

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio económico
finalizado el 31 de diciembre de 2017 (presentados en forma comparativa)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
ECONOMICO INICIADO EL 1° DE ENERO DE 2017 Y FINALIZADO EL 31 DE
DICIEMBRE DE 2017**

Indice

Memoria

Estados financieros consolidados (en miles de pesos)

- Estado de situación financiera consolidado
- Estado de resultados integrales consolidado
- Estado de cambios en el patrimonio consolidado
- Estado de flujo de efectivo consolidado
- Notas a los estados financieros consolidados

**Reseña informativa de los estados financieros
consolidados (en miles de pesos)**

**Informe de los auditores independientes sobre los
estados financieros consolidados**

Informe de la Comisión Fiscalizadora

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Memoria y Estados Financieros

al 31 de diciembre de 2017

MEMORIA

2017



CONTENIDOS

Directorio
Comisión Fiscalizadora
Management

MEMORIA

- I. El Contexto Macroeconómico del Año 2017
- II. Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio
- III. Participaciones de CGC
- IV. Evolución de los Indicadores de CGC
- V. Actividades y Negocios de la Compañía
 - UPSTREAM
 - Argentina
 - Venezuela
 - TRANSPORTE DE GAS NATURAL
 - Transportadora de Gas del Norte S.A
 - Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y Gasoducto GasAndes S.A.
 - Transportadora de Gas del Mercosur S.A.
- VI. Desarrollo Social y Medioambiente
- VII. Financiamiento
- VIII. Síntesis de la Estructura Patrimonial, de Resultados y Flujo de Efectivo Consolidada de la Sociedad
- IX. Análisis de los Resultados, Situación Patrimonial y Flujo de efectivo Consolidada
- X. Perspectivas
- XI. Distribución de Resultados no Asignados
- XII. Honorarios de Directores y Síndicos

Anexo - Informe sobre el Código de Gobierno Societario



DIRECTORIO

Presidente

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian

Vicepresidente

Daniel Guillermo Simonutti

Director Titular

Juan Pablo Freijo

Director Titular

Daniel Kokogian

Director Titular

Jorge Alberto Del Aguila

Director Titular

Matías María Brea

Director Titular

Ignacio Noel

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares

Carlos Oscar Bianchi

Carlos Fernando Bianchi

Mariano Miguel De Apellaniz

Síndicos Suplentes

Juan Pablo Bianchi

Héctor Oscar Romero

José María Aranguren

MEMORIA

Señores accionistas:

De acuerdo con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio somete a vuestra consideración esta Memoria, el Inventario, la Reseña Informativa, los Estados Financieros consolidados e individuales que comprenden los respectivos estados de situación financiera, estados de resultados integrales, estados de cambios en el patrimonio, estados de flujos de efectivo y notas, y la información adicional requerida por el artículo 12, capítulo III, título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, correspondientes al 98º ejercicio económico, finalizado el 31 de diciembre de 2017, información que debe ser leída, analizada e interpretada en forma conjunta para tener una visión completa de los asuntos societarios relevantes del ejercicio.

I. El Contexto Macroeconómico del Año 2017

La Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país, dado que su actividad se centra básicamente en el mercado argentino.

Las elecciones presidenciales de finales del año 2015 condujeron a un cambio significativo en la política económica argentina. La nueva administración se ha movido rápido para implementar reformas claves tales como la unificación de la tasa de cambio, el acuerdo con acreedores internacionales, la modernización del régimen de importaciones, una desaceleración de la inflación y la reforma del sistema de estadísticas nacionales.

Asimismo, el 22 de Octubre de 2017 se llevaron a cabo las elecciones definitivas de diputados y senadores del Congreso de la Nación Argentina. Esta elección implica el cambio de 1/3 de la Cámara de Senadores (2017-2023) y cerca de la mitad de la Cámara de Diputados (2017-2021). En estas elecciones, Cambiemos logra imponerse en trece de los veinticuatro distritos, resultado afín al oficialismo, pero que no alcanza para quórum propio en ninguna de las Cámaras.

Además, Argentina ha retomado una agenda muy activa en política internacional y ejercerá la presidencia en el G-20 en el año 2018, al mismo tiempo que manifestó su intención de adherirse a la OCDE y ha inaugurado su rol de observador en la Alianza del Pacífico.

Tras una contracción del producto interno bruto (PIB) del 2,2% registrado en el 2016, según el último dato informado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), la economía comenzó a recuperarse. En efecto, el PBI creció cerca de 2,8% en el 2017 y se proyecta un crecimiento más elevado, cercano a 3,5% para el 2018.

El déficit fiscal primario acumulado a diciembre de 2017 fue de 3,9% del PBI. Esto implicó un sobrecumplimiento de la meta (4,2% del PBI) en 0,3 puntos porcentuales del PBI y una

disminución de cerca de medio punto del PBI con respecto a 2016. La meta para 2018 es un déficit primario de 3,2% del PBI. El Gobierno planea una convergencia gradual a un equilibrio fiscal primario hacia 2021.

El Presupuesto 2018 que presentó el ministro de Hacienda, Nicolás Dujovne, proyecta un crecimiento anual de 3,5% del PBI y un aumento del 12% para la inversión.

El crecimiento mencionado para la República Argentina se dio en un contexto de desaceleración de la inflación. Si bien la meta de inflación de 17% que se había propuesto el Banco Central de la República Argentina no logró alcanzarse, la variación en los precios fue menor que en 2016. Según los datos publicados por el INDEC, el incremento en los precios mayoristas fue de 18,9% (versus 34,6% en 2016), y el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") aumentó un 24,8% (versus 39,2 % en 2016). En diciembre el gobierno anunció cambios en las metas de inflación; para 2018 estableció una meta de 15% (antes era de 10%) en tanto que el objetivo de 5% fue diferido un año: de 2019 a 2020.

El tipo de cambio \$/US\$ había culminado el año 2016 en un valor de 15,90 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 18,65 pesos por dólar al cierre de diciembre de 2017, resultando por lo tanto aproximadamente un 17,3% superior a la cotización observada a finales de 2016. En este sentido, la depreciación del peso argentino respecto al dólar fue de 17%, posicionándose de esta manera por debajo del aumento de precios.

El Presupuesto 2018 estima que la inflación interanual promedio será del 15,7%, prevé un tipo de cambio que oscilará entre los \$19,0 y \$20,5 por dólar, con un promedio de \$ 19,3, y proyecta para el comercio exterior un crecimiento del 6,5% tanto en exportaciones como en importaciones. El déficit de la balanza comercial fue de 8.471 millones de dólares en 2017.

Sin embargo las proyecciones de los especialistas no coinciden con los datos que proyecta el Poder Ejecutivo para el año próximo, la estimación es que la inflación de todo 2018 sería del 18,5% y el dólar se ubicaría en un rango de \$22,30 a \$22,80.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 66,49 al cierre del mes de diciembre de 2017, lo que representa una suba de 17,7% frente a la cotización de US\$ 56,49 al cierre de diciembre de 2016.

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 el negocio de la Sociedad. 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.

Entre las principales acciones llevadas a cabo por el Gobierno durante el año 2017, relacionadas con el segmento del upstream, pueden mencionarse:

- Convergencia del precio del petróleo crudo: El Gobierno adoptó una política de convergencia entre el precio local y el internacional de referencia que finalizó 31 de diciembre de 2017, lo que provocó inicialmente un impacto negativo sobre los niveles de inversión en petróleo crudo. En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron a un nuevo acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, estableciendo un esquema de precios para que el precio del barril de petróleo producido en Argentina siguiera los precios internacionales, lo cual se concretará a partir del 1 de enero de 2018, momento a partir del cual los precios se establecerán a través de la libre oferta y demanda en el mercado local de combustibles. En los hechos esta situación se alcanzó durante el mes de septiembre de 2017.

- Incentivos al gas natural no convencional: Con el objetivo de reducir las importaciones de gas natural licuado y paliar el déficit energético que registra hace años la Argentina, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) dispuso la creación de un nuevo plan de estímulo a la producción de gas. Se trata de un Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales, el cual

garantiza una remuneración mínima para los proyectos gasíferos no convencionales. En virtud de este programa, que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, las petroleras que adhieran al plan recibirán un precio mínimo de US\$ 7,5 el millón de BTU en el año 2018, de US\$ 7 en 2019, de US\$ 6,5 en 2020 y de US\$ 6 en 2021. El Estado Nacional compensará al productor hasta alcanzar el valor del precio de estímulo, en caso de que no reciba ese valor por la venta del gas en el mercado interno.

- Reforma laboral: Se alcanzó un acuerdo con sindicatos y empresarios para abaratar costos y fomentar inversiones en shale gas y shale oil, para incentivar las inversiones en Vaca Muerta. Recientemente, similar incentivo se logra para el shale de la Cuenca Austral, a partir del mes de Enero de 2018.

- En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el MINEM convocó a los Productores de gas natural, a ENARSA, y a las Distribuidoras a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren entre ellos a partir del 1 de enero de 2018.

Ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, las partes antes mencionadas, a instancias del MINEM, suscribieron las "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes". En ellas, se establecen las pautas básicas para: (i) garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales; (ii) la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de dichas Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019; (iii) el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; (iv) los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años, en dólares estadounidenses; (v) ENARSA asume

responsabilidad de abastecer la demanda en áreas alcanzadas por subsidios de consumos residenciales; entre otras disposiciones.

- Con fecha 1º de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 474-E/2017 emitida por MINEM a través de la cual se determinaron nuevos Precios en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural, que serán de aplicación a las categorías de usuarios residenciales y nuevos Precios del Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, para entregas realizadas a partir del 1º de diciembre de 2017.

- El 27 de noviembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el Decreto 962/2017 que entre otros aspectos principales autoriza la exportación de gas natural. El Decreto establece que dichas autorizaciones serán otorgadas por MINEM y que aquellos acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, serán aprobados por el MINEM, previa intervención del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). El Decreto también establece que las autorizaciones emitidas por el Ministerio, podrán prever la exportación de excedentes de gas siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno.

El ministro de Energía, Juan José Aranguren, afirmó que la Argentina podría comenzar a exportar gas nuevamente a Chile "a partir del verano 2018-2019". De acuerdo con lo manifestado por el ministro, el gobierno argentino busca generar la demanda que permita incrementar el interés de las petroleras por fortalecer sus inversiones e incrementar la productividad en los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta. Argentina, por las limitaciones que padece en los picos de consumo, compró gas a Chile en los inviernos de 2016 y 2017, provenientes de las plantas regasificadoras ubicadas en los puertos del Océano Pacífico a través de los mismos gasoductos por los cuales volverá a retomar sus exportaciones en poco más de un año.

- Tal como se había anunciado en 2016, en 2017 se llevó adelante la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") tanto para el sector regulado de la industria del gas así como para el sector de

la industria eléctrica. Como resultado, se estableció un programa de adecuación tarifaria gradual para la normalización de ambos sectores. Los nuevos cuadros tarifarios resultantes para transporte y distribución de gas fueron publicados en marzo y noviembre. Este último, incluye un ajuste por variación del Índice de Precios al por Mayor ("IPIM"), desde diciembre de 2016 hasta octubre del corriente. En abril de 2018 se aplicará el tercer y último tramo de aumento y luego en los meses de octubre y abril de cada año se aplicarán ajustes no automáticos por variación del IPIM.

- Reforma Tributaria: Con fecha 29 de diciembre de 2017 el Congreso de la República Argentina promulgó la Ley de Reforma Tributaria N° 27.430. Las principales modificaciones introducidas son: a) Impuesto a las Ganancias: i) La tasa del impuesto para sociedades de capital será 30% para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para aquellos que se inicien el 1 de enero de 2020 en adelante. Asimismo, los dividendos que se distribuyan se gravarán a una alícuota del 7% y 13% para los períodos citados, respectivamente ii) Se elimina la aplicación del impuesto de igualación para los resultados generados por los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2018, continuando vigente para los anteriores. iii) Se establece un mecanismo de actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, b) Impuesto al valor agregado: Se establece un sistema de reintegro del impuesto abonado por inversiones en activo fijo, sujeto a la generación futura de débito fiscal, a efectos de reducir el costo financiero generado por la acumulación de créditos fiscales de nuevas inversiones.

II. Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio

- **Adhesión a programa de estímulo a inversiones en reservorios no convencionales:** Mediante Resolución N° 38/2018, del 27 de enero de 2018, la Secretaría de recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería aprobó la adhesión de CGC al "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales", en su carácter de concesionario de explotación sobre el área "Campo Indio Este-El Cerrito" ubicada en la Provincia de Santa Cruz. La Resolución facultó a CGC a percibir compensaciones devengadas en virtud de su adhesión a dicho programa a partir del mes de enero de 2018.

Este es un importante logro para la empresa ya que se trata del primer proyecto de gas no convencional que ha sido otorgado fuera de la cuenca neuquina

- **Adjudicación a la Compañía de la exploración y eventual explotación del área "Tapi Aike":** Con fecha 7 de septiembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 775/2017 dictado por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz, en virtud del cual, en el marco de la licitación IESC N° 1/17, se adjudicó a la Compañía la exploración y eventual explotación del área "Tapi Aike". Con motivo de ello, el 25 de septiembre de 2017, la Compañía suscribió con la Provincia de Santa Cruz el contrato que regula las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las tareas de exploración en el área. Dicho contrato se ratificó por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz mediante el Decreto Provincial 1154/2017 .
- **CGC y Echo Energy Plc. se asocian para explotar hidrocarburos convencionales en la Cuenca Austral:** CGC y la firma inglesa Echo Energy Plc. (Echo) suscribieron el 31 de octubre de 2017, dos acuerdos de inversión conjunta para la exploración de cuatro bloques en la Cuenca Austral en la Provincia de Santa Cruz.

