayor información de los procesos legales remitirse al punto “Procesos Legales de la Sociedad” incluido dentro del Capítulo IX. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.

### **Política de Dividendos.**

La Compañía no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Compañía 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 Compañía considere relevante.

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

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Sociedad, las ganancias realizadas y líquidas de la Compañía 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 Sociedad 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.**

La Sociedad no tiene conocimiento de la existencia y/u ocurrencia de cambios significativos desde la fecha de emisión de los estados financieros especiales intermedios condensados al 30 de junio de 2017 y que pudieren impactar en la información reflejada en los mismos.

## **XV. 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](http://www.bcba.sba.com.ar)), en el boletín diario electrónico del MAE publicado en la página web del MAE ([www.mae.com.ar](http://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.

## **XVI. 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 especifiquen los Suplementos correspondientes.

## XVII. INFORMACIÓN ADICIONAL

### *Capital Social*

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$3.800.000.000 dividido en la siguiente forma: 2.459.102.936 (dos mil cuatrocientos cincuenta y nueve millones ciento dos mil novecientas treinta y seis) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.340.897.064 (un mil trescientas cuarenta millones ochocientas noventa y siete mil sesenta y cuatro) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas.

Se adjunta detalle de composición accionaria actual:

<b>Accionista</b>	<b>Clase</b>	<b>Cantidad de Acciones</b>	<b>Porcentaje de Capital</b>
Tecpetrol Internacional S.L.U., con domicilio en García de Paredes 94, piso 1° A, 28010, Madrid, España.	A	2.306.488.942	60,697%
	B	1.340.897.064	35,286%
Tecpetrol Internacional S.A., con domicilio en Luis Alberto Herrera 1248, WTC Torre 3, oficina 255, Montevideo 11300, República Oriental del Uruguay.	A	152.613.982	4,01657%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0001 %

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 2014, 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2016.

### *Instrumento Constitutivo – Estatutos:*

Tecpetrol 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; y N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017.

### ***Administración:***

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo XII.-, 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 nueve funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio (al respecto ver el punto “Funcionarios Ejecutivos” del “Capítulo V.- DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, 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*

### *Ingresos de fondos*

En enero de 2002, el gobierno argentino dictó la Ley de Emergencia Pública y declaró un estado de emergencia pública en términos de condiciones sociales, económicas, administrativas, financieras y cambiarias y se confirió al gobierno argentino la facultad de establecer un sistema para determinar el tipo de cambio entre el peso y las monedas extranjeras y para dictar normas cambiarias. En este contexto, el 8 de febrero de 2002, el gobierno argentino aprobó el Decreto 260/2002 que estableció (i) el MULC en el cual debían liquidarse todas las operaciones cambiarias en moneda extranjera y (ii) que el tipo de cambio aplicable a las operaciones cambiarias podía ser libremente acordado entre las partes contratantes, sujeto a los requisitos y las normas impuestas por el Banco Central de la República Argentina. Se establece un resumen de las principales normas a continuación.

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005, el gobierno argentino estableció que (i) la totalidad de los ingresos de fondos al mercado cambiario interno derivados de deudas externas incurridas por residentes (incluyendo personas físicas y jurídicas del sector privado argentino), excluyendo el financiamiento de comercio exterior y las emisiones primarias de títulos de deuda autorizadas para su oferta pública en Argentina y cotización en los mercados autorregulados, y (ii) la totalidad de los ingresos de fondos de no residentes canalizados a través del MULC y a ser mantenidos en moneda local para la adquisición de todo tipo de activos o pasivos financieros en el sector privado financiero o no financiero (distintos de inversiones extranjeras directas y emisiones primarias de títulos de deuda y acciones autorizadas para su oferta pública en Argentina y cotización en mercados autorregulados), y las inversiones en títulos emitidos por el sector público y adquiridos en mercados secundarios, debían cumplir con los siguientes requisitos: (a) dichos ingresos de fondos solamente podían ser transferidos fuera del mercado cambiario local al vencimiento de un plazo de 365 días corridos contados desde la fecha de liquidación de dichos fondos en Pesos; (b) el producido de dichos ingresos de fondos debía acreditarse en una cuenta en el sistema bancario local; (c) un depósito intransferible y no remunerado equivalente al 30% del monto involucrado en la operación pertinente debía mantenerse en Argentina por un plazo de 365 días corridos bajo los términos y las condiciones establecidos por las normas aplicables (el “Depósito”); y (d) dicho Depósito debía ser efectuado en Dólares Estadounidenses y mantenido en entidades financieras de Argentina; y no podía ser utilizado para garantizar líneas de crédito de ningún tipo ni servir como garantía.

En diciembre de 2015, el Ministerio de Hacienda dictó la Resolución N° 3/2015, que derogó el requisito de cumplir con el Depósito. En consecuencia, el Depósito ha dejado de ser aplicable, entre otras, a las operaciones de deuda financiera con el exterior, ingresos de fondos de no residentes y repatriaciones de residentes. Asimismo, la Resolución N° 3/2015 redujo el plazo mínimo durante el cual deben permanecer en Argentina los fondos recibidos como resultado de nuevas deudas financieras (incurridas por residentes y otorgadas por acreedores externos) y transferidos a Argentina, de 365 días a 120 días corridos desde la fecha de transferencia de los fondos. Asimismo, mediante Resolución N° E 1/17 el Ministerio de Hacienda redujo a 0 el plazo mínimo de permanencia en el país de fondos. Adicionalmente, el Banco Central receptó este criterio a través del dictado de la

Comunicación “A” 6150, con fecha 13 de enero de 2017.

El 8 de agosto de 2016 el Banco Central modificó estructuralmente las normas cambiarias vigentes, instaurando un nuevo régimen cambiario mediante la Comunicación “A” 6037 que flexibiliza significativamente el acceso al MULC.

A continuación se incluye una descripción de las principales normas del Banco Central relativas a los ingresos y egresos de fondos hacia y desde Argentina. Para mayor información sobre el alcance total de las actuales restricciones cambiarias y normas sobre control cambiario, los inversores deberán consultar a sus asesores legales, haciendo referencia a las normas aplicables mencionadas en el Prospecto, que están disponibles en el sitio web del Ministerio de Hacienda ([www.minhacienda.gob.ar](http://www.minhacienda.gob.ar)) o en el sitio web del Banco Central ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)).

### ***Capital***

La Comunicación “A” 5265 junto con la Comunicación “A” 6037 del BCRA han modificado las normas aplicables en materia de deudas financieras, entendiéndose como deuda financiera con el exterior a aquellas deudas contraídas con no residentes que no tengan su origen en una operación de comercio exterior argentino, o que teniendo este origen, no califican en la normativa cambiaria como una deuda comercial con el exterior.