1. Acuerdo de farmout para la concesiones de explotación sobre las fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones

Echo abonará a CGC hasta 10 millones de dólares en tres pagos, sujeto al cumplimiento de determinados hitos. El Acuerdo de Cesión contempla el desarrollo conjunto de un programa de trabajos (el "Programa de Trabajos") en fases con una inversión de 70 millones de dólares más IVA, de los cuales Echo aportará el 100% de la inversión más IVA.

El acuerdo contempla que CGC se mantiene como socio operador, con un 50% de la propiedad, mientras que Echo Energy, en forma concurrente, tendrá a su cargo la realización de las propuestas técnicas de las actividades que integran el programa de trabajos comprometidos bajo el acuerdo.

2. Acuerdo de farmout para el área Tapi Aike

En virtud de este acuerdo CGC transfirió a Echo el 50% de los derechos y obligaciones derivados del permiso de exploración sobre el área Tapi Aike, en contraprestación Echo aportará el 30% de los costos e inversiones correspondientes a la participación de CGC en el plan de exploración básico del área. El acuerdo contempla que CGC será la operadora del área.

El permiso de exploración de Tapi Aike fue otorgado a CGC mediante Decreto N° 775, en el marco de la licitación del Instituto de Energía de Santa Cruz N° 01/2017.

- **CGC realizó la perforación del primer pozo horizontal en la Cuenca Austral para la extracción de tight gas:** la compañía continúa avanzando con tecnología de punta en la producción de gas convencional y tight gas en la provincia de Santa Cruz. Se trata de un pozo horizontal con 10 etapas de fractura completado con un sistema de camisas activadas por bolas, en lugar de Plug&Perf. El pozo, registró picos de producción superiores a los 240.000 metros cúbicos de gas por día. Este es un paso estratégico de CGC en su objetivo de alcanzar el desarrollo comercial de tight gas en la provincia patagónica.
- **CGC suscribe nuevos convenios con distribuidoras para abastecimiento de gas:** En el marco de las bases y condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras suscriptas en noviembre de 2017, entre los productores, distribuidoras y ENARSA, CGC cerró nuevos acuerdos con las distribuidoras CGP, Metrogas, GasNatural Ban y ENARSA para el suministro de gas, que tendrán vigencia en 2018, con opción de prórroga para 2019.

Cabe destacar que si bien las bases y condiciones tienen por objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda prioritaria, no imponen un redireccionamiento forzoso o automático, sino que, continuando con los lineamientos de la normativa dictada por la nueva administración, permite a los productores contractualizar sus volúmenes disponibles con las distribuidoras. Ver las bases y condiciones en la nota 2 a los estados financieros.

- **CGC coloca una nueva emisión de obligaciones negociables:** Dentro del marco del Programa de Obligaciones Negociables por hasta un valor nominal de US\$250 millones, aprobado por la Comisión Nacional de Valores el 10 de diciembre de 2014, la Sociedad emitió el 12 de enero de 2018 Obligaciones Negociables Clase "10" por valor de US\$100 millones, con vencimiento en 2021, a una tasa de interés fija anual de 9,7%.

La emisión de esta ON permitirá mejorar el perfil de vencimiento de la deuda y la liquidez de CGC, así como continuar con el plan de fortalecimiento financiero, que es uno de los principales objetivos de la actual administración.

En el presente ejercicio se destacan los siguientes aspectos financieros:

1. Con fecha 3 de febrero de 2017 se canceló el saldo del préstamo con Industrial and Commercial Bank Of China (Argentina) S.A. bajo el contrato de préstamo sindicado por US\$35 millones.
 2. Con fecha 20 de febrero de 2017 se suscribió un contrato de préstamo sindicado por un monto de US\$72 millones y por el término de 24 meses, organizado por el Industrial and Commercial Bank Of China (Argentina) S.A. y con la participación de la Sucursal de Citibank N.A. establecida en Argentina, Banco Hipotecario S.A. y BACS Banco de Crédito y securitización S.A. El 21 de febrero y el 15 de marzo de 2017 se produjo el desembolso de los fondos por US\$64 millones y US\$8 millones respectivamente, los cuales fueron aplicados a capital de trabajo e inversiones de capital.
 3. Con fecha 7 de marzo de 2017 la Compañía efectuó el rescate total y anticipado de las obligaciones negociables Clases 2, 4, 6 y 7 por un importe total de US\$ 45,8 millones y la Clase 8 por \$68,5 millones.
- **Fusión con Unitec Energy S.A.:** los directorios de CGC y Unitec Energy S.A. (sociedad de la cual CGC es titular, actualmente de acciones representativas del 100% del capital social y votos) han resuelto llevar adelante, con efectos a partir del 1 de enero de 2018, la fusión de ambas sociedades. La mencionada fusión, se realizara utilizando los estados financieros de cada una de las sociedades al 31 de diciembre de 2017, CGC absorberá a Unitec Energy S.A., la cual se disolverá 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.

- **EBITDA:** El EBITDA Ajustado de la Compañía en el ejercicio 2017 ascendió a \$1.338,1 millones, disminuyendo con respecto al ejercicio anterior en \$13,1 millones, lo que representa un 0,97%.
- **Reservas:** Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2017 ascendieron a 8.575 Mm³ de petróleo equivalente, aumentando respecto al 31 de diciembre de 2016 en un 3%. Las reservas al 31 de diciembre de 2017, están compuestas en un 20% por petróleo y en un 80% por gas natural.
- **Inversiones en actividades de explotación y exploración:** Las inversiones en el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2017 alcanzaron la suma de \$2.893,0 millones, un 96,1% superior que el año anterior, las cuales se concentraron principalmente en actividades de Desarrollo (94,6%), en los yacimientos de Campo Indio y El Cerrito en la Cuenca Austral, adicionalmente se ejecutaron algunos proyectos en actividades de Exploración (4,6%).

La inversión acumulada durante los últimos 24 meses, ha alcanzado la suma de \$4.368,9 millones, inversión que refleja el sólido compromiso de la Compañía en cumplir sus compromisos en materia de producción e inversiones.

- **Producción:** La producción anual 2017 de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.374,8 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 4,8%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 24,5% y el gas natural, el 75,5%.

Participaciones de CGC

CGC es una compañía de energía independiente, líder en el sector, que opera principalmente en Argentina y que se dedica a la exploración, desarrollo y explotación de gas, petróleo y, en menor medida, GLP (*upstream*). La Compañía cuenta con una atractiva cartera de áreas de exploración y explotación de gas y petróleo en Argentina, estando su actividad sustancialmente enfocada en la exploración y producción de hidrocarburos en la cuenca Austral, ubicada en la Provincia de Santa Cruz, en la parte sur del país.

Además del negocio de *upstream*, la Compañía tiene una participación significativa en una red de gasoductos en la zona norte y centro de Argentina (*midstream*), a través de participaciones en los sistemas de gasoductos de Transportadora de Gas del Norte S.A. ("**TGN**"), Gasoducto GasAndes ("**GasAndes**") y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("**TGM**").

A continuación se indican las áreas petroleras y las empresas de transporte de gas en las cuales CGC tiene participación:

ARGENTINA

Áreas de Producción

Santa Cruz I (100%)¹ (*)

Santa Cruz I Oeste (100%)²(*)

Santa Cruz II (100%)³(*)

Laguna de los Capones (100%) (*)

Palmar Largo (17,85%)

Aguaragüe (5%)

Áreas de Exploración (*)

Angostura (100%)

¹ SCI incluye 14 concesiones de explotación.

² SCIO incluye 4 concesiones de explotación.

³ SCII incluye 6 concesiones de explotación.

Estancia Chiripá (87%)

Glencross (87%)

Piedrabuena (100%)

Mata Amarilla (100%)

VENEZUELA

Áreas de Producción

Onado (26,004%)⁴

OTROS PAÍSES

Áreas de Exploración Operadas por CGC

A-9-96 (100%) (*)⁵

(*) Áreas operadas por CGC

TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Transportadora de Gas del Norte S.A. (23,07% directa e indirecta por su participación de 40,86% en Gasinvest S.A.)

Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto (Argentina) GasAndes S.A. (39,99%)

Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (10,90%)

⁴ Como accionista de la Empresa Mixta Petronado S.A.

⁵ En Diciembre de 2012 se presentó frente al Ministerio de Energía y Minas de Guatemala la solicitud de cesión del contrato 4-98 a favor de Quattro Exploration and Production LTD., la cual se encuentra a la espera de su aprobación.

III. Evolución de los Indicadores de CGC

El siguiente cuadro expone los resultados de la Sociedad por segmento de negocios. Con este propósito se consolidaron proporcionalmente los resultados de aquellas sociedades en las que CGC no ejerce el control societario.

	Upstream			Transporte de Gas Natural			Total		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Ingresos por Ventas (MM \$)	2.554,9	3.475,1	4.897,6	188,0	472,6	808,7	2.742,9	3.947,7	5.706,3
Margen Bruto (MM \$)	519,9	843,5	584,0	(3,8)	208,9	425,1	516,1	1.052,4	1.009,1
Resultado Operativo (MM \$)	782,2	436,4	197,5	(44,6)	126,7	324,8	737,6	563,1	522,3
Utilidad (Pérdida) Neta (MM \$)	204,4	(252,4)	(787,2)	(145,5)	21,3	377,3	58,9	(231,1)	(409,9)

Producción Petróleo (m³/día) (1) (3)	1.073	1.074	921				1.073	1.074	921
Producción Gas (Mm³/día)	2.035	2.510	2.835				2.035	2.510	2.835
Reservas Petróleo (Mm³) (1) (2) (3)	2.778 (a)	1.863 (b)	1.673 (c)				2.778 (a)	1.863 (b)	1.673 (c)
Reservas Gas (MMm³) (2) (3)	6.998 (a)	6.441 (b)	6.902 (c)				6.998 (a)	6.441 (b)	6.902 (c)
Reservas Totales (Mm³ P.E.) (1) (2) (3)	9.776 (a)	8.304 (b)	8.575 (c)				9.776 (a)	8.304 (b)	8.575 (c)
Relación Reservas/Años	8,6	6,3	6,2				8,6	6,3	6,2
Gas Transportado (MMm³/día)	---	---	---	6,4	12,1	12,4	6,4	12,1	12,4

Agrupación por línea de negocios en función de la participación de CGC en cada uno.

M = Miles; MM = Millones; m³ = Metros cúbicos

P.E.: Petróleo Equivalente

(1) Incluye gas licuado de petróleo y gasolina.

(2) Incluye solamente reservas probadas.

(3) Incluye solamente información de Argentina.

(a) Corresponden a reservas auditadas por Gaffney, Cline & Associate al 31.12.15, a excepción de áreas no operadas que corresponde a reservas estimadas por la compañía al 31.12.15.

(b) Corresponden a reservas auditadas por DeGolyer and MacNaughton al 31.12.16, a excepción de áreas no operadas que corresponde a reservas estimadas por la compañía al 31.12.16.

(c) Corresponden a reservas auditadas por DeGolyer and MacNaughton al 31.12.17, a excepción de áreas no operadas que corresponde a reservas estimadas por la compañía al 31.12.17.

IV. Actividades y Negocios de la Compañía

Áreas de exploración y producción de la Compañía (upstream)

Durante el período comprendido entre agosto de 2016 y julio de 2017, la Compañía fue el noveno productor de petróleo y gas de Argentina, en términos de producción en boca de pozo, de acuerdo con información publicada por el IAPG.

La Compañía tiene participaciones en aproximadamente 40 yacimientos de petróleo y gas a lo largo de ocho áreas en la cuenca Austral –donde se localizan sustancialmente las operaciones de la Compañía–, dos áreas en la cuenca Neuquina, dos áreas en la cuenca Noroeste y un área en la cuenca del Golfo de San Jorge en Argentina, así como un área de la cuenca Oriente en Venezuela. Las actividades de producción y desarrollo de la Compañía en Argentina son llevadas a cabo mediante 38 concesiones de explotación y 3 permisos de exploración otorgados por el Estado Nacional y los gobiernos provinciales de Argentina, 29 de los cuales se encuentran en la cuenca Austral. La Compañía lleva a cabo estas actividades por sí misma o a través de contratos de unión transitoria de empresas (“**UT**”). La Compañía opera todos sus yacimientos de petróleo y gas en la cuenca Austral y los yacimientos de petróleo y gas del área Angostura en la cuenca Neuquina. La Compañía, a través de su subsidiaria UENE (en proceso de fusión con CGC), opera asimismo el área Sarmiento en la cuenca del Golfo de San Jorge conforme a un contrato de operación y servicios con YPF. Los yacimientos de petróleo y gas de la Compañía de las áreas Aguara Güe y Palmar Largo en la cuenca Noroeste son operados por los socios de la Compañía conforme a contratos de UT.

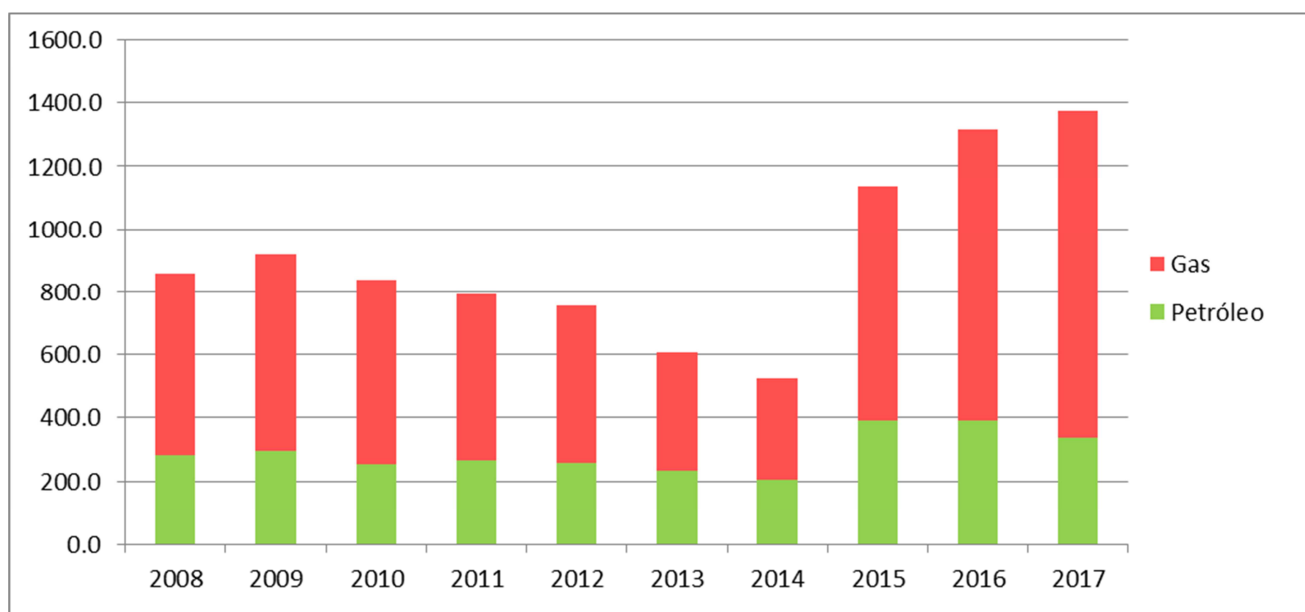
Las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste en la cuenca Austral comprenden la mayoría sustancial de la producción y reservas de la Compañía y constituyen sus áreas clave en las que continuará focalizando sus actividades. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la cuenca Austral representó el 96% de la producción neta total de petróleo y gas en Argentina de la Compañía.

Fuera de Argentina, la Compañía tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Las actividades de producción y desarrollo de la Compañía en Venezuela son llevadas a cabo a través de su afiliada, Petronado S.A. (“**Petronado**”), respecto de la cual la Compañía es titular de una participación del 26%.

En el ejercicio 2017 la producción total de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.374,8 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 4,8%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 24,5% y el gas natural el 75,5%.

En base a la producción para el ejercicio 2017 y considerando las reservas probadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, las reservas probadas estimadas de la Compañía representaron aproximadamente una vida promedio de 5,0 años para petróleo y 6,7 años para gas, o una vida promedio de la combinación de las reservas netas probadas de aproximadamente 6,2 años

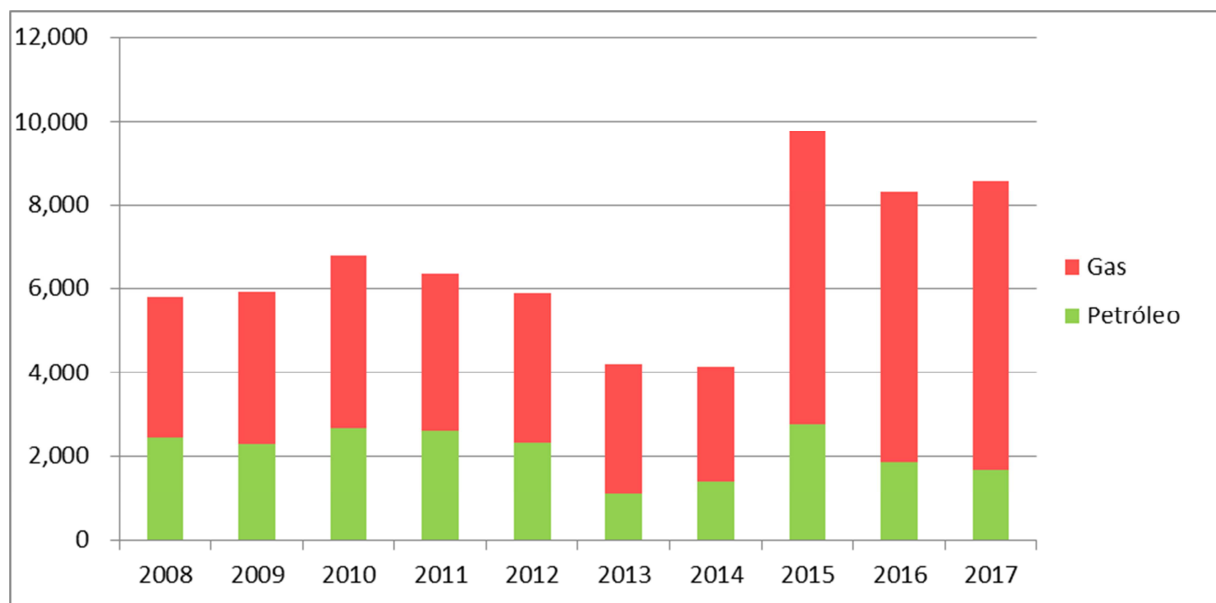
Evolución Producción anual (Mm³ eq/año) ⁽¹⁾



(1) Los años 2008 a 2012 incluyen la producción del área Onado en Venezuela.

Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2017 fueron de 8.575 Mm³ de petróleo equivalente. Estas reservas están compuestas en un 20% por petróleo y en un 80% por gas natural.

Evolución Reservas (Mm³eq) ⁽¹⁾



(1) Los años 2008 a 2012 incluyen las reservas del área Onado en Venezuela.

Argentina

Cuenca Austral

La mayor parte de la producción de hidrocarburos y reservas de la Compañía se encuentran actualmente concentradas en la cuenca Austral. La cuenca Austral se encuentra ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre parcialmente las provincias argentinas de Santa Cruz y Tierra del Fuego, el Estrecho de Magallanes y la región sudoeste de Chile. La cuenca Austral tiene una superficie de aproximadamente 230.000 km², el 85% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

La producción convencional de gas natural en la porción argentina de la cuenca es principalmente de arenas marinas/deltaicas y fluviales en la formación de Springhill, de edad cretácica temprana, a 2.000/3.000 mbgl. Además, se encuentra presente en la cuenca un reservorio marino secundario convencional en la formación del terciario de Magallanes, a 1.800 mbgl. El registro sedimentario total en la cuenca va de 1 km a 1,8 km a lo largo de la costa este hasta un máximo de 7,8 km a lo largo del eje de la cuenca.

Las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste son clave para el negocio de CGC.

Además de Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste, la Compañía posee participaciones en las áreas Santa Cruz II, Laguna los Capones, Glencross, Estancia Chiripá, Mata Amarilla, Piedrabuena y Tapi Aike

Glencross y Estancia Chiripá tienen reservas probables y posibles mínimas, pero la producción aún no ha comenzado, en Estancia Chiripá se perforó en 2017 un pozo exploratorio, que a la fecha se encuentra en estudio. Mata Amarilla, Piedrabuena y Tapi Aike son permiso de exploración.

Aspectos destacados

- En 2017 la Sociedad perforó el primer pozo horizontal de la cuenca Austral con una tecnología de avanzada para extraer tight gas (gas proveniente de arenas compactas de baja permeabilidad y porosidad).

Este es un paso estratégico de CGC para avanzar en la producción de gas convencional y de tight gas en la provincia patagónica. Se trata de un pozo horizontal con 10 etapas de fractura completado con un sistema de camisas activadas por bolas, en lugar del clásico Plug&Perf.

Este sistema de camisas deslizables permite ganar en eficiencia ya que se reducen los tiempos entre fractura de distintas etapas (no es necesario bajar un equipo

de wireline para fijar tapones y punzar), por lo que se dispone de un mayor control y precisión del punto de inyección del volumen de fluido con arena para estimular la formación. Otra ventaja de esta tecnología es que, si el proceso se ejecuta según lo planificado, evita el uso de coil tubing para rotar los tapones de fractura.

La utilización del sistema de completación con camisas es muy extendido en Canadá, aunque en EE.UU. la opción más elegida sigue siendo la tecnología de Plus&Perf. El pozo fue completado por la empresa Packers Plus Energy Services Inc.

El pozo registró picos de producción superiores a los 240.000 metros cúbicos diarios (m³/día) de gas.

- Con fecha 1 de diciembre de 2017 CGC y la Provincia de Santa Cruz, celebraron un acuerdo de inversión hidrocarburífera en virtud del cual CGC será titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área "Campo Indio Este-El Cerrito". La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz N° 0108/2018. La mencionada concesión de explotación sobre el Área "Campo Indio Este-El Cerrito" 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 de las áreas Campo Indio, Laguna del Oro, Estancia Agua Fresca, Campo Boleadoras, El Cerrito, El Cerrito Oeste, Cañadon deus y El Campamento, respecto de las cuales CGC tenía con anterioridad al otorgamiento de esta concesión de explotación no convencional, concesiones de explotación de hidrocarburos convencionales.

El plan mínimo de inversiones comprometidas asciende a US\$ 173 millones, 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.

Mediante Resolución N° 38/2018, del 27 de enero de 2018, la Secretaría de recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería aprobó la adhesión de CGC al "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales", en su carácter de concesionario de explotación sobre el área "Campo Indio Este-El Cerrito". La Resolución facultó a CGC a percibir compensaciones devengadas en virtud de su adhesión a dicho programa a partir del mes de enero de 2018.

SCI

Santa Cruz I, con una superficie de aproximadamente 7.327 km², se encuentra en el sector central y este de la cuenca Austral en el extremo sur de Argentina.

Los derechos de la Compañía respecto del área Santa Cruz I se rigen por 14 concesiones de explotación (excluyendo algunas concesiones en proceso de reversión) que le permiten producir y explorar el potencial remanente en esa área.

Cada una de las concesiones, puede ser prorrogada por períodos de diez años a solicitud de la Compañía, con la aprobación de la provincia de Santa Cruz. Con motivo de la prórroga de las concesiones hasta noviembre de 2027, cuyo Acuerdo de Prórroga fue ratificado por la Ley Nº 3500 del Poder Legislativo de Santa Cruz (publicada en el Boletín Oficial de dicha provincia el 22 de noviembre de 2016).

Actividades 2017

El plan de inversiones 2017 incluyó la reparación de 5 pozos (WO) y una importante campaña en mejoras extractivas (pulling) y de perforación de pozos. Durante el ejercicio 2017 se han perforado y terminado 26 pozos de desarrollo y 3 pozos de avanzada.

Se realizaron mejoras extractivas en más de 12 pozos, colocando o reemplazando bombas eléctricas sumergibles (BES) y de bombeo mecánico (AIB) cuyo resultado fue un aumento en la producción de petróleo.

Durante el año 2017 con el equipo Petreven H-102 se hicieron intervenciones en 5 pozos, se realizaron las operaciones de punzado y fractura y con el equipo de Coiled Tubing se completaron las tareas de limpieza e inducción de pozos para que quedaran en surgencia, de los cuales 2 se encuentran con extracción efectiva.

En diciembre de 2016 se había iniciado la campaña de desarrollo en el yacimiento Campo Indio, con la perforación del pozo CI-52. Durante el año 2017 continuó la campaña con la perforación de 26 pozos de desarrollo y 3 pozos de avanzada, con excelentes resultados.

Con el objeto de incrementar la productividad y optimizar costos, la Sociedad ha utilizado las tecnologías más modernas e eficientes.

Durante gran parte del año 2017 se utilizaron dos equipos de perforación del tipo skidding rigs (caminantes) para trabajar en locaciones con PAD, es decir varios pozos en el mismo espacio.

El PAD CI-52, CI-62 y CI-63 se perforaron con la técnica Slim hole, con la cual se busca perforar pozos con el mínimo diámetro posible, se trata de pozos angostos y someros.

Se perforaron 3 pozos horizontales, CI-48, CI-51 y CI-53, los primeros en su tipo en la Cuenca Austral, los cuales resultaron productores de gas.

La Sociedad invierte 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, en el año 2017 se perforó el pozo EachSO-X1, en el área Estancia El Chiripa, se punzaron las capa Anita y Magallanes, a la fecha se encuentra en estudio.

Dentro del plan de mejoras de instalaciones se realizaron construcción e instalaciones, destacándose los proyectos de tendido de cañería de 6" para la conducción de gas, conectando la Planta Boleadoras y la Batería de Boleadoras Oeste, esta obra completa la capacidad de tratamiento y compresión del gas.

Para el desarrollo del yacimiento Campo Indio se construyeron facilities para captar los pozos de desarrollo, se realizaron obras de electrificación, iluminación, instrumentación, automatización y telemetría en la batería 2 de Campo Indio. Se realizó la instalación de cañería de 103/4", colectora de baja presión, para la captación de gas tight.

La producción de petróleo en el ejercicio 2017 fue de 199,0 Mm3, registrándose una disminución con respecto a la producción del año anterior del 19 %.

La producción de gas natural en el ejercicio 2017 fue de 794,9 MMm3, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 16 %.

SCIO

Actividades 2017

Santa Cruz I Oeste, con una superficie de aproximadamente 866 km², se encuentra ubicada en la cuenca Austral, en el extremo sur de Argentina. A la fecha, la Compañía ha obtenido información de sísmica 3D para el 94% de la superficie de Santa Cruz I Oeste.

Los derechos de la Compañía respecto del área Santa Cruz I Oeste se rigen por cuatro concesiones diferentes que le permiten producir y explorar el potencial remanente en esta área (Estancia Agua Fresca, El Cerrito Oeste, Puesto Oliverio y El Campamento), con vencimientos en 2034/7.

En la concesión de Estancia Agua Fresca se desarrollaron una serie de actividades con el objetivo de incrementar la producción del yacimiento, implementándose la puesta en servicio de pozos fuera de sistema, estimulación con químicos espumígenos en pozos de baja presión, reacomodamiento de compresores de boca de pozo y compresoras centralizadas

El plan de inversiones 2017 incluyó mejoras extractivas (pulling) en 12 pozos.