La Comunicación “A” 5850 dictada por el BCRA estableció que las nuevas operaciones de endeudamiento financiero con el exterior del sector financiero, del sector privado no financiero y gobiernos locales, no estarán sujetos a la obligación de ingreso y liquidación de los fondos en el mercado local de cambios.

Independientemente de que los fondos sean o no ingresados al mercado de cambios en el caso de operaciones del sector privado no financiero y sector financiero es obligación el registro de la deuda en el "Relevamiento de pasivos externos y emisiones de títulos" (Comunicación "A" 3.602 y complementarias) conforme lo previsto en el Artículo 1º del Decreto N° 616/05.

### ***Egreso de fondos***

La Comunicación “A” 6.037 derogó las disposiciones que preveía la Comunicación “A” 5.850, en la que se diferenciaba el tratamiento de los egresos por servicios prestados y/o devengados a partir del 17 de diciembre de 2015 y antes de dicha fecha.

### ***Pago de servicios y de rentas (intereses, utilidades y dividendos)***

No existe ningún tipo de restricción para acceder al MULC para realizar transferencias al exterior para el pago de servicios, intereses, utilidades y dividendos y adquisición de activos no financieros no producidos, cualquiera sea el concepto (fletes, seguros, regalías, asesoramiento técnico, honorarios, etc.). El acceso al MULC al efecto requiere la presentación de documentación en cumplimiento con los regímenes informativos del

Banco Central establecidos por la Comunicación “A” 3602 y complementarias y la Comunicación “A” 4237 y complementarias, de corresponder.

Los no residentes tienen acceso al MULC por servicios, rentas y transferencias corrientes cobrados en el país acorde a las normas específicas que regulan el acceso al mercado por parte de no residentes.

### ***Cancelación de servicios de deudas financieras con el exterior***

En el caso de acceso al mercado de cambios por los servicios de capital de deudas financieras con el exterior, incluyendo la cancelación de *stand by* financieros otorgados por entidades bancarias locales, se deberá contar con declaración jurada del deudor de haber presentado, en caso de corresponder, la declaración de deuda del “Relevamiento de las emisiones de títulos de deuda y de pasivos externos del sector privado”.

### ***Acceso al mercado de cambios para la atención de servicios de emisiones de títulos de deuda locales en moneda extranjera***

Para el acceso al mercado de cambios para la atención de servicios de emisiones de títulos de deuda locales en moneda extranjera se deberá contar con declaración jurada del deudor de haber presentado, en caso de corresponder, la declaración de deuda del “Relevamiento de las emisiones de títulos de deuda y de pasivos externos del sector privado” establecido por la Comunicación “A” 3602 y complementarias.

### ***Restricciones a la Compra de Divisas por parte de residentes***

Conforme surge de la Comunicación “A” 6037 del BCRA de fecha 8 de agosto de 2016, se deroga el tope mensual que se imponía a la compra de Dólares para atesoramiento.

## **Otras disposiciones**

### ***Formación de activos externos de residentes***

Las Comunicación “A” 6037 modificó lo que regulaban las Comunicaciones “A” 5526 y 5850, fijando que las personas humanas residentes, las personas jurídicas del sector privado constituidas en el país que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, los patrimonios y otras universalidades constituidos en el país y los gobiernos locales podrán acceder al mercado de cambios sin requerir la conformidad previa del Banco Central, por el conjunto de los siguientes conceptos: inversiones directas de residentes, inversiones de cartera en el exterior de residentes y compras de billetes en moneda extranjera y cheques de viajeros por parte de residentes; cuando se reúnan las siguientes condiciones:

1. Por las compras de billetes en moneda extranjera y de divisas por los conceptos señalados que superen el equivalente de U\$S 2.500 (dólares estadounidenses dos mil quinientos) por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios, la

operación sólo puede efectuarse con débito a una cuenta a la vista abierta en entidades financieras locales a nombre del cliente, o con transferencia vía MEP a favor de la entidad interviniente de los fondos desde cuentas a la vista del cliente abiertas en una entidad financiera, o con pago mediante cheque de la cuenta propia del cliente.

La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que conste que con la operación de cambio a concertar se cumple este límite para sus operaciones en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

2. En el caso de ventas de divisas a residentes para la constitución de inversiones de portafolio en el exterior, la transferencia debe tener como destino una cuenta a nombre del cliente que realiza la operación de cambio, abierta en bancos del exterior, bancos de inversión u otras instituciones del exterior que presten servicios financieros y sean controladas por bancos del exterior, que no estén constituidos en países o territorios no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal en función de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 589/13 y complementarias ni en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. A estos efectos se deberá considerar como países o territorios declarados no cooperantes a los catalogados por el Grupo de Acción Financiera Internacional ([www.fatf-gafi.org](http://www.fatf-gafi.org)).

La identificación de la entidad del exterior donde está constituida la cuenta y el número de cuenta del cliente, deben quedar registrados en el boleto de cambio correspondiente.

### ***Venta de divisas extranjeras a no residentes***

La Comunicación "A" 6037 publicó una actualización de los reglamentos aplicables al acceso al MULC para los no residentes (según las definiciones contenidas en el Manual de Balanza de Pagos, quinta edición, capítulo IV, del FMI). En consecuencia, no se requerirá la aprobación previa del Banco Central para cualquiera de las siguientes operaciones realizadas por no residentes en la medida que los requisitos impuestos en cada caso se cumplan:

(i) compras de divisas por transferencias al exterior, siempre que la documentación prescripta en el reglamento mencionado anteriormente se haya presentado, en los casos enumerados a continuación, cuando se refieran a transacciones, o pertenezcan a operaciones en Argentina, de:

1.1. Endeudamiento financiero originado en préstamos externos de no residentes.

1.2. Cobro de créditos en concursos preventivos y cobro de deudas bajo procedimientos de reorganización o insolvencia en la medida en que el cliente no residente haya sido reconocido como acreedor por una resolución no apelable del tribunal competente de dichos procedimientos.

1.3. Repatriaciones de inversiones directas en el sector privado no financiero, en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, y/o en propiedades inmuebles, en la medida que el beneficiario del exterior sea una persona física o jurídica que resida o que esté constituida o domiciliada en

dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que sean considerados “cooperadores a los fines de la transparencia fiscal” en función de lo dispuesto por el Art. 1° del Decreto N° 589/13, sus normas complementarias y modificatorias, por los siguientes conceptos:

- Venta de la inversión directa.
- Liquidación definitiva de la inversión directa.
- Reducción de capital decidida por la empresa local.
- Devolución de aportes irrevocables efectuada por la empresa local.

Una inversión en una compañía se considera una “inversión extranjera directa” en la medida en la que esa inversión represente al menos el 10% del capital social de la compañía en cuestión.