En la concesión El Cerrito, se perforaron 2 pozos, EC-1009 y EC-1010, los cuales resultaron productores de gas.

En el año 2016 se puso en marcha el yacimiento Puesto Oliverio con excelentes resultados de producción de gas y petróleo. En 2017 se terminó la perforación del pozo PO-1002, el cual se encuentra en producción.

La producción de petróleo en el ejercicio 2017 fue de 78,5 Mm³, registrándose una disminución con respecto a la producción del año anterior del 7%.

La producción de gas natural en el ejercicio 2017 fue de 127,4 MMm³, registrándose un aumento con respecto a la producción del año anterior del 3%.

Las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste representan en conjunto aproximadamente el 88% de la producción neta de petróleo y 89% de la producción neta de gas natural de CGC en Argentina.

Santa Cruz II

Este es un campo maduro en el cual la Sociedad ha puesto especial énfasis en mejorar la eficiencia operativa, con el fin de lograr una expansión en la producción.

En el año 2016 se optimizó la producción en los yacimientos El Condor y Cerro Redondo, mediante la aplicación de técnicas de inyección de espumígenos y compresores de baja presión.

El plan de inversiones de instalaciones incluyó el acondicionamiento del oleoducto Condor-Loyola. Desde el Yacimiento El Cóndor se transporta el crudo por oleoducto de 70 km hasta la Terminal de Almacenaje y Embarque de Punta Loyola (operada por CGC), donde se acopia el crudo de toda la cuenca austral y de allí sale por barco. En 2017 se realizó el mantenimiento mayor en las máquinas de baja y alta de la Planta El Condor.

Laguna de los Capones

CGC opera en su totalidad desde 2007 el área Laguna de los Capones (LLC), un yacimiento maduro dentro de una superficie de 400 km². El área tiene reservas probadas y una producción establecida

En junio de 2016 se acordó con la provincia la extensión de la concesión que originalmente vencía el 18 de abril de 2016, por un plazo de 10 años adicionales el cual vencerá el 18 de abril de 2026.

CGC y la firma inglesa Echo Energy Plc. (Echo) suscribieron el 31 de octubre de 2017, un acuerdo de farmout para la concesiones de explotación sobre las fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones

El Acuerdo de Cesión, con efecto a partir del 1º de enero de 2018, contempla el desarrollo conjunto de un programa de trabajos, en el cual CGC se mantiene como el socio operador, con un 50% de la propiedad, mientras que Echo, en forma concurrente, tendrá a su cargo la realización de las propuestas técnicas de las actividades que integran el programa de trabajos comprometidos bajo el acuerdo.

Piedrabuena – Mata Amarilla

La Sociedad, a través de su subsidiaria Unitec Energy S.A. (en proceso de fusión con CGC) es titular del 100% de los permisos de exploración y eventuales concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas Piedrabuena y Mata Amarilla ubicadas en la Provincia de Santa Cruz.

Estas áreas se encuentran en las primeras etapas de la actividad exploratoria A través del Decreto provincial N° 2439 del 2 de diciembre de 2015 se aprobaron los planes de trabajo acordados con el Instituto de Energía de Santa Cruz. Los trabajos comprometidos de exploración ascienden a US\$ 2,0 por el pase a segundo período de exploración, y comprenden la perforación de un pozo exploratorio en cada una de las áreas y la registración de 100,9 km² de Sísmica 3D en el área Piedrabuena.

En base a los estudios realizados se ha definido la ubicación de la locación de un pozo exploratorio en el área Mata Amarilla. A la fecha se han iniciado las tareas de locación y mejoramiento de caminos para la perforación del pozo La Leonor x-1.

Tapí Aike

Con fecha 7 de septiembre de 2017, en virtud de la licitación N° 01/IESC/2017, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 775/2017 mediante el cual el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz adjudicó a la Compañía un permiso de exploración sobre el área Tapí Aike. Como consecuencia, el 25 de septiembre de 2017 la Compañía suscribió con la Provincia de Santa Cruz un contrato que regula las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las tareas de exploración en el área.

Conforme lo establece el contrato con base en el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, las tareas de exploración constan de dos períodos: (i) un primer período de hasta tres años para exploración con objetivo convencional y hasta cuatro años para exploración con objetivo no convencional, y (ii) un segundo período de hasta tres años para exploración con objetivo convencional y hasta cuatro años para exploración con objetivo no convencional. Asimismo, puede solicitarse una prórroga de hasta cinco años.

Por otra parte, la Compañía deberá abonar las regalías establecidas en los artículos 21 y 59 de la Ley de Hidrocarburos, consistentes, respectivamente, en una regalía del 15% por los hidrocarburos extraídos durante la exploración y un pago mensual del 12% en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, porcentaje que podrá ser reducido por el Poder Ejecutivo nacional o provincial hasta un 5%, considerando la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Asimismo, el contrato prevé compromisos de inversiones y trabajos por parte de la Compañía, entre ellos: (i) el bono de ingreso por la suma de \$ 12 millones, correspondiente a la cantidad ofrecida por la Compañía para el ingreso al área; y (ii) un programa básico de exploración correspondiente al conjunto de actividades exploratorias a realizar por la Compañía durante el primer período del permiso de exploración por la suma de US\$ 76,4 millones.

Cuenca Neuquina

Angostura

CGC posee un permiso de exploración para el área Angostura, que originalmente vencía en octubre de 2012. Durante el 2017 continuaron las negociaciones con la Provincia de Río Negro para normalizar los plazos e inversiones comprometidas en el área.

Finalmente el 13 de noviembre se suscribió una adenda al contrato emergente del concurso 01/2007, entre la Provincia de Río Negro, representada por el Secretario de Energía y la Sociedad, por la cual se le otorga a la empresa una extensión del plazo exploratorio por el término de 18 meses contado a partir de su aprobación por Decreto del Poder Ejecutivo Provincial.

En virtud de esta adenda CGC se compromete a ejecutar en el área 3.652 unidades de trabajo, equivalentes a 7 reparaciones de pozos y la perforación de 7 pozos exploratorios.

Durante 2017 se mantuvieron en producción los pozos de petróleo y gas, con una producción acorde a la programada, para cubrir los costos operativos generados.

La producción de petróleo crudo en el año 2017 fue de 1,2 Mm³ y la producción de gas fue de 1,1 MMm³.

Cuenca del Noroeste

En la Cuenca Noroeste CGC tiene participación en dos UTEs.

Aguaragüe

CGC tiene una participación del 5% en la UTE Aguaragüe (que incluye aquellos correspondientes a la concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur), las restantes empresas integrantes de la UTE son: Tecpetrol S.A. 23% (operador); YPF S.A. 53%; Pampa Energía S.A. 15% y Ledesma S.A.A.I 4%.

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 2012, mediante decreto Provincial N° 3.694/2012.

Con una superficie de 285,6 Km², el total de pozos en extracción efectiva promedio de esta área a diciembre de 2017 alcanzaba a 32 pozos. La producción promedio neta del año 2017 fue de 107 m³ 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.

En agosto de 2017 se ha iniciado un plan de perforación en Aguaragüe por US\$ 30 millones (al 100%), consistente en dos pozos profundos y un tercer pozo más somero y exploratorio.

La producción de petróleo crudo (al % de CGC) en el año 2017 fue de 5,3 Mm³ y la producción de gas (al % de CGC) fue de 33,7 MMm³.

Palmar Largo

CGC tiene una participación del 17,85% en el área Palmar Largo a través de una UT con YPF, High Luck Group Ltd. (operador) y Madalena Energy Argentina S.R.L.

El área está ubicada en la provincia de Formosa y tiene una superficie de 1.381 km².

Durante el año 2016 se realizaron 3 reparaciones de pozos (WO): se intervinieron con Coiled Tubing los pozos: PL-12 y PL-18 (para limpieza de incrustaciones) y el PL-14 (para limpieza de incrustaciones en instalación de producción y estimulación de formación).

La producción de petróleo crudo en el año 2017 fue un 11% menor respecto de lo producido en 2016, la declinación natural del yacimiento no pudo ser contrarrestada con la campaña de intervenciones efectuadas.

En relación con los trámites para obtener la extensión de la concesión de explotación del área, cuyo vencimiento operó en 2017, el Operador de la UTE está llevando a cabo las negociaciones con la provincia de Formosa para lograr su renovación.

Cuenca Golfo San Jorge

La Sociedad, a través de su subsidiaria Unitec Energy S.A., es operadora del área Sarmiento ubicada en la provincia de Chubut desde marzo de 2011 mediante un contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a Riesgo ("SOAR") firmado con YPF S.A. (titular de la concesión) cuya duración es de 6 años (vencimiento noviembre de 2017) prorrogable hasta el año 2021, si se cumplen ciertas condiciones.

La Compañía ha decidido no ejercer dicha opción y, a la fecha, está llevando a cabo los actos necesarios para revertir el área. Para tal fin la sociedad ha acordado con YPF S.A. las tareas de saneamiento, remediación medioambiental y de abandono de pozos que llevará a cabo como paso previo a la devolución de la operación del área. A la fecha la Sociedad continua operando el área, mientras se realizan las tareas mencionadas, se estima la restitución definitiva del área a YPF S.A. para los primeros meses de 2018.

Venezuela

Onado

Campo Onado, *es un área de producción*, con una superficie de aproximadamente 22 km², está ubicada 60 km al sudoeste de la ciudad de Maturín en la provincia de Monagas, Venezuela.

El área es operada por la Empresa Mixta Petronado en donde CGC participa con el 26,004%. Los demás accionistas de Petronado son Petróleos de Venezuela, Banco Popular de Ecuador S.A. y Korea National Oil Corporation, con tenencias del 60%, 8% y 6%, respectivamente.

La producción de crudo del año 2017 fue un 3,3% menor respecto a lo producido en 2016. No se han materializado proyectos para aumentar la producción en 2017 debido al débil mercado de empresas de servicios tales como cementación, guaya fina, guaya eléctrica, coiled tubing etc., razón por la cual la producción del campo se mantuvo con su declinación natural y sostenida con mantenimientos menores realizados.

CGC no ha efectuado inversiones en bienes de capital ni planea efectuar actividades de exploración en esta área; tampoco ha recibido de Petronado ningún pago de dividendos, ni se le requirió efectuar aportes en Petronado desde 2008.

La situación actual de la Sociedad se describe en la Nota 30 (5) de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El gas natural en la República Argentina, a diferencia de otros países de la región, es la energía predominante para el consumo y representa cerca del 50% de la matriz energética.

La Compañía tiene en forma indirecta una participación del 23,07% en **Transportadora de Gas del Norte S.A.** (TGN), una participación del 39,99% tanto en **GasAndes Argentina** como en **GasAndes Chile**, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 10,90% en **Transportadora de Gas del Mercosur S.A.** (TGM). La intención de la Compañía es enfocarse en las actividades de *upstream* y, adicionalmente, se encuentra actualmente evaluando oportunidades estratégicas con respecto a sus participaciones en las compañías de transporte de gas.

TGN - (23,07%)

CGC posee una participación indirecta del 23,07% en TGN a través de su inversión en Gasinvest S.A., en la que tiene una participación directa del 40,86%. Los demás accionistas de Gasinvest S.A. son Tecpetrol International S.L.U. (40,86%) y RPM Gas S.A. (18,28%). Gasinvest S.A. es el accionista controlante de TGN, que a la fecha, tiene el 56,35% del capital social de dicha compañía. Southern Cone Energy Holding Company Inc. es el segundo mayor accionista con el 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público y menos del 1% se encuentra en poder de cinco accionistas diferentes.

TGN, con un sistema de 6.806 km de gasoductos, presta el servicio de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la República Argentina. A través de sus dos gasoductos troncales, el "Norte" y el "Centro Oeste", TGN abastece a ocho de las nueve distribuidoras de gas y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en quince provincias argentinas. El sistema de TGN se conecta a los gasoductos "GasAndes" y "Norandino" construidos oportunamente para el transporte de gas al centro y norte de la República de Chile respectivamente, al gasoducto "Entrerriano" que transporta gas a la Provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo, al gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur S.A. y al "Gasoducto del Noreste Argentino".

Al cierre del ejercicio 2017, los contratos de transporte firme de la Sociedad desde cabecera de los gasoductos totalizaban 48,19 MMm³/d, correspondiendo 23,23 MMm³/d al gasoducto Norte y 24,96 MMm³/d al Centro Oeste.

Dado que durante el invierno las temperaturas estuvieron por encima de las habituales los consumos residenciales fueron menores a los históricos para esa época del año. Por lo tanto, la entrega de gas para la generación eléctrica e industria estuvieron por encima de los valores de años anteriores.

El volumen de gas recibido por TGN alcanzó un valor de 19.663 MMm³, o sea, en promedio, 53,9 MMm³/d de los cuales, 21,7 MMm³/d correspondieron al gasoducto Centro Oeste, 23,2 MMm³/d al gasoducto Norte, y 9,0 MMm³/d recibidos en la Provincia de Buenos Aires. Los valores máximos de inyección en cabeceras fueron de 26,6 MMm³/d en el gasoducto Centro Oeste y 26,0 MMm³/d en el gasoducto Norte. En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 6,36 MMm³/d, la inyección de gas importado desde el Estado Plurinacional de Bolivia alcanzó en promedio 17,4 MMm³/d con un pico diario de 20,1 MMm³/d. En el gasoducto Centro Oeste, además de la producción nacional, se recibieron desde la República de Chile 276,0 MMm³ de GNL transportados a la República Argentina por el gasoducto GasAndes entre los meses de junio y agosto.

Con respecto a la inyección recibida en la Provincia de Buenos Aires, se registraron valores promedio de 6,2 MMm³/d de GNL en la localidad de Escobar, Provincia de Buenos Aires y 2,8 MMm³/d desde Transportadora de Gas del Sur S.A., en la localidad de General Rodríguez, Provincia de Buenos Aires.

En el marco del plan de inversiones obligatorias, TGN llevó adelante un programa de proyectos y obras para mantener su sistema de transporte.

Con fecha 26 de octubre de 2017, TGN celebró un préstamo sindicado con Industrial and Commercial Bank of China Limited (Dubai Branch), Citibank N.A. e Itaú Unibanco S.A. (Nassau Branch) por un monto de US\$ 220 millones. Dicha deuda fue asumida para cancelar las Obligaciones Negociables que se encontraban vigentes. Así entonces, el 13 de noviembre de 2017, la Sociedad procedió al rescate anticipado de la totalidad de las Obligaciones Negociables a Tasa Incremental y de las Obligaciones Negociables a 5 años por un total de US\$ 208,3 millones. (El monto expuesto incluye capital e intereses).

Lo mencionado implica para TGN el regreso a los mercados voluntarios de deuda, el diferimiento de los plazos de vencimiento, la eliminación de ciertos *covenants* que impedían acompañar el potencial crecimiento del negocio así como la reducción significativa de la tasa de financiamiento de TGN, que pasó de 9% a 4,56%.

Los aumentos tarifarios implementados desde el año 2016 y durante 2017 le han permitido a TGN financiar sus gastos de operación y mantenimiento, ejecutar ciertas obras y cancelar sus vencimientos financieros. A los efectos de que las tarifas se mantengan en valores reales a lo largo del tiempo y de esta forma poder atender las exigencias que demanda la operación y el mantenimiento del sistema de gasoductos, la RTI llevada a cabo por el ENARGAS introduce mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de transporte entre revisiones tarifarias quinquenales, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado.

TGN considera que los pasos adoptados durante 2016 y 2017 por el Poder Ejecutivo Nacional, el MINEM y el ENARGAS importan un avance significativo en la normalización de sus tarifas y el restablecimiento del marco regulatorio sectorial, en particular del artículo 38 de la Ley del Gas que establece que las tarifas deben permitir cubrir los costos razonables de operación, impuestos y depreciaciones, a la vez de posibilitar una razonable rentabilidad. Asimismo, tgn confía que las nuevas tarifas que entrarán en vigencia el 1° de abril de 2018, se mantendrán en valores constantes a lo largo del tiempo para poder hacer frente a los gastos e inversiones que demandarán la operación y el mantenimiento de los gasoductos.

En el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2017, TGN registró una ganancia neta de \$ 841,8 millones, que resultó en una ganancia de \$ 192,6 millones para CGC.

Los activos de TGN ascienden a \$ 25.060 millones y el patrimonio a \$ 15.035 millones.

Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (39,99%)

La Compañía posee una participación directa del 39,9% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile. GasAndes Argentina opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que GasAndes Chile opera la sección chilena de dicho gasoducto. El principal accionista de GasAndes Argentina y GasAndes Chile es Aprovechadora Global de Energía S.A., (antes Metrogas (Chile) S.A.), que posee una participación del 47,1% en cada entidad. El 13,0% restante de GasAndes Argentina y GasAndes Chile se encuentra en poder de AES Gener S.A.

El gasoducto une el distrito de La Mora, en la provincia de Mendoza, Argentina, con la ciudad de Santiago de Chile, en Chile y tiene una extensión de aproximadamente 533 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 10,8 M MMm³/d. La licencia de operación de GasAndes Argentina vence en 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a

revisión y aprobación por el Estado Nacional. La licencia de operación de GasAndes Chile es por tiempo indeterminado, sujeto a revisión y aprobación por el gobierno chileno.

Desde la década pasada, la Argentina ha experimentado una crisis energética que se vio reflejada fundamentalmente en un importante déficit de abastecimiento de gas. La misma se produjo principalmente por un aumento en el consumo doméstico, causado a su vez por los reducidos precios tanto del gas natural en boca de pozo como de las tarifas reguladas de transporte y distribución. Esto obligó al Gobierno Argentino a tomar una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas. Entre 2010 y 2012, y luego de procesos de renegociación de los contratos, la Compañía puso fin a las controversias con todos sus clientes. En todos los casos se arribó a acuerdos transaccionales que derivaron en la reducción de la capacidad contratada o disminución del plazo contractual o extinción de los contratos.

No obstante, la vigencia de las medidas precedentemente referidas, la Sociedad continuó cumpliendo con sus compromisos contractuales.

Con la asunción del nuevo gobierno argentino, en diciembre de 2015, se inició una nueva etapa en la integración energética entre Chile y Argentina.

A fines de enero de 2016, Chile y Argentina, a través de sus respectivos Ministros de Energía, acordaron la entrega de gas natural desde las terminales de regasificación de Quintero y Mejillones a la Argentina.

La Compañía desarrolló una estrategia para transportar hasta 4 MMm³/d durante el invierno del 2016. Para llevar a cabo esta operación se requirieron modificaciones estructurales en las plantas compresoras localizadas en Argentina.

Entre los meses de junio y agosto de 2016, se recibieron desde Chile 274,1 MMm³ de GNL transportados a Argentina por el gasoducto GasAndes.

Por otra parte, en la sección chilena del gasoducto GasAndes se firmaron contratos de transporte en base interrumpible con Metrogas (Chile) S.A. y con dos nuevos clientes Enap y Endesa. En la sección argentina también se firmó un contrato interrumpible con Enarsa.

Durante 2017, se transportaron 276,9 MMm³ entre los meses de junio y agosto, desde Chile hacia Argentina, en similares condiciones que durante el 2016.

De acuerdo con contratos de asistencia técnica celebrados entre GasAndes Argentina y la Compañía en septiembre de 2014, y entre GasAndes Chile y Andes Operaciones y Servicios S.A. en agosto de 2014, la Compañía opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que el sector chileno es operado por Andes Operaciones y Servicios S.A.

La posibilidad de bidireccionalidad del gasoducto abre nuevas expectativas comerciales y quiebra la inercia de desintegración entre los mercados de gas natural entre ambos países.

Se estima que en el próximo bienio, en la medida del aumento de producción de gas en la Cuenca Neuquina en Argentina, se comercializarán cantidades estivales hacia Chile. Esto constituye una oportunidad que GASANDES está en condiciones de atender; a tal efecto, los buenos resultados de integridad del ducto derivados del pasaje de la herramienta de inspección interna en el tramo argentino, y la operación de respaldo al mantenimiento programado de GNL Quintero realizada a fines de Octubre de 2017, auspicia un incremento de las actividades operativas y comerciales.

Al cierre del ejercicio, los activos de GasAndes totalizaban \$416,8 millones y US\$ 40,1 millones y el patrimonio ascendía a \$371,9 millones y US\$15,2 millones en las sociedades argentina y chilena respectivamente. A su vez, los resultados netos aportaron ganancias en el caso de la sociedad argentina por \$ 61,6 millones y en el caso de la sociedad chilena por US\$ 3,3 millones. En el ejercicio 2017 las sociedades distribuyeron dividendos en efectivo de acuerdo a lo decidido en las Asambleas de Accionistas celebradas en 2017 por \$ 88,8 millones en el caso de la sociedad argentina y US\$ 6,0 millones de la sociedad chilena.

TGM (10,90%)

La Compañía posee una participación directa del 10,9% en TGM. Los demás accionistas de TGM son Tecpetrol, Operating S.A., RPM Gas y Total Gas and Electricidad Argentina S.A. que poseen el 21,8%, 21,8%, 14,6% y 10,9% del capital de TGM, respectivamente.

TGM opera el gasoducto que transporta gas natural desde Aldea Brasileira, en la provincia de Entre Ríos en Argentina a Uruguayana, en el estado de Río Grande do Sul en Brasil. El gasoducto tiene una extensión de aproximadamente 437 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 15,0 MMm³/d. La licencia de operación de TGM vence el 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional.

El 28 de septiembre de 1998, YPF S.A. ("YPF") y Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") celebraron un contrato de compraventa de gas natural por un volumen de 2,8 MMm³ diarios destinados a abastecer una central termoeléctrica en la localidad de Uruguaiiana, República Federativa de Brasil. A tal efecto, YPF contrató el transporte desde la Provincia de Neuquén hasta la Provincia de Entre Ríos con TGN, y con TGM desde la Provincia de Entre Ríos hasta la localidad de Paso de los Libres.

Como consecuencia de la crisis en el sector energético originada por un déficit de abastecimiento de gas natural y de electricidad, el gobierno argentino tomó una serie de medidas en relación a la exportación de gas y al redireccionamiento de la capacidad de transporte hasta que a mediados de 2008 las exportaciones de gas a la República Federativa de Brasil cesaron por completo, por lo cual el cliente ES Uruguiana Empreendimentos (AESU) notificó a YPF la suspensión de las obligaciones contractuales de AESU alegando incumplimientos del contrato por parte de YPF.

Consecuentemente desde noviembre de 2008, YPF dejó de pagar las facturas emitidas por TGM correspondientes a los servicios de transporte firme y contribución irrevocable de septiembre 2008 y meses sucesivos. Ante esta situación se inicia en 2009, un juicio por la cancelación de contratos de provisión de gas para enviar a Brasil por parte de YPF a TGM donde interviene la Cámara de Comercio Internacional (CCI) y la justicia argentina. El litigio legal también incluyó a AESU, una empresa del grupo norteamericano AES.

En 2015 la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal había fallado a favor de YPF al declarar nulo el laudo del tribunal de la CCI. En febrero de 2016 TGM interpuso un recurso extraordinario contra dicho fallo, que al ser rechazado obligó a TGM a recurrir ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación por vía de queja. Ínterin, el 20 de abril de 2016 el Tribunal Arbitral dictó un laudo final condenando a YPF a pagarle a TGM la suma de US\$ 17,8 millones por concepto de facturas impagas, más US\$ 301,3 millones por concepto de daños derivados de la rescisión culpable del contrato de transporte, en ambos casos con más intereses. Contra dicho laudo final, YPF interpuso un segundo recurso de nulidad ante la Sala IV.

Finalmente el 20 de diciembre de 2017 la Asamblea Extraordinaria de TGM resolvió por mayoría aprobar la celebración de un acuerdo transaccional con YPF (el "Acuerdo Transaccional") que puso fin al conflicto entre ambas partes.

En esencia, el Acuerdo Transaccional, que fue asimismo aprobado por el Directorio de YPF se encuentra vigente y ha tenido principio de ejecución, establece la obligación de YPF de pagar a TGM en concepto de indemnización la suma de US\$ USD 114 millones, por el que, sin reconocer hechos ni derechos, ambas empresas desistieron de todos los reclamos que tenían o podían tener recíprocamente.

Adicionalmente, TGM e YPF celebraron un contrato de transporte interrumpible de exportación (STI).

A partir de las medidas implementadas por el gobierno actual en materia energética, no es descartable que en el futuro se reactive el mercado de transporte de gas destinado a

exportación, en la medida que se reduzcan o mitiguen los efectos de la crisis del sector energético originado por el déficit de abastecimiento de gas natural y electricidad.

TGM, que había registrado pérdidas en los últimos ocho ejercicios anteriores, ha logrado con el Acuerdo Transaccional mencionado así como con el nuevo contrato STI, recomponer su Patrimonio Neto y su Reserva Legal así como cancelar sus deudas operativas. Por lo mencionado, es razonable esperar que TGM pueda continuar brindando el servicio en forma segura, y hacer frente a sus costos operativos, sin necesidad de financiamiento de ningún tipo.

En el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2017, TGM registró una ganancia neta de \$ 1.284,3 millones, que resultó en una ganancia de \$ 137,8 millones para CGC.

Los activos de TGM ascienden a \$ 2.165,2 millones y el patrimonio a \$ 1.272,7 millones.

V. Desarrollo Social y Medioambiente

Desarrollo Social

CGC 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.

Durante 2017, CGC Argentina continuó fortaleciendo los vínculos con sus grupos de interés en los ámbitos que se describen a continuación, entre otras.

- Cooperar con el fortalecimiento del tejido social con apoyo a iniciativas sociales y a organizaciones de la comunidad: convenio de colaboración con la Municipalidad de Río Gallegos para solventar actividades culturales.
- Colaborar con la Asociación Cooperadora Benigno Carro para la compra de bienes necesarios para la prestación de servicios de salud en el Hospital Regional de Río Gallegos.
- Convenio de colaboración con la Secretaria de Estado de Seguridad de Santa Cruz con el objetivo de fortalecer el equipamiento de seguridad y mediante el intercambio de cursos y capacitación para nuestros empleados en materia de seguridad en el ámbito laboral.
- Contribuir con las propuestas deportivas y culturales de Río Gallegos: mediante aportes a la Asociación Club Deportivo Hispano Americano de Río Gallegos para su acompañamiento en la participación en la Liga Nacional de Básquet, temporada 2016/2017, incentivando el crecimiento del deporte en Río Gallegos mediante entradas para los empleados de la Compañía a los partidos del club en Río Gallegos.

- Contribuir en el mediano y largo plazo con el entramado social mediante nuestra alianza con Creer Hacer, dedicada a tender puentes entre los más vulnerables con los diversos sectores de la sociedad con el fin de mejorar la calidad de vida de las personas que conforman la comunidad de Rio Gallegos, fomentando principalmente, una actitud emprendedora.

Medioambiente

Calidad, Salud, Seguridad y Medio Ambiente (CSMS)

CGC tiene como objetivo preservar la integridad física del personal, los contratistas y otras partes interesadas, y asegurar una adecuada protección del ambiente. Este compromiso está indefectiblemente asociado al desarrollo responsable de operaciones seguras.