1.4 Cobro de intereses o ventas producto de otras inversiones de portfolio (y sus frutos), siempre que el beneficiario del exterior sea una persona física o jurídica que resida o haya sido constituida y establecida en dominios, jurisdicciones, territorios o estados que se consideren cooperadores a los efectos asociados de la transparencia fiscal, según lo dispuesto en el Art. 1 del Decreto N° 589/2013 y complementarias. Estas repatriaciones de inversiones de cartera incluyen, pero no se limitan, a las inversiones de cartera en acciones y participaciones en empresas locales, inversiones en fondos mutuos y fideicomisos locales, compra de carteras de préstamos otorgados a residentes por bancos locales, compra de facturas y pagarés para transacciones comerciales locales, inversiones en bonos locales emitidos en pesos y en moneda extranjera pagaderos a nivel local, así como las compras de otros créditos internos. A los no residentes se les permitirá el acceso al MULC para la repatriación de su inversión sin necesidad de obtener una autorización previa del Banco Central, siempre que el período mínimo de permanencia de 120 días a partir de la fecha de la entrada de los fondos en Argentina mediante su liquidación a través del MULC. Mediante la Comunicación "A" 6037, la justificación de la entrada de los fondos a través del MULC y del cumplimiento del período mínimo de permanencia no será necesaria cuando la inversión se haya originado en los fondos cobrados en la Argentina bajo una transacción en virtud de la cual el residente no-argentino hubiera tenido acceso al MULC para la repatriación de esos fondos en el momento del cobro.

1.5 Indemnizaciones concedidas por los tribunales locales a favor de los no residentes.

1.6 Pagos de importaciones argentinas

(ii) Compras en moneda extranjera por (a) representantes diplomáticos y consulares y personal diplomático autorizados en el país y (b) las representaciones de tribunales, autoridades u departamentos, misiones especiales, comisiones bilaterales u órganos establecidos por tratados o acuerdos internacionales, en los que Argentina es parte, en la medida en que éstas se produzcan en el ejercicio de sus respectivas funciones; y

(iii) Compras de divisas por parte de organizaciones e instituciones internacionales que

actúan como agencias oficiales de crédito a la exportación, que se enumeran en la Comunicación "A".

No se requerirá la autorización previa del Banco Central cuando la compra de divisas y billetes, cheques y cheques de viajero en moneda extranjera realizada por no residentes no supere el equivalente de U\$S 10.000 (dólares estadounidenses diez mil) por mes calendario en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en transacciones en moneda extranjera.

### ***Mercado de capitales***

Las operaciones de valores que se realicen en bolsas y mercados de valores autorizados, deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos: (i) en pesos, (ii) en moneda extranjera mediante transferencia electrónica de fondos desde y hacia cuentas a la vista en entidades financieras locales, y (iii) contra cable sobre cuentas del exterior. En ningún caso, se permite la liquidación de estas operaciones de compra-venta de valores mediante el pago en billetes en moneda extranjera, o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros (Comunicación "A" 4308).

### ***Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero***

Mediante la Comunicación "A" 3602 del 7 de mayo de 2002, y modificatoria, se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Pasivos Externos y Emisiones de Títulos, para las personas humanas y jurídicas del sector privado financiero y no financiero que registren pasivos de todo tipo con residentes en el exterior (en pesos o moneda extranjera) a fin de cada trimestre. No corresponde declarar las deudas originadas y canceladas en un mismo trimestre calendario.

### ***Relevamiento de inversiones directas***

Mediante Comunicación "A" 4237 del 10 de noviembre de 2004 se dispuso implementar un Sistema de Relevamiento de Inversiones Directas en el país de no residentes y en el exterior de residentes. Se considera inversión indirecta aquella que refleja el interés duradero del residente de una economía (inversor directo) por una entidad residente de otra economía (empresa de inversión directa), lo que se evidencia, por ejemplo, con una participación en el capital social o votos no menor a un 10%. El régimen informativo establecido por esta Comunicación "A" 4237 tiene carácter semestral.

### **Prevención del lavado de activos**

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema

institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.246 (modificada posteriormente entre otras por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268 ,N° 26.683 y N° 26.734, la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal argentino y tipifica el lavado de activos como un tipo de delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de \$ 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí.

Con la reforma efectuada mediante la Ley N° 26.683, se tipifica el delito de lavado de activos como un delito contra el orden económico y financiero (no ya como un delito contra la administración pública) y se introducen ciertas modificaciones al tipo penal: (i) se suprime la exigencia que, para que se configure el lavado, no se hubiera participado del delito previo y (ii) se eleva de \$ 50.000 a \$ 300.000 la suma que constituye la condición objetiva de punibilidad del tipo penal. La eliminación del presupuesto negativo del tipo penal (no haber participado en el delito precedente) encuentra su fundamento en la exigencia global de reprimir el llamado “autolavado”, es decir, sancionar la conducta de introducir el activo ilícito en el sistema económico formal con independencia de la sanción relativa a su participación en el delito que lo origina.

Por otra parte, mediante la ley N° 25.246, y a fin de prevenir e impedir el delito de lavado de activos, y financiación del terrorismo, se creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”) bajo la jurisdicción del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, a quien se le encargó el análisis, tratamiento y la transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir:

- (1) El delito de lavado de activos (artículo 303 del Código Penal) preferentemente proveniente de la comisión de:
  - Delitos relacionados con el tráfico y comercialización ilícita de estupefacientes (Ley N° 23.737);
  - Delitos de contrabando de armas y contrabando de estupefacientes (Ley N° 22.415);
  - Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita calificada en los términos del artículo 210 bis del Código Penal;
  - Delitos cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizadas para cometer delitos por fines políticos o raciales;
  - Delitos de fraude contra la Administración Pública (artículo 174 inciso 5° del Código Penal);

- Delitos contra la Administración Pública previstos en los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal;
  - Delitos de prostitución de menores y pornografía infantil, previstos en los artículos 125, 125 bis, 127 bis y 128 del Código Penal;
  - Extorsión (artículo 168 del Código Penal);
  - Delitos tributarios, relativos a los recursos de la seguridad social y fiscales, previstos en la ley 24.769; y
  - Trata de personas.
- (2) El delito de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal).

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la mencionada ley no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos). Asimismo, se encuentran dentro de las categorías de sujetos obligados, entre otros, las personas físicas o jurídicas que actúen como fiduciarios en cualquier tipo de fideicomiso y las personas físicas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF. Tanto las normas de la UIF (Resolución N° 121/11) como las normas del Banco Central requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos.

En virtud del listado de sujetos obligados previsto en la Ley de Prevención del Lavado de Dinero podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables. Asimismo, dichos sujetos obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Asimismo, la Ley de Prevención del Lavado de Activos establece que: a) los sujetos obligados a informar enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos antes indicado, no podrán oponer a la UIF el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, en el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa; y b) la UIF comunicará las operaciones sospechosas al Ministerio Público a fin de establecer si corresponde ejercer acción penal cuando haya agotado el análisis de la operación reportada y surgieran elementos de

convicción suficientes para confirmar el carácter de sospechosa de lavado de activos o de la financiación del terrorismo.

Entre algunas de las facultades que la Ley de Prevención del Lavado de Activos le asigna a la UIF se destacan la posibilidad de: (a) solicitar informes, documentos, antecedentes y todo otro elemento que estime útil para el cumplimiento de sus funciones a cualquier organismo público, nacional, provincial o municipal, y a personas físicas y/o jurídicas, públicas o privadas, todos, los cuales están obligados a proporcionarlos dentro del término que se les fije, bajo apercibimiento de ley; (b) recibir declaraciones voluntarias (que en ningún caso podrán ser anónimas); (c) solicitar al ministerio público para que éste requiera al juez competente que resuelva la suspensión, por el plazo que éste determine, de la ejecución de cualquier operación o acto informado a la UIF por los sujetos obligados como sospechosos de lavado de activo o financiación del terrorismo o cualquier otro acto vinculado a éstos, antes de su realización, cuando se investiguen actividades sospechosas y existan indicios serios y graves de que se trata de lavado de activos o de financiación del terrorismo; (d) solicitar al ministerio público para que (1) requiera al juez competente el allanamiento de lugares públicos y privados, la requisita personal y el secuestro de documentación o elementos útiles para la investigación y (2) arbitre todos los medios legales necesarios para la obtención de información de cualquier fuente u origen, y e) aplicar las sanciones previstas en la Ley de Prevención del Lavado.

Los correspondientes agentes colocadores cumplirán con todas las reglamentaciones aplicables sobre prevención del lavado de activos establecidas por el Banco Central y la UIF; en particular con la Resolución N° 229/2011 de la UIF, que reglamenta el Artículo 21 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos en relación con los sujetos obligados del artículo 20 incisos 4 y 5 de dicha ley, al estipular la obligación de informar con respecto a operaciones sospechosas y su informe a las autoridades.

La Resolución N° 229/2011 de la UIF, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones (los “Sujetos Obligados de la Resolución 229”), deberán observar para prevenir, detectar y reportar los hechos, actos, operaciones u omisiones que, de acuerdo al análisis efectuado – y de conformidad con la idoneidad exigible en función de la actividad que desarrollan, consideren que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. A tales efectos la Resolución N° 229/2011 establece en su artículo 26 aquellas circunstancias que deberán ser especialmente consideradas, como ser entre otras tantas: i) los montos, tipos, frecuencia y naturaleza de las operaciones que realicen los clientes que no guarden relación con los antecedentes y la actividad económica de ellos; ii) los montos inusualmente elevados, la complejidad y las modalidades no habituales de las operaciones que realicen los clientes.

Asimismo, la Resolución N° 229/2011 establece pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas

por la Resolución N° 229/2011 son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados de la Resolución N° 229/2011 consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

Por su parte, las Normas N.T. 2013 y sus mod. disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas físicas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Las Normas N.T. 2013 y sus mod. prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N° 589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras (como la Sociedad), éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas N.T. 2013 y sus mod. y/o el Banco Central. La Emisora y los agentes

colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Sociedad, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores.

A fines de 2011, con la sanción de las leyes N° 26.733 y N° 26.734 se introdujeron nuevos delitos al Código Penal para proteger las actividades financieras y bursátiles e impedir la financiación del terrorismo. Por un lado, la Ley N° 26.733 estableció penas de prisión, multa e inhabilitación para quien: utilice o suministre información privilegiada para realizar transacciones de valores negociables (artículos 307 y 308); manipule los mercados bursátiles ofreciendo o realizando transacciones de valores negociables mediante noticias falsas, negociaciones fingidas, reunión o coalición de los principales tenedores a fin de negociar a determinado precio (artículo 309); y realice actividades financieras y bursátiles sin la correspondiente autorización (artículo 310). Por su parte, mediante la Ley N° 26.734 se incorporó al Código Penal el artículo 306 que sanciona con penas de prisión y multa a aquel que directa o indirectamente recolecte o provea bienes o dinero a ser utilizados para financiar la comisión de un delito, individuo u organización que aterrorice a la población u obligue a autoridades nacionales, extranjeras o de una organización internacional a realizar o abstenerse de realizar un determinado acto. Las penas se aplicarán independientemente de si el delito fuera cometido o el financiamiento utilizado. Igualmente será penado si el delito, individuo u organización que se pretende financiar se desarrolle o encuentren fuera de la Argentina. Asimismo, se facultó a la UIF para que pueda congelar los activos vinculados con la financiación del terrorismo mediante una resolución fundada y comunicación inmediata al juez competente.

A fin de adecuar la política de prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo en función de lo recomendado por los Nuevos Estándares Globales para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo, el Grupo de Acción Financiera Internacional en 1012, por medio del Decreto N° 360/2016 se creó dentro del Ministerio de Justicia el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo” con el objeto de reorganizar, coordinar, y fortalecer el sistema nacional antilavado de activos y contra la financiación del terrorismo.

Por otra parte, en el marco del "Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior" establecido en la Ley 27.260, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los sujetos obligados debían implementar, a tales efectos un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, en caso de detectarse operaciones sospechosas hasta el 31 de marzo de 2017, en el contexto del mencionado régimen legal, deberán reportarlas en un apartado denominado "ROS SF", en referencia al Reporte de Operación Sospechosa a darse en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal. Dicho reporte deberá ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se considera que la operación tiene carácter de sospechosa, en el marco del régimen de sinceramiento fiscal, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil del cliente (en este caso, no resultan necesarios los requerimientos referidos a información y documentación tributaria).

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se establece que los sujetos obligados comprendidos en lo incisos 1, 4 y 5 del artículo 20 de la Ley N°

25.246 y sus modificatorias (los “Sujetos Obligados de la 4/2017”), podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial no eximirá a los Sujetos Obligados de la 4/2017 de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en el riesgo.

Asimismo, la Resolución N° 4/2017 regula las medidas de debida diligencia entre los sujetos obligados financieros. Así, establece que en los casos de apertura de cuentas corrientes especiales de inversión solicitadas por agentes de liquidación y compensación, la entidad bancaria local cumplirá con las normas vigentes en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo cuando hayan realizado la debida diligencia sobre los referidos agentes, siendo estos últimos los responsables por la debida diligencia de sus clientes. La Resolución N° 4/2017 establece expresamente que ello no exime a las entidades financieras de realizar un monitoreo y su seguimiento de las operaciones durante el transcurso de su relación con su cliente con un enfoque basado en el riesgo.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención del lavado de activos vigente al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Título XIII, Libro Segundo del Código Penal argentino, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Hacienda o en [www.infoleg.gov.ar](http://www.infoleg.gov.ar).