Cumplimos con la legislación vigente en Calidad, Salud, Seguridad y Medio Ambiente en las jurisdicciones donde desarrollamos nuestras actividades, y con otras prácticas superadoras de la industria asumidas voluntariamente. Somos responsables en el uso de recursos naturales, la producción de residuos, el consumo de energía, las emisiones que generamos y el impacto que podemos producir en los pobladores, la biodiversidad y los bienes culturales.

Utilizamos un programa de gestión basado en objetivos y metas mensurables, y una visión de mejora progresiva. En todos los casos, realizamos evaluaciones de riesgo de nuestros proyectos, así como auditorías de control y planes de respuesta ante emergencias.

Durante el año 2017 continuamos con la optimización de nuestros procesos de auditorías de calidad, salud, seguridad, y medio ambiente en todos los activos. En nuestras operaciones e instalaciones de producción de hidrocarburos contamos con certificaciones ISO 9001 para los laboratorios propios en la cuenca austral y respetamos además los estándares y mejores prácticas de aplicación en la industria (ASTM, API, NFPA, IRAM, IAPG, etc.).

Salud

Durante el año 2017 CGC no ha registrado enfermedades ocupacionales de importancia ni accidentes graves o fatales.

Entre las medidas preventivas adoptadas podemos mencionar la instalación de unidades de primeros auxilios en los principales sitios de trabajo, la sinergia con servicios médicos locales, la aplicación de programas de bienestar físico y alimentación saludable (incluidos los comedores laborales) y el control del consumo de alcohol.

Además, hemos realizado campañas de recolección de arácnidos ponzoñosos endémicos de las zonas de trabajo, para la generación de antídotos y la protección del personal y de la comunidad.

Seguridad

Durante el año 2017 no se han registrado accidentes mayores ni fatalidades en empleados y contratistas.

Entre las medidas implementadas podemos mencionar las siguientes:

- aplicación de un plan de auditoría de seguridad de los procesos basado en las últimas recomendaciones nacionales e internacionales en la materia.
- cumplimiento de la normativa de seguridad vigente en todas las jurisdicciones de incumbencia.
- programas de inducción para el personal nuevo.
- planes de seguridad estacionales, relacionados con las características climáticas extremas y las grandes extensiones territoriales en áreas de incumbencia.
- gestión del manejo defensivo, fundada en que la accidentología vial es la de mayor incidencia en la industria.
- auditorías de redes contra incendios según la normativa local y de la NFPA, con el fin de implementar futuras ampliaciones y optimizaciones.
- nuevos estudios de áreas clasificadas para planta de petróleo y gas, según la legislación nacional y la normativa internacional de aplicación.

Medio Ambiente

Durante el ejercicio 2017 se continuaron reforzando las medidas de prevención e intervención temprana en caso de derrames, para evitar que eventuales incidentes que involucren hidrocarburos tengan consecuencias irreversibles en el ambiente.

Se cumplió con toda la normativa vigente en las jurisdicciones de competencia, y se redactaron y contrataron planes de contingencia y estudios de impacto ambiental, con el fin de obtener todos los permisos necesarios para realizar la actividad de la empresa de manera segura para el ambiente.

Se continuó trabajando en la reducción y remediación de riesgos ambientales, con acciones tales como:

- utilización de productos químicos declarados y agua de reciclaje en la extracción de hidrocarburos no convencionales y la generación de lodos de perforación, con el fin de evitar la afectación de suelos y fuentes de agua dulce.
- caracterización y remediación de acuíferos freáticos.

- ampliación de la red de pozos de monitoreo de agua subterránea somera, y mayor frecuencia en la toma de muestras en zonas de interés.
- reducción de la pisada ambiental por el uso de técnicas de perforación direccionales y de locación múltiple.
- instalaciones de compostaje para el tratamiento de residuos de tipo urbano asociadas a un vivero para producir especies arbóreas.
- reducción de los desmontes y estudios para la recomposición de la flora extraída.
- manipulación y tratamiento adecuados de los residuos peligrosos y petroleros generados por la actividad, según las normativas de aplicación local y las mejores prácticas de la industria.
- detección, caracterización y tratamiento de pasivos ambientales, particularmente en yacimientos o áreas donde caduca la sesión otorgada.
- participación en simulacros de derrames fluviales en cuencas ambientalmente sensibles.

VI. Financiamiento

La política financiera estuvo centrada en la generación de los fondos necesarios para sostener los niveles del plan de inversión de la Sociedad para el desarrollo de hidrocarburos, en línea con su estrategia de largo plazo.

- Dentro del marco del Programa de Obligaciones Negociables por hasta un valor nominal de US\$250 millones, aprobado por la Comisión Nacional de Valores el 10 de diciembre de 2014, la Sociedad emitió el 12 de enero de 2018 Obligaciones Negociables Clase "10" por valor de US\$100 millones, con vencimiento en 2021, a una tasa de interés fija anual de 9,7%.

La emisión de esta ON permitirá mejorar el perfil de vencimiento de la deuda y la liquidez de CGC, así como continuar con el plan de fortalecimiento financiero, que es uno de los principales objetivos de la actual administración.

En el presente ejercicio se destacan los siguientes aspectos financieros:

1. Con fecha 3 de febrero de 2017 se canceló el saldo del préstamo con Industrial and Commercial Bank Of China (Argentina) S.A. bajo el contrato de préstamo sindicado por US\$35 millones.
2. Con fecha 20 de febrero de 2017 se suscribió un contrato de préstamo sindicado por un monto de US\$72 millones y por el término de 24 meses, organizado por el Industrial and Commercial Bank Of China (Argentina) S.A. y con la participación de la Sucursal de Citibank N.A. establecida en Argentina, Banco Hipotecario S.A. y BACS Banco de Crédito y securitización S.A. El 21 de febrero y el 15 de marzo de 2017 se produjo el desembolso de los fondos por US\$64

millones y US\$8 millones respectivamente, los cuales fueron aplicados a capital de trabajo e inversiones de capital.

3. Con fecha 7 de marzo de 2017 la Compañía efectuó el rescate total y anticipado de las obligaciones negociables Clases 2, 4, 6 y 7 por un importe total de US\$ 45,8 millones y la Clase 8 por \$68,5 millones.

Los objetivos financieros de la Sociedad para el ejercicio 2018 se centrarán en asegurar los fondos adecuados para cubrir las necesidades de capital de trabajo, el plan de inversiones previsto y el cumplimiento de las obligaciones financieras.

VIII. Síntesis de la Estructura Patrimonial y de Resultados Consolidada de la Sociedad
(en millones de pesos)

Estructura Patrimonial consolidada

	2017	2016	2015
Activo no corriente	6.933,3	4.606,4	3.593,4
Activo corriente	3.203,5	4.254,7	1.746,7
Total Activo	10.136,8	8.861,1	5.340,1
Pasivo no corriente	6.811,8	5.712,4	3.000,2
Pasivo corriente	2.558,4	2.003,3	984,2
Total Pasivo	9.370,2	7.715,7	3.984,4
Participación no controladora	0,0	6,3	7,5
Patrimonio	766,6	1.139,1	1.348,2
Total Patrimonio	766,6	1.145,4	1.355,7
Total Pasivo y Patrimonio	10.136,8	8.861,1	5.340,1

Estructura de Resultados consolidado

	2017	2016	2015
Ventas netas	4.897,6	3.475,1	2.526,8
Costo de ventas	(4.313,6)	(2.631,6)	(1.975,6)
Ganancia bruta	584,0	843,5	551,2
Gastos de comercialización	(104,4)	(70,7)	(59,8)
Gastos de administración	(294,2)	(236,2)	(200,3)
Gastos de exploración	0,0	0,0	(55,9)
Otros ingresos y egresos operativos	12,2	(100,4)	411,6
Ganancia operativa	197,6	436,2	646,8
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	377,3	21,3	(145,6)
Resultados financieros, netos	(1.177,7)	(811,5)	(583,0)
Resultado por combinación de negocios	0,0	0,0	195,4
Resultado antes de Impuestos	(602,8)	(354,0)	113,6
Impuesto a las ganancias	190,7	121,8	(56,1)
(Pérdida) Ganancia neta del Ejercicio	(412,1)	(232,2)	57,5
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Accionistas de la Compañía	(409,9)	(231,1)	58,9
Interés no controlante	(2,2)	(1,1)	(1,4)
	(412,1)	(232,2)	57,5

Evolución de flujos de efectivo consolidado

	2017	2016	2015
Efectivo al inicio del ejercicio	1.873,2	199,5	20,4
Efectivo neto generado (aplicado) por las operaciones	1.195,1	586,9	(165,1)
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(2.213,6)	(1.342,2)	(1.597,1)
Efectivo neto (aplicado) generado por las actividades de financiación	(775,7)	2.251,9	1.885,7
Resultados financieros generados por el efectivo	152,9	177,1	55,6
Efectivo al cierre	231,9	1.873,2	199,5

IX. Análisis de Resultados, Situación Patrimonial Consolidada y Flujo de efectivo

Resultados

Los resultados del ejercicio 2017 muestran una pérdida neta final de \$412,1 millones, frente a una pérdida neta final del ejercicio 2016 de \$232,2 millones, como consecuencia principalmente del impacto de las diferencias de cambio generadas por el endeudamiento en moneda extranjera y en menor medida por una reducción del margen bruto debido a una suba de los costos imputables a la venta.

El EBITDA correspondiente al ejercicio 2017, ascendió \$1.338,1 millones, lo que representa una disminución del 0,97% respecto al ejercicio 2016.

Las ventas netas del ejercicio bajo análisis fueron de \$4.897,6 millones, lo que representa un aumento del 41% con respecto al ejercicio anterior. Este aumento se origina principalmente por (i) una mayor venta de gas, se incrementó en un 94% respecto al ejercicio anterior, debido al aumento de los precios promedio en dólares más la devaluación del tipo de cambio, en un 72% y por mayores cantidades vendidas, en un 22%, (ii) mayores ingresos por estímulo a la inyección de gas ("Plan Gas II"), los que aumentaron un 35% respecto al ejercicio anterior (\$270 millones) y (iii) una mayor venta de crudo, se incrementó en un 24% respecto al ejercicio anterior, por mayores cantidades vendidas, en un 25%, y menor precio del 1%. Estos incrementos se vieron parcialmente compensados por un menor ingreso en los servicios conexos que disminuyeron en un 18% (\$42 millones).

La ganancia bruta del ejercicio 2017 fue de \$584,0 millones, un 31% menor comparada con el ejercicio anterior, con márgenes sobre ventas del 12% en 2017 y del 24% en el ejercicio comparativo.

La disminución en la ganancia bruta se explica principalmente por subas en los costos de producción originados en (i) mayores niveles de actividad, la producción anual 2017 de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.374,8 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 4,8% (ii) aumento en los precios relativos por ajustes de tarifas y costos laborales (iii) mayores costos de amortizaciones principalmente por mayor nivel de inversiones puestas en producción durante el ejercicio, lo cual ha sido compensado parcialmente por el incremento en las ventas, explicado en el párrafo anterior.

El costo de ventas del 2017 fue \$4.313,6 millones o sea un 64% superior con respecto al ejercicio anterior. Tal como se indicó en el párrafo anterior el incremento en los costos se origina en mayores niveles de actividad y en el aumento en las tarifas de servicios petroleros.

Los rubros principalmente afectados son los siguientes:

- Servicios de terceros por \$332 millones.
- Operación y mantenimiento del orden de los \$170 millones.
- Cánones, servidumbre y regalías de petróleo y gas, \$163 millones.
- Sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal, derivados de la incorporación de personal, incremento en remuneraciones y mayor nivel de actividad, del orden de \$46 millones.
- Mayores cargos por depreciación de pozos, plantas y equipos del orden de los \$212 millones.

El incremento en los costos superior en relación a las ventas determinó que el margen de utilidad bruta disminuyera un 12% respecto al ejercicio anterior.

Los gastos de administración en el ejercicio 2017 aumentaron en \$58,0 millones es decir un 24,6% respecto al ejercicio anterior. Los mayores incrementos corresponden a i) Sueldos y cargas sociales, aumentaron \$18 millones, derivado principalmente de recomposiciones salariales otorgadas, en su mayor parte como compensación por inflación y por nuevas incorporaciones, ii) Honorarios y retribuciones por servicios, aumentaron \$17 millones, el aumento corresponde al incremento de costos por servicios contratados a terceros y reajustes de tarifas, iii) Mantenimiento de sistemas, tanto de hardware como de software por \$15 millones.

El rubro Otros Ingresos y Egresos Operativos totalizó ganancias por \$12,2 millones en el ejercicio 2017 y pérdidas de \$ 100,4 millones en el ejercicio comparativo, derivadas principalmente de ajustes en las provisiones legales y por créditos incobrables.

El rubro de Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación totalizó ganancias de \$377,3 millones en el ejercicio 2017 y \$21,3 millones en el ejercicio comparativo. La variación de \$356 millones obedece principalmente a (i) el resultado de la participación en Gasinvest en el año 2017 representó una ganancia de \$192,2 millones mientras que en el 2016 fue una pérdida de \$54,2 millones. En el ejercicio 2017 Gasinvest reconoció la ganancia por la participación accionaria en su controlada TGN, derivada de una mayor facturación asociada principalmente al incremento en las tarifas de transporte con destino local y un menor costo financiero, (i) el resultado de la participación en TGM en el año 2017 representó una ganancia de \$137,8 millones originada en el acuerdo transaccional con YPF, descripto en el punto "V. Actividades y Negocios de la Compañía" y (iii) menores ganancias en Gasoducto GasAndes (Argentina y Chile) por \$28,3 millones con respecto al ejercicio anterior, originadas principalmente por mayores costos de mantenimiento del ducto.

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 presentaron una mayor pérdida por \$ 366,2 millones, comparados con el ejercicio 2016,

como consecuencia principalmente del impacto de las diferencias de cambio generadas por el endeudamiento en moneda extranjera que se incrementó en \$384,0 millones.

Situación Patrimonial

Índices Comparativos

		2017	2016	2015
Liquidez	(a)	1,25	2,12	1,77
Solvencia	(b)	0,08	0,15	0,34
Inmovilización del capital	(c)	0,68	0,52	0,67

- (a) Activo corriente sobre pasivo corriente
- (b) Patrimonio neto / Pasivo total
- (c) Activo no corriente sobre total del activo

Al 31 de diciembre de 2017, los activos consolidados de la Sociedad ascendieron a \$10.136,8 millones que, frente a un pasivo de \$9.370,2 millones determinaron un patrimonio neto de \$766,6 millones.

El total de activo aumentó en \$1.275.7 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación fue originada principalmente por:

- i) un aumento de \$1.879 millones en el rubro Propiedad, Planta y Equipo, principalmente por efecto neto de altas (\$2.384 millones) derivadas del Plan de Inversiones ejecutado durante el presente ejercicio relacionado con la campaña de perforación ejecutada en Cuenca Austral, activación de costos financieros por \$307 millones y costos para abandono de pozos por \$202 millones; bajas (\$9 millones) y depreciaciones registradas durante el presente ejercicio por \$1.005 millones, como consecuencia de las mayores inversiones y del incremento en los niveles de producción de la Sociedad.
- ii) un aumento de \$1.100 millones en los créditos al cierre del ejercicio consecuencia principalmente del aumento de los créditos a cobrar del orden de los \$451 millones derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas y a los mayores saldos de créditos de origen impositivo (pagos a cuenta del impuesto a las ganancias, saldos a favor de IVA e impuesto sobre los ingresos brutos) del orden de los \$216 millones.
- iii) un aumento de \$325 millones en el rubro Inversiones en compañías asociadas generado principalmente por las ganancias devengadas en el ejercicio por la participación accionaria en las empresas Gasinvest y TGM.
- iv) una disminución de \$1.763 millones en los rubros de efectivo e inversiones de corto plazo, producto del mayor nivel de inversiones realizadas en Propiedad, Planta y Equipo.
- v) una disminución de los Bienes de Cambio en \$253, básicamente por un menor stock de crudo al cierre del ejercicio.

El total del pasivo aumentó \$1.655 millones, las principales variaciones se originaron en:

- i) aumento neto de las deudas financieras de \$850 millones, originado principalmente por el efecto de la fluctuación cambiaria del dólar con respecto al peso.
- ii) un aumento de \$602 millones en las cuentas comerciales por pagar al cierre del ejercicio consecuencia principalmente del mayor nivel de actividad e inversión.
- iii) aumento de la provisión para abandono de pozos y remediación ambiental por \$215 millones, medida en pesos.

Flujos de efectivo

Durante el año 2017, la generación de caja operativa alcanzó los \$1.195,1 millones, o sea un 104% mayor con respecto al ejercicio anterior. Este aumento de \$608 millones se generó por el aumento en el capital de trabajo y una leve disminución del EBITDA.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión durante el 2017 fue de \$2.213,6 millones un 65% mayor al del ejercicio anterior. Las inversiones en propiedad, planta y equipo totalizaron \$ 2.484 millones en 2017, un 138% superior con respecto a las del año anterior, acorde al plan de inversión de la compañía.

En el año 2017 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación disminuyó en \$775,7 millones, mientras que en el 2016 la Sociedad tuvo un incremento neto de fondos por \$2.251,9 millones. Esta diferencia fue generada por una menor toma de deuda por \$ 2.991 millones y por un menor pago de intereses por \$36,6 millones.

Al 31 de diciembre de 2017 la posición de efectivo y equivalentes asciende a \$ 232,0 millones. La deuda financiera a esa fecha es mayoritariamente en dólares y asciende a US\$372 millones.

X. Perspectivas

Con la decisión del Gobierno Nacional de alinear el precio internacional del crudo, que empezó a regir a partir del 1 de enero de 2018 y en los hechos a partir de octubre de 2017 y la normalización del sector del gas en un plazo de 4 años, las expectativas del sector petrolero son positivas. El nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural para los proyectos gasíferos no convencionales, estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, las petroleras que adhieran al plan recibirán un precio mínimo de US\$ 7,5 el millón de BTU en el año 2018, de US\$ 7 en 2019, de US\$ 6,5 en 2020 y de US\$ 6 en 2021, durante el programa el Estado Nacional compensará al productor hasta alcanzar el valor del precio de estímulo, en caso de que no reciba ese valor por la venta del gas en el mercado interno. Se estima que la transición durante 2018 y 2019 permitirá alcanzar los precios internacionales lo que redundará en el incremento de la producción para reducir importaciones y retomar las exportaciones.

La empresa a partir del acuerdo suscripto con la Provincia de Santa Cruz de inversión hidrocarburífera en virtud del cual CGC es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área "Campo Indio Este-El Cerrito", del primer proyecto de gas no convencional que ha sido otorgado fuera de la cuenca neuquina, se centrará en el desarrollo del tight gas en esa zona, mediante la utilización de tecnologías de avanzada que incluye pozos horizontales, direccionales con monogor, sin tubing y fracturas de gran magnitud.

En concordancia con lo realizado en 2017, que con una oferta de 3,5 millones de metros cúbicos diarios de gas, se colocó en el top five del ranking de mayores productores del país, según estadísticas del IAPG, el compromiso es duplicar su producción de gas en dos o tres años. Se continuará trabajando en pos de lograr nuevos descubrimientos, a través de la exploración continua y el desarrollo de las áreas en las que trabaja. La Sociedad va a seguir priorizando proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

En materia de financiamiento, los esfuerzos continúan enfocados en la optimización de la estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a los objetivos de inversión.

XI. Distribución de Resultados no Asignados

El ejercicio iniciado el 1 de enero de 2016 y cerrado el 31 de diciembre de 2017 arrojó una pérdida de \$ 409,9 millones.

El Directorio propone a la Asamblea que dicha pérdida sea absorbida totalmente con la Reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos

XII. Honorarios de Directores y Síndicos

Al 31 de diciembre de 2017 se han devengado retribuciones al Directorio por la suma de \$ 6,2 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$ 0,3 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

En función del resultado del ejercicio, el Directorio propone que se someta a Asamblea para su aprobación el pago de honorarios a los señores Directores y a los miembros de la Comisión Fiscalizadora, según los términos dispuestos por el artículo 261 de la Ley General de Sociedades N° 19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2018.

EL DIRECTORIO

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

1 INFORME SOBRE EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE GOBIERNO SOCIETARIO

	Cumplimiento		Incumplimiento	Informar o Explicar
	Total	Parcial		
PRINCIPIO I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS				
Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas	X			Compañía General de Combustibles S.A. (“CGC”) tiene la política de efectuar las eventuales operaciones con partes relacionadas en condiciones normales de mercado. El directorio publica con frecuencia trimestral en los estados contables correspondientes a los periodos intermedios del ejercicio, los saldos y operaciones con partes relacionadas, tal como lo establecen las disposiciones legales y profesionales vigentes. Por otra parte, CGC ha emitido en el mercado local e internacional, las Obligaciones Negociables Clase “A” con fecha 7 de noviembre de 2016 (las “ONs Clase A”). Bajo los términos y condiciones de las ONs Clase A CGC asumió ciertos compromisos en caso de llevar a cabo transacciones con afiliadas, los cuales se encuentran detallados en la sección “—Ciertos Compromisos—Limitación a las Operaciones con Afiliadas” del Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la Autopista de la Información Financiera (la “AIF”) con fecha 18 de octubre de 2016. Dichos compromisos son idénticos a los asumidos por CGC bajo el préstamo sindicado suscripto el 20 de febrero de 2017 con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A., como organizador, prestamista y agente administrativo, La Sucursal de Citibank N.A. establecida en la República Argentina, Banco Hipotecario S.A. y BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. como prestamistas y organizadores, por la suma de hasta setenta y dos millones de dólares estadounidenses (US\$72.000.000). Adicionalmente en forma posterior al cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2017, hemos emitido la Obligación Negociable Clase 10 por US\$ 100.000.000, que contiene compromisos adicionales, los que se encuentran descriptos en la nota 32 de hechos posteriores a los presentes estados financieros consolidados.
Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.		X		El estatuto de CGC no contiene disposiciones específicas por las cuales se obligue a los directores a informar acerca de sus intereses personales vinculados con las decisiones que les sean sometidas. No obstante, CGC entiende que no es necesaria su inclusión dado que son de aplicación los artículos 272 y 273 de la ley N° 19.550 de sociedades comerciales (la “<u>Ley General de Comerciales</u>”).
Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.		X		CGC no posee disposiciones estatutarias, en virtud de las cuales se prevea un procedimiento determinado en el caso del uso indebido de información privilegiada. Sin perjuicio de ello, CGC entiende que no es necesaria su inclusión o creación pues rigen estándares y normas que penalizan el uso indebido de información confidencial de quienes manejan información privilegiada que se encuentran previstos en la ley N° 26.831 (la “<u>Ley de Mercado de Capitales</u>”) y en las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) (las “<u>Normas de la CNV</u>”).
PRINCIPIO II. SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA				
Recomendación II. 1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.				
II.1.1. Responder si el órgano de administración aprueba:				
II.1.1.1 el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales,	X			De conformidad con lo establecido en el estatuto de CGC, el directorio tiene amplias facultades de administración y disposición para el cumplimiento del objeto social. En mérito a lo expuesto, el directorio es el encargado definir

				los objetivos estratégicos, los lineamientos y la metodología tendiente a elaborar el plan de negocios, los objetivos y el plan estratégico de CGC, los cuales se ven plasmados mediante la aprobación de los presupuestos anuales y los estados contables, individuales y consolidados, trimestrales y anuales.
II.1.1.2 la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación		X		Los lineamientos y políticas generales de inversiones y de financiación son instrumentados por el directorio de la sociedad.
II.1.1.3 3 la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario),		X		La política de gobierno societario en CGC está compuesta por las disposiciones contenidas en su estatuto así como en las resoluciones adoptadas en el seno de las reuniones de directorio. Las políticas de gobierno societario son consideradas anualmente a partir del año 2014, y son expuestas en la memoria anual como parte integrante de los estados contables.
II.1.1.4 la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea		X		La política relativa a selección, evaluación y capacitación de gerentes de primera línea, se desarrolla en el ámbito de la Gerencia General, en conjunto con el área de Recursos Humanos, con reporte al Directorio de la sociedad.
II.1.1.5 la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea		X		La política relativa a la asignación de responsabilidades de gerentes de primera línea, se desarrolla en el ámbito de la Gerencia General, en conjunto con el área de Recursos Humanos, con reporte al Directorio de la sociedad.
II.1.1.6 la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea		X		El reemplazo de gerentes de primera línea, está a cargo del Directorio y de la Gerencia General.
II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresaria			X	La política de responsabilidad empresarial se define a nivel de la gerencia general, con reporte al directorio en las cuestiones relevantes.
II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes		X		Si bien no existen políticas escritas, el monitoreo permanente efectuado por la gerencia y la dirección, permiten llevar adelante la gestión integral de riesgos. Control interno y prevención de fraudes.
II.1.1.9 la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea		X		La mayoría de los integrantes del Directorio de CGC poseen antecedentes profesionales y académicos reconocidos, y una importante trayectoria en el desempeño de funciones de dirección en empresas locales e internacionales destacadas del sector energético. En base a lo antedicho, el Directorio no considera necesario implementar un plan de capacitación y desarrollo para sus miembros. La capacitación de gerentes de primera línea se desarrolla en el marco de la política general de capacitación de CGC diseñada por el Área de Recursos Humanos con supervisión de la Gerencia General.
II.1.2 De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.			X	No aplica
II.1.3 La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.		X		Si bien CGC no cuenta con una política escrita al respecto, los directores, gerentes y síndicos, están permanentemente informados de los aspectos relevantes del giro social cuyo conocimiento es necesario para el desempeño de sus funciones. La sociedad emite un informe de control de gestión mensual, sin perjuicio de los reportes al directorio con motivo de la publicación de los estados financieros.
II.1.4 Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.	X			El directorio de CGC a la hora de poner a consideración los diversos puntos del orden del día, siempre cuenta con información suficiente sobre los riesgos asociados a las decisiones que puedan llegar a ser adoptadas.
Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión empresarial. Responder si el Órgano de control verifica:				
II.2.1 el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios	X			En las reuniones de directorio se verifica periódicamente el cumplimiento del presupuesto anual y el plan de negocios.
II.2.2 el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los	X			El control de la gestión del negocio es monitoreado periódicamente por la gerencia general en base a la información brindada desde las diferentes

objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.). Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.				gerencias de CGC.
Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.				
Responder si:				
II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.	X			Cada miembro del órgano de administración cumple con lo establecido en el estatuto. No hay un reglamento de funcionamiento del órgano de administración ya que el desempeño del mismo se basa en las directrices estipuladas en el estatuto, la Ley General de Sociedades, la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y las normas de la CNV (t.o. 2013). Los principales lineamientos del estatuto, en estos aspectos, están vinculados con el funcionamiento del directorio, la administración y fiscalización de CGC, la cantidad de miembros, duración de sus mandatos, reuniones previstas, modo de sesionar, mecanismos para el establecimiento de las mayorías, y la representación de CGC.
II.3.2 El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del periodo, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1 y II.1.2 Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1 y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.	X			La asamblea evalúa la gestión del directorio en la asamblea ordinaria anual que somete a consideración, entre otras cuestiones, la aprobación de los estados contables correspondientes a los ejercicios anuales así como la gestión de los miembros del directorio y su remuneración. Trimestralmente, en oportunidad del cierre de los estados contables correspondientes a períodos intermedios del ejercicio anual, se expone la evolución de los negocios ante el directorio y la comisión fiscalizadora. Dicha situación y la aprobación de contenidos se refleja en las actas correspondientes de los mencionados organismos.
Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración.				
Responder si:				
II.4.1 La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar.			X	El estatuto de CGC establece que la dirección y administración de la Sociedad estará a cargo de un directorio compuesto por el número de miembros que fije la asamblea general ordinaria de accionistas entre un mínimo de cinco (5) miembros y un máximo de once (11) miembros titulares, con mandatos por dos años siendo reelegibles. La asamblea asimismo debe designar igual número de miembros suplentes por el mismo mandato. La composición del órgano de administración es la adecuada y guarda relación con la estructura de capital de CGC. Actualmente, el directorio de CGC está compuesto por ocho directores titulares y seis directores suplentes.
II.4.2 Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración. Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son			X	El órgano de administración de CGC cuenta con un (1) director independiente. Informamos que durante el curso del ejercicio no se han producido abstenciones por conflicto de intereses.