## **Carga tributaria**

### ***Consideraciones acerca del Régimen Tributario de Argentina***

El siguiente resumen de las principales consecuencias impositivas en Argentina derivadas de la adquisición, titularidad y enajenación de obligaciones negociables emitidas por la Compañía está basado en las leyes impositivas de Argentina y sus reglamentaciones vigentes a la fecha de este Prospecto, y está sujeto a los cambios a ser introducidos con posterioridad a dicha fecha bajo las leyes y reglamentaciones argentinas que puedan entrar en vigencia luego de dicha fecha.

Si bien se considera que este resumen constituye una interpretación apropiada de las leyes vigentes a la fecha de este Prospecto, no puede garantizarse que los tribunales o las autoridades impositivas a cargo de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación. Asimismo, cabe destacar que en el pasado se introdujeron numerosos cambios en las leyes impositivas de Argentina, y que dichas leyes pueden ser objeto de reformas, revocación de exenciones, restablecimiento de impuestos y otros cambios que puedan reducir o eliminar el retorno de la inversión.

## ***Impuesto a las Ganancias***

### ***Impuesto a los Pagos de Intereses***

Salvo por lo descripto a continuación, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables incluyendo el descuento de emisión original, en su caso, estarán exentos de impuesto a las ganancias de Argentina; siempre que las obligaciones negociables se emitan de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y reúnan los requisitos para su exención impositiva bajo el artículo 36 de dicha ley. En virtud del artículo 36, los intereses sobre las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

(a) las Obligaciones Negociables deben ser colocadas a través de una oferta pública autorizada por la CNV en cumplimiento de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas N.T. 2013 y sus mod. y todas las demás reglamentaciones aplicables promulgadas por la CNV.;

(b) la emisora debe garantizar la aplicación de los fondos a obtener mediante la colocación a (i) integración de capital de trabajo en Argentina, (ii) inversiones en activos físicos situados en el país, (iii) refinanciación de pasivos, o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, siempre que dichas sociedades destinen el producido de dichos aportes a los fines establecidos en los puntos (i), (ii) o (iii) anteriores, de acuerdo con lo previsto en la resolución que ordena la emisión y que éstos hayan sido informados a los inversores públicamente a través de este Prospecto; y

(c) la emisora debe acreditar ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinadas por las reglamentaciones, que los fondos obtenidos en la emisión fueron destinados a los fines descriptos en el apartado (b) anterior.

Si la emisora no cumpliera con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que se perderán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo y la emisora será responsable por el pago de los impuestos que puedan ser aplicables al inversor, calculados a la alícuota más alta fijada por el artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (35%) sobre la ganancia total devengada a favor de los inversores. En este caso, los tenedores de Obligaciones Negociables recibirán el monto de intereses establecido en la obligación negociable respectiva tal como si no se hubieran pagado impuestos. La Emisora prevé cumplir con las Condiciones del Artículo 36. La AFIP reguló, a través de la Resolución General N° 1.516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de pago de impuesto a las ganancias por parte de la emisora en caso de considerarse que no se ha cumplido cualquiera de los requisitos establecidos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Algunas de las excepciones establecidas en el artículo 21 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y el artículo 106 de la Ley de Procedimiento Tributario no son aplicables a beneficiarios no residentes en lo que respecta a los intereses pagados en relación con la tenencia de Obligaciones Negociables, y el tratamiento de exención antes descripto es aplicable sin perjuicio de que este beneficio incremente o no el monto sujeto a impuestos en otro país.

En virtud del Decreto N° 1.076/1992, de fecha 2 de julio de 1992, con las modificaciones introducidas por Decreto N° 1.157/1992, de fecha 10 de julio de 1992, ratificado por la Ley N° 24.307 de Argentina, del 30 de diciembre de 1993 (“Decreto N° 1076”), se eliminó la exención antes descrita con respecto a ciertos contribuyentes argentinos. Como resultado del Decreto N° 1.076, los intereses pagados a los tenedores sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación en virtud del Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (en general, entidades constituidas o inscriptas bajo la ley argentina, sucursales argentinas de entidades extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan ciertas actividades comerciales en Argentina) (“Entidades Argentinas”) están sujetos al impuesto a las ganancias de Argentina a la alícuota del 35%.

Por ende, las Entidades Argentinas están sujetas al impuesto a las ganancias por los intereses que surjan de las Obligaciones Negociables y la exención es aplicable únicamente a: (i) personas físicas residentes y no residentes (incluyendo sucesiones indivisas) y (ii) personas jurídicas extranjeras y otras entidades extranjeras.

### ***Impuestos a las Ganancias de Capital***

Si se cumplen en su totalidad las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las personas físicas residentes y no residentes (incluyendo sucesiones indivisas) y las personas jurídicas extranjeras sin un establecimiento permanente en Argentina no están sujetas al impuesto a las ganancias de capital derivadas de la venta, canje u otra enajenación de las Obligaciones Negociables.

El Decreto N° 1076 ha establecido que los contribuyentes sujetos a normas de ajuste impositivo por inflación de acuerdo con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina (Entidades Argentinas) están sujetas al impuesto a las ganancias a la alícuota del 35% sobre las ganancias de capital derivadas de la venta u otra enajenación de las Obligaciones Negociables.

El artículo 20 (w) de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que los ingresos por la venta, el canje o la disposición de acciones, títulos de deuda o bonos públicos se encuentran exentos si son obtenidos por parte de individuos o patrimonios sucesorios indivisos residentes de Argentina, en el supuesto de que dichas acciones y títulos de deuda sean negociadas en una bolsa de comercio o sean negociadas públicamente.

El artículo 42 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que la negociación debe realizarse por medio de mercados de valores debidamente autorizados por la CNV. Se encuentran exentos del impuesto a las ganancias los ingresos obtenidos por individuos residentes de Argentina por la venta, el canje, la disposición o la transferencia de títulos de deuda emitidos por fideicomisos financieros, obligaciones negociables emitidas por empresas de Argentina y bonos públicos.

### ***Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta***

El Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (el “IGMP”) grava los activos empresarios, entre ellos a las Obligaciones Negociables. Son sujetos pasivos del impuesto: las

sociedades comerciales, fundaciones, empresas unipersonales, fideicomisos (excepto fideicomisos financieros establecidos de acuerdo con los artículos 19 y 20 de la Ley de Fideicomisos), ciertos fondos comunes de inversión constituidos en Argentina y establecimientos comerciales permanentes de propiedad de personas extranjeras, entre otros contribuyentes.

En el caso de obligaciones negociables que cotizan en un mercado autorizado, el valor imponible será determinado en base a la última cotización a la fecha de cierre del ejercicio económico.

La tasa del impuesto es del 1% (0,2% en el caso de entidades financieras, de leasing o de seguros locales) aplicable sobre el valor total de los activos, incluyendo las Obligaciones Negociables, por un monto total mayor a \$ 200.000. Están exentos del impuesto a la ganancia mínima presunta los bienes del activo gravado en el país cuyo valor en conjunto, determinado de acuerdo con las normas vigentes, sea igual o inferior a \$ 200.000 al cierre del ejercicio económico correspondiente.

La base imponible será el valor de mercado razonable si las Obligaciones Negociables cotizan en un mercado de valores autorregulado, y en caso contrario, el costo de adquisición ajustado.

El impuesto a las ganancias determinado para un ejercicio económico en particular es considerado como pago a cuenta del IGMP a ser pagado en el mismo ejercicio económico.

Si luego de la deducción descrita en el párrafo anterior existiera un excedente del impuesto a las ganancias argentino no absorbido, dicho excedente no generará un crédito para el contribuyente, ni será susceptible de devolución o compensación alguna. Si por el contrario el impuesto a las ganancias deducible a cuenta del IGMP fuera insuficiente de forma que el IGMP deba pagarse en un ejercicio determinado será posible reconocer el IGMP como un crédito contra el impuesto a las ganancias adeudado en los diez (10) ejercicios económicos inmediatamente siguientes.

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27.260, el IGMP ha sido derogado para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.

### ***Impuesto al Valor Agregado***

Todas las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, pago de capital y/o intereses o rescate de las obligaciones negociables, así como sus garantías, estarán exentas del IVA de acuerdo con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, siempre que éstas hayan sido colocadas mediante oferta pública y en la medida que se hayan cumplido las Condiciones del Artículo 36. Esta exención también ha sido receptada por la Ley de Impuesto al Valor Agregado de Argentina.

Cabe destacar que el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que si la emisora no cumple con las Condiciones del Artículo 36, será responsable del pago de todos los impuestos resultantes. En ese caso, la alícuota aplicable será del 21%, salvo por ciertos casos especiales prescriptos por las normas impositivas.

### ***Impuesto a los Bienes Personales***

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina o en el exterior deben incluir los títulos valores, tales como las Obligaciones Negociables, a fin de determinar su obligación tributaria a los fines del Impuesto a los Bienes Personales (“IBP”).

El IBP grava ciertos activos ubicados en el país (incluyendo las Obligaciones Negociables) y en el exterior existentes al 31 de diciembre de cada año en relación con personas físicas domiciliadas en el país y sucesiones indivisas radicadas en el país. En relación con estas personas, se aplica una exención al grupo de bienes gravados (excluyendo acciones y participaciones de cualquier tipo de sociedad regulada por la Ley General de Sociedades) o cuyo valor total, determinado de acuerdo con las normas del IBP, no supere determinadas sumas. De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27.260, para el período fiscal 2016, dicha suma asciende a \$ 800.000, para el periodo fiscal 2017 la suma asciende a \$ 950.000 y para el período fiscal 2018 la suma asciende a \$ 1.050.000.

En los casos en que el valor de los activos supere dichos montos, el gravamen a ingresar por los contribuyentes surgirá de la aplicación, sobre el valor total de los bienes sujetos al impuesto y sobre el monto que exceda los montos descriptos en el párrafo anterior, las siguientes alícuotas:

- Para el período fiscal 2016, setenta y cinco centésimos por ciento (0,75%);
- Para el período fiscal 2017, cincuenta centésimos por ciento (0,50%);
- A partir del período fiscal 2018 y siguientes, veinticinco centésimos por ciento (0,25%).

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior.

Las personas físicas domiciliadas y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior son responsables de este impuesto únicamente en relación con los bienes ubicados en Argentina (incluyendo las obligaciones negociables). De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27.260, los contribuyentes del impuesto a la ganancia mínima presunta, las sucesiones indivisas radicadas en el país y toda otra persona de existencia visible o ideal domiciliada en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de bienes sujetos al impuesto que pertenezcan a las personas físicas domiciliadas en el exterior y/o a sucesiones indivisas radicadas en el mismo, deberán ingresar con carácter de pago único y definitivo calculado sobre el valor de dichos bienes al 31 de diciembre de cada año, los montos que se calculen teniendo en cuenta las siguientes alícuotas aplicables (las “Alícuotas”):

- Para el año 2016, el setenta y cinco centésimos por ciento (0,75%).
- Para el año 2017, el cincuenta centésimos por ciento (0,50%).
- A partir del año 2018 y siguientes, el veinticinco centésimos por ciento (0,25%).

Si bien los títulos valores directamente en poder de personas físicas domiciliadas en el exterior y sucesiones radicadas en Argentina estarían técnicamente sujetos al IBP, la Ley de IBP no establece ningún método o procedimiento para el cobro de dicho impuesto.

La ley del IBP presume sin admitir prueba en contrario que las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables pertenecen a personas físicas o sucesiones indivisas del país y por lo tanto sujetas al IBP, cuando la titularidad de aquellas corresponda a sociedades, cualquier otro tipo de persona jurídica, empresas, establecimientos permanentes, patrimonios de afectación o explotaciones, (i) domiciliados o en su caso radicados o ubicados en el exterior, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de títulos valores privados; y (ii) que en virtud de su naturaleza jurídica o sus estatutos (a) su actividad principal consista en la realización de inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar ciertas actividades en su propio país o realizar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes de dicho país.

En dichos casos la ley impone al emisor privado argentino (el "Obligado Sustituto") la obligación de pagar el IBP a una tasa total igual al doble de las Alícuotas. El Decreto N° 127, del 9 de febrero de 1996 así como la Resolución General (AFIP) N° 2.151/2006 establecen que el Obligado Sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto, en un pago único y definitivo, será la entidad emisora de dichas obligaciones negociables. El IBP también autoriza al Obligado Sustituto a recobrar el monto pagado, sin limitación, mediante una retención o la ejecución de los bienes que originaron dicho pago.

La presunción legal precedente no es de aplicación a las siguientes personas jurídicas extranjeras que posean la titularidad directa de dichos bienes: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y (iv) bancos o instituciones financieras cuyas casas matrices se encuentren en un país cuyo Banco Central o autoridad equivalente haya adoptado los estándares internacionales de supervisión establecidos por el Comité de Basilea.

Sin perjuicio de lo precedente, el Decreto N° 812/96 de fecha 22 de julio de 1996 establece que la presunción legal analizada anteriormente no será de aplicación a las acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública ha sido autorizada por la CNV y que se negocien en los mercados de valores del país o del extranjero. A fin de asegurar que esta presunción legal no será de aplicación, y por lo tanto, que el emisor privado argentino no estará obligado como un Obligado Sustituto en relación con las Obligaciones Negociables, la Emisora deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda privados y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución N° 2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006.

Asimismo, de conformidad con lo establecido en la Ley N° 27.260, los contribuyentes que hayan cumplido con sus obligaciones tributarias correspondientes a los dos (2) períodos fiscales inmediatos anteriores al período fiscal 2016, y que cumplan con los requisitos legales establecidos en el artículo 66 de dicha ley, gozarán de la exención del impuesto sobre los bienes personales por los períodos fiscales 2016, 2017 y 2018, inclusive. Se incluye dentro de este beneficio a los Obligados Sustitutos.

### ***Impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias***

La Ley N° 25.413 denominada "Ley de Competitividad", modificada y regulada por Ley N° 25.453, estableció –con ciertas excepciones- el impuesto sobre los créditos y débitos de cualquier naturaleza realizados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas. Los débitos y créditos en las cuentas corrientes están sujetos a la tasa general del 0,6%, aunque en algunos casos pueden aplicarse tasas reducidas del 0,075%.

Determinadas transferencias de dinero o movimientos de fondos realizados a través de otros mecanismos, pueden también dar lugar a este impuesto, con alícuotas que en ciertos casos pueden alcanzar hasta el 1,2% de los montos transferidos.

En general las entidades financieras intervinientes actúan como agentes de percepción y liquidación del gravamen.

El Decreto N° 534/2004 dispuso que a partir del 1 de mayo de 2004, el 34% de los importes ingresados en concepto de este gravamen por los hechos imponible alcanzados, por el artículo 1 a) de la citada Ley (sólo créditos) a la tasa general del 0,6% y el 17% de los importes ingresados por hechos imponible gravados a la tasa del 1,2% por los incisos b) y c) de la norma citada anteriormente, podrán ser computados como pago a cuenta del impuesto a las ganancias o del impuesto a la ganancia mínima presunta o la contribución especial sobre el capital de las cooperativas, por los titulares de las cuentas bancarias.

Este impuesto tiene ciertas excepciones; los movimientos registrados en cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) están exentos de este impuesto si las cuentas están en poder de personas jurídicas extranjeras y si se destinan exclusivamente a inversiones financieras en el país.

### ***Impuesto sobre los Ingresos Brutos***

El impuesto sobre los ingresos brutos es un impuesto local, que se aplica sobre el ejercicio habitual y a título oneroso de cualquier actividad desarrollada en el ámbito de una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presume que desarrollan dichas actividades 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 tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención. La base del impuesto es el monto de los importes brutos facturados por la actividad comercial llevada a cabo en la jurisdicción.

Los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con Obligaciones Negociables, emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos en las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires. De acuerdo con lo dispuesto por el Código Fiscal de ambas jurisdicciones, a los efectos de gozar de la exención, las Obligaciones Negociables deberán ser emitidas de conformidad a lo dispuesto por las leyes N° 23.576 y N° 23.962, y

la citada exención en el gravamen se aplicará en la medida en que dichas operaciones se encuentren exentas del impuesto a las ganancias (es decir, que se cumplan las condiciones del Artículo 36).

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias (“SIRCRESB”) que permite el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto a los Ingresos Brutos, aplicable sobre las sumas acreditadas en las cuentas mantenidas en entidades bancarias de Argentina. Los regímenes varían de acuerdo con las leyes específicas de cada provincia argentina. Algunas jurisdicciones adhieren al sistema SIRCRESB para todos sus contribuyentes, ya sean contribuyentes locales o bajo el Convenio Multilateral (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires). Por el contrario, otras jurisdicciones están exclusivamente adheridas al Convenio Multilateral para sus contribuyentes (Catamarca). La alícuota general aplicada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires es del 2,5%, mientras que la Provincia de Buenos Aires aplica una tasa de entre 0,01% y 5%, que varía de acuerdo con ciertos grupos y categorías de contribuyentes.

Los potenciales inversores deben considerar los efectos del impuesto a los ingresos brutos y el régimen SIRCRESB en función de las jurisdicciones locales involucradas.

### ***Impuesto de Sellos***

El impuesto de sellos es un gravamen de carácter local que, en general, grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en el ámbito territorial de una jurisdicción provincial, o los realizados fuera de una jurisdicción provincial pero con efectos en ella.

Si bien en la actualidad el impuesto de sellos es un impuesto local, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los instrumentos legales, actos y operaciones vinculados con la emisión de valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores mobiliarios destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública.

Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores mobiliarios ante la CNV y/o si la colocación de los valores negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de las acciones y demás valores mobiliarios debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la segunda oración del párrafo anterior.

Por su parte, en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N° 23.962. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También están exentos de este impuesto todos los instrumentos legales, actos y operaciones, vinculados con la emisión de valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de sociedades debidamente admitidas por la CNV al régimen de oferta pública. Esta exención comprende también 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. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los valores negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Asimismo, se encuentran exentos del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires los actos y/o documentos relacionados con la negociación de acciones y otros valores mobiliarios debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV. Esta exención también queda sin efecto de presentarse la circunstancia señalada en la segunda oración del párrafo anterior.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se deberán analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales. Los potenciales inversores deberán considerar el impacto del impuesto de sellos en función de las jurisdicciones locales involucradas.

### ***Impuestos a la Transferencia***

La Provincia de Buenos Aires sancionó la Ley N° 14.044, aprobada el 23 de septiembre de 2009 y publicada en el Boletín Oficial el 16 de octubre 2009, por la cual impuso un Impuesto a la Trasmisión Gratuita de Bienes ("ITGB"), que entró en vigor el 1 de enero de 2010.

Posteriormente, el texto de la Ley N° 14.044 fue modificado de conformidad con la Ley N° 14.200 aprobada el 2 de diciembre de 2010 y publicada en el Boletín Oficial el 24 de

diciembre de 2010, y por la Ley N° 14.808, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 22 de enero de 2016, y regulada por la Resolución 91/2010 de la Agencia de Recaudación de Buenos Aires, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires el 7 de febrero de 2011. Los principales aspectos del ITGB son los siguientes:

El ITGB grava la renta obtenida por la transmisión gratuita de bienes, incluyendo herencias, legados, donaciones, adelantos de herencia y cualquier otro evento que implique un aumento del patrimonio neto sin contraprestación onerosa.

Los contribuyentes son todas las personas físicas y jurídicas que se benefician por la transmisión gratuita de bienes.

Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, este impuesto se aplica sobre el importe total de los ingresos obtenidos a título gratuito, en relación con los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires y fuera de la Provincia de Buenos Aires. Por el contrario, cuando se trata de contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB se abona solamente por el ingreso obtenido por los bienes transmitidos gratuitamente situados en la Provincia de Buenos Aires.

Entre los distintos tipos de bienes cuyo dominio puede ser transmitido en forma gratuita, los siguientes son considerados como situados en la provincia de Buenos Aires: (i) valores negociables, acciones, obligaciones negociables, cuotas partes o participaciones de capital y otros instrumentos negociables representativos de capital emitidos por entidades públicas o privadas y sociedades domiciliadas en la Provincia de Buenos Aires, (ii) valores negociables, acciones y otros instrumentos negociables emitidos por entidades privadas o sociedades domiciliadas en una jurisdicción diferente pero situados físicamente en la Provincia de Buenos Aires en el momento de la transmisión, y (iii) valores negociables, acciones u otros instrumentos negociables representativos del capital social o instrumentos equivalentes emitidos por entidades o sociedades domiciliadas en otra jurisdicción y también situados físicamente en otra jurisdicción, en proporción a los activos que los emisores tengan en la Provincia de Buenos Aires.

- Están exentas de ITGB las transmisiones a título gratuito cuando su valor, en conjunto, y sin calcular las deducciones, exenciones y exclusiones, sea igual o inferior a \$ 78.000. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 325.000.
- En cuanto a la tasa aplicable, son escalas progresivas que van del 4% al 21,925%, las mismas se han establecido en función del grado de parentesco y de la base imponible en cuestión.

Las transferencias de las obligaciones negociables a título gratuito podrían estar alcanzadas por el ITGB en la medida en que la transmisión gratuita - sin computar las deducciones, exenciones y exclusiones - sea igual o menor a \$ 78.000. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 325.000.

La Provincia de Entre Ríos, mediante la Ley N° 10.197 publicada en el Boletín Oficial el día 24 de enero de 2013, ha implementado este impuesto a nivel provincia, que podrá aplicarse si los beneficiarios tienen domicilio en Entre Ríos o si los activos transferidos

están situados en dicha jurisdicción. El hecho imponible y las tasas aplicables son similares a los descriptos para la Provincia de Buenos Aires.

De acuerdo con el Decreto N° 2554/2014, publicado en el Boletín Oficial de Entre Ríos el 24 de octubre de 2014, la transferencia de bienes a título gratuito no está sujeta al ITGB si el valor total es igual o inferior a \$ 60.000. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 250.000.

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 jurisdicción en particular.

### ***Tasas de Justicia***

En el supuesto de que sea necesario interponer acciones judiciales en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales argentinos con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estará gravado con una tasa de justicia (actualmente del 3,0%).

### ***Convenios de Doble Tributación***

Argentina ha celebrado distintos convenios para evitar la doble tributación con varios países (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza, Reino Unido y Uruguay). Los acuerdos firmados con Chile y México se encuentran en las etapas internas de ratificación necesarias para su entrada en vigencia. Actualmente no existe un tratado impositivo vigente entre Argentina y Estados Unidos.

### ***Ingreso de fondos de jurisdicciones no cooperadoras***

Existe una presunción legal establecida por la Ley N° 11.683, en su artículo 18.1 y sus modificatorias, que establece que los fondos de cualquier naturaleza provenientes de Jurisdicciones de Baja o Nula Tributación constituyen incrementos patrimoniales no justificados para la parte local que los recibe. Se aplican los siguientes impuestos a los incrementos patrimoniales no justificados:

- se aplica al emisor el Impuesto a las Ganancias a la tasa del 35% sobre una base de 110% del monto transferido.
- se aplica al emisor el IVA a la tasa del 21% sobre una base imponible del 110% del monto transferido.

Si bien el significado de la expresión “ingresos derivados de” no resulta clara, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- de una cuenta bancaria en una jurisdicción de baja o nula tributación, o de una cuenta bancaria de un país con regímenes impositivos normales si el titular de

la cuenta bancaria es una entidad ubicada en una jurisdicción de baja o nula tributación

- a una cuenta bancaria ubicada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta en el exterior si el titular de cuenta es residente de Argentina a efectos impositivos.

Sin perjuicio de esta presunción, la Ley establece que la Administración Federal de Ingresos Públicos podría considerar como justificados los fondos respecto de los cuales se demuestre que provienen de actividades genuinamente realizadas por un contribuyente argentino, o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que provienen de la colocación de fondos declarados.

El Decreto N° 589/2013 publicado en el Boletín Oficial el 30 de mayo de 2013 sustituyó el artículo 21.7 del decreto reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, estableciendo que a todos los efectos previstos en la Ley del Impuesto a las Ganancias y su decreto reglamentario, toda referencia a países de baja o nula tributación debe entenderse efectuada a países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal. Se consideran países cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, aquellos que suscriban con la Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información amplio, siempre que se cumplimente el efectivo intercambio de información.

La condición de “país cooperador” quedará sin efecto si los acuerdos son denunciados, dejaran de ser aplicables, o si a pesar de la aplicación del acuerdo, no existe intercambio de información real entre las partes. Los países que han iniciado negociaciones para suscribir uno de los acuerdos con Argentina también podrían ser considerados cooperadores.

La Administración Federal de Ingresos Públicos elabora y mantiene actualizado un listado de los países considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal, que puede ser visualizado en su sitio web.

**EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS TRIBUTARIAS RELATIVAS A LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y COMPRADORES POTENCIALES DEBEN CONSULTAR CON SUS PROPIOS ASESORES IMPOSITIVOS EN LO QUE SE REFIERE A LAS CONSECUENCIAS TRIBUTARIAS EN SU SITUACIÓN ESPECÍFICA.**

### **Autorización**

La Compañía ha obtenido todos los consentimientos, aprobaciones y autorizaciones necesarios en relación con la emisión de las Obligaciones Negociables. Se recomienda a los inversores consultar el contrato de fideicomiso relacionado con las Obligaciones Negociables. Se puede obtener una copia del contrato de fideicomiso relacionado con las Obligaciones Negociables y del modelo de Obligaciones Negociables contactando a la Compañía o al Fiduciario a sus respectivos domicilios indicados en este Prospecto.

## **Litigios**

La Compañía no está involucrada en ningún litigio o procedimiento arbitral que sea significativo en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables, sin perjuicio de los descriptos en el *Capítulo IX*, y no tiene conocimiento de la tramitación o inminencia de ningún litigio o procedimiento arbitral tal.

## **Situación Patrimonial**

No se han producido cambios adversos significativos en la situación patrimonial de la Compañía desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados.

## **XVIII. ESTADOS FINANCIEROS**

Los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2016, comparativo con el 31 de diciembre de 2015, los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2015, comparativo con el 31 de diciembre de 2014, y los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2014, comparativo con el 31 de diciembre de 2013, y para los ejercicios finalizados en esas fechas han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., auditores externos, cuyo informe se incluye en otra sección de este Prospecto.

Asimismo, de conformidad con el artículo 6° Sección I - Capítulo V - Título II de las Normas N.T. 2013 y sus mod., la Compañía ha confeccionado los Estados Financieros Especiales Intermedios Individuales Condensados al 30 de junio de 2017 y los Estados Financieros Especiales Intermedios Consolidados Condensados al 30 de junio de 2017, los cuales han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., auditores externos, cuyo informe se incluye en otra sección de este Prospecto.

Los Estados Financieros Especiales Intermedios Condensados de la Compañía están disponibles en el sitio web de la CNV ([www.cnv.gob.ar](http://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.**

Carlos M. Della Paolera 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