designados y por cuánto tiempo. Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.				
Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Responder si:				
II.5.1 La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:			X	CGC no cuenta actualmente con un Comité de Nombramientos, puesto que considera suficientes y efectivos los procedimientos seguidos actualmente para la designación de gerentes de primera línea. Sin embargo, no descarta su implementación en el futuro en caso de resultar conveniente.
II.5.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de capital humano,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2 En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.1. verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.2 propone el desarrollo de criterios (calificación, experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.3 identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.4 sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.5 recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.6 asegura la disponibilidad de los curriculum vitae de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.7 constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.3 De considerar relevante agregar			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.

políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.				
Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras.				
Responder si: La Emisora establece un límite a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año se verificó alguna violación a tal límite.		X		Los miembros del directorio no cuentan con limitaciones para participar en el directorio de otras sociedades. No obstante en el caso de tener algún conflicto de interés los directores deben denunciarlo conforme lo dispuesto en los artículos 272 y 273 de la Ley General de Sociedades. En cuanto a los miembros de la comisión fiscalizadora de CGC, tampoco cuentan con limitaciones para desempeñar funciones en otras entidades que no sean del grupo económico.
Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.				
Responder si:				
II.7.1 La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresarial. En el caso de los miembros del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales. Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.		X		Ver respuesta a II.1.1.9.
II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros de Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.		X		Los miembros del directorio y los gerentes de primera línea cuentan con el apoyo de CGC para llevar a cabo las capacitaciones que consideren convenientes, ya que la misma contribuye a un mejor desempeño en sus cargos y consecuentemente a un mejor cumplimiento del objeto social de la entidad. Como se mencionó anteriormente, el presupuesto anual de la Compañía incluye planes de capacitación, ya que considera que resultan necesarios para sus miembros en función a los cambios y actualizaciones técnicas y profesionales.
PRINCIPIO III. AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL				
Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.				
Responder si:				
III.1 La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.		X		Si bien no existe una metodología formalmente escrita de gestión integral de riesgos formalmente definida, CGC permanentemente efectúa un análisis y evaluación de los distintos riesgos empresariales que podrían tener efectos adversos sobre el logro de sus objetivos.
III.2 Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que			X	Cada gerencia gestiona los riesgos inherentes a las funciones propias, bajo supervisión de la gerencia general.

son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos. Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.				
III.3 Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar			X	CGC no cuenta con un funcionario específico independiente a cargo de la gestión de riesgo.
III.4 Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo al marco conceptual de COSO – Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission –, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).			X	Cada Gerencia efectúa la revisión de sus procedimientos conforme los cambios normativos y de funcionamiento interno. Los mismos son actualizados en función de su necesidad de adecuación.
III.5 El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.		X		CGC expone en sus estados financieros los riesgos de acuerdo a las normas internacionales de información financiera (NIIF) y en la Memoria las consideraciones que resulten necesaria. Periódicamente se informa al Directorio sobre el resultado de las auditorías realizadas, y sobre el seguimiento de los planes de acción a seguir.

PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

Responder si:

IV.1 El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría.
IV.2 Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno. Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto a los accionistas de control o entidades			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría. CGC lleva adelante tareas de auditoría interna conforme las normas profesionales aplicables

relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora. Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo a las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).				
IV.3 Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas. Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Auditoría. No obstante, destacamos que la auditoría externa de los estados contables de CGC es llevada a cabo por Price Waterhouse & CO S.R.L., firma de auditoría internacional líder en el rubro que mantiene controles estrictos en cuanto a independencia, idoneidad y rotación de los equipos.
IV.4 La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.		X		El estatuto establece que la fiscalización de CGC está a cargo de una comisión fiscalizadora compuesta de 3 síndicos titulares y 3 suplentes, con mandatos anuales y reelegibles. Más allá de lo dispuesto por la Normas de la CNV y la Ley de Mercado de Capitales, el directorio de la CGC no tiene una política escrita respecto a la rotación de los auditores externos.

PRINCIPIO V. RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

Responder si:

V.1.1 El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.	X			Los únicos accionistas de CGC son Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A., los cuales tienen representación en el directorio y son informados de la evolución de los negocios en este ámbito por lo menos de manera trimestral, estando siempre abierto a recibir inquietudes y consultas de los mismos. Además, CGC publica toda la información requerida por las normas aplicables con lo cual los accionistas pueden acceder a dicha información, cumpliendo de esta forma CGC con la normativa que al respecto requieren la CNV, la BCBA y el MAE.
V.1.2 La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.	X			Es política de CGC mantener informados permanentemente a los inversores por intermedio de la información sobre el giro de compañía que envía y publica a través de los organismos correspondientes (CNV, BCBA, MAE) En efecto, CGC presenta sus estados financieros trimestrales y anuales ante la Comisión Nacional de Valores, el Mercado de Valores de Buenos Aires, a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y el Mercado Abierto Electrónico, de libre acceso para todos los inversores. A su vez, presenta en oportunidad de cada pago, los avisos de pago de las obligaciones negociables emitidas por la sociedad y trimestralmente los informes sobre las obligaciones negociables emitidas. Asimismo, CGC debe cumplir con las obligaciones de información a los tenedores de las ONs Clase A en el marco de los términos y condiciones previstos en el Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF el 18 de octubre de 2016, así como con el régimen informativo derivado de la negociación de las ONs Clase A en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Luxemburgo. CGC cuenta en su sitio web institucional http://www.cgc.com.ar con una sección denominada "Información Financiera" donde los inversores pueden acceder a la información pública relevante de CGC. CGC también posee una casilla específica de correo electrónica para la atención de las consultas e inquietudes de los inversores: CGCinversores@cgc.com.ar . La Sociedad en cumplimiento de las disposiciones vigentes, cuenta con un Responsable de Relaciones con el Mercado titular y uno suplente, los cuales tienen como función verificar que toda información relevante sea de conocimiento público, en base a las normas de divulgación de información

				aplicables y responder consultas o dudas que pueda generar la información que es de conocimiento público.
Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.				
Responder si:				
V.2.1 El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.			X	En el particular caso de CGC, no es necesario promover incentivos para la asistencia a las asambleas de accionistas dado que las acciones están concentradas en dos accionistas, facilitando de esta manera su participación en las mismas. Las citaciones se efectúan en horarios y lugares adecuados para facilitar la presencia de los accionistas. Es de destacar que en las últimas asambleas que se han efectuado han asistido representantes del 100% del capital social quienes siempre se han comprometido a emitir votos unánimes, razón por la cual pudieron efectuarse sin la publicación de la convocatoria que dispone la Ley General de Sociedades.
V.2.2 La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.		X		El funcionamiento de las asambleas está debidamente descrito en el estatuto de CGC. Si bien la asamblea general de accionistas no cuenta con un reglamento donde se establezcan las pautas para su funcionamiento que aseguren que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones, CGC da cumplimiento a los plazos legales para que reciban la información en tiempo y forma.
V.2.3 Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.			X	No existen mecanismos especiales implementados por la emisora en tal sentido. De existir en un futuro accionistas minoritarios, no se creería necesario tomar medidas adicionales ya que se cumple con la normativa vigente sobre las asambleas y la revelación de la información.
V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.			X	CGC no cuenta con políticas de estímulo específicas para la participación de los accionistas de mayor relevancia, ya que considera que cumple con los mecanismos previstos por la legislación vigente y lo dispuesto por los organismos de control, entendiendo que ellos son aplicables a todos los accionistas sin distinguir su relevancia.
V.2.5 En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación:(i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.			X	En las asambleas de accionistas se propone la designación de los nuevos miembros del directorio y no se dan a conocer con carácter previo a la votación la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario.
Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto.				
Responder si: La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto.		X		CGC garantiza el cumplimiento de dicho principio a través del cumplimiento de las leyes y su estatuto. El capital social de CGC asciende a \$ 399.137.856, compuesto por 399.137.856 acciones y todas dichas acciones dan derecho a un (1) voto por acción.
Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control.				
Responder si: La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.			X	CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de sus acciones. El artículo 6 del estatuto de CGC establece que para el caso de transferencias de acciones por cualquiera de los accionistas clase A a un tercero de buena fe, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la del control de CGC, todos o cualquiera de los accionistas clase B tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de CGC en los mismos términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta. Dentro de los diez días corridos posteriores a la notificación de la oferta, los accionistas clase B que ejerzan el derecho de seguimiento, deberán dar indefectiblemente notificación escrita de ello a los accionistas clase A que hubieran cursado la notificación de oferta. Si la sumatoria del número de acciones a ser vendidas por los accionistas clase A y B excediera la cantidad de acciones que el adquirente propuesto estuviera dispuesto a adquirir, la transferencia se realizará en proporción a la participación accionaria de cada accionista vendedor.

				El artículo 7 del estatuto de CGC establece que para el caso de transferencias de acciones por accionistas clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de venta de la totalidad de las acciones clase A a un tercero de buena fe, y de estar referida la oferta de dicho tercero a la totalidad del capital accionario, los accionistas clase B tendrán la obligación de vender su acciones bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos por el tercero.
Recomendación V.5: Incrementar el porcentaje acciones en circulación sobre el capital.				
Responder si: La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado. Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.			X	CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de acciones. Ver respuesta V.3.
Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.				
V.6.1 La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.			X	CGC no cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en su estatuto en la que se establezcan las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. Sin perjuicio de ello, bajo los términos y condiciones de las ONs Clase A emitidas en el mercado local e internacional el 7 de noviembre de 2016, CGC asumió ciertas limitaciones a la distribución de dividendos, las cuales se encuentran detalladas en la sección “—Ciertos Compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos” del Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF con fecha 18 de octubre de 2016. Dichas limitaciones son idénticas a las asumidas por CGC bajo el préstamo sindicado suscripto el 20 de febrero de 2017 con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A., como organizador, prestamista y agente administrativo, La Sucursal de Citibank N.A. establecida en la República Argentina, Banco Hipotecario S.A. y BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. como prestamistas y organizadores, por la suma de hasta setenta y dos millones de dólares estadounidenses (US\$72.000.000). Adicionalmente en forma posterior al cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2017, hemos emitido la Obligación Negociable Clase 10 por US\$ 100.000.000, que contiene compromisos adicionales, los que se encuentran descriptos en la nota 32 de hechos posteriores a los presentes estados financieros consolidados.
V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos. Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.	X			Anualmente la Asamblea de Accionistas es quien decide acerca de la propuesta de destino de los resultados acumulados de la emisora, cumpliendo lo establecido en el art. 17° del Estatuto, el cual establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinarán a: a) El 5% hasta alcanzar el 20% del capital social a la constitución de una reserva legal, b) a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora y c) a dividendo de las acciones ordinarias (siempre y cuando se cumplan los términos y condiciones previstas en la sección “—Ciertos Compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos” del Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF con fecha 18 de octubre de 2016) o a reservas facultativa o a de previsión o de cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.
<u>PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD</u>				
Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.				
Responder si:				
VI.1 La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no solo suministre información relevante de	X			CGC cuenta con un sitio web con información sobre la compañía. El sitio es http://www.cgc.com.ar .

la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.				Asimismo, también se encuentra disponible una línea (5411) 4849-6100 de 10 a 18 horas.
VI.2 La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar que normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Forética, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras)			X	Si bien CGC no emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, CGC tiene estándares de cumplimiento de políticas ambientales y de la legislación y normativa vigente. Se hace referencia a este aspecto en la memoria que es aprobada por el directorio y la asamblea. CGC no considera necesaria la verificación por un auditor independiente, ya que lleva un registro de todas las actividades llevadas a cabo, y las normas locales no requieren una auditoría al respecto.
PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE				
Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.				
VII.1 La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:			X	CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones, puesto que considera suficientes y efectivos los procedimientos seguidos actualmente. Es el directorio quien analiza y evalúa las políticas remunerativas, las que son puestas a consideración en oportunidad de la aprobación de los presupuestos anuales La remuneración del directorio es considerada por la asamblea de accionistas conforme lo establecido en el estatuto social.
VII.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,			X	No aplica porque la CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de recursos humanos			X	No aplica porque la sociedad no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.			X	No aplica porque la sociedad no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas ni para el Consejo de Vigilancia sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2 En caso de contar con un Comité de Remuneraciones, el mismo:			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.1 asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.2 supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.

Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora,				
VII.2.3 revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.4 define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.5 informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.6 da cuenta regularmente al Órgano de Administración y a la Asamblea de Accionistas sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.7 garantiza la presencia del Presidente del Comité de Remuneraciones en la Asamblea General de Accionistas que aprueba las remuneraciones al Órgano de Administración para que explique la política de la Emisora, con respecto a la retribución de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.3 De considerar relevante mencionar las políticas aplicadas por el Comité de Remuneraciones de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.4 En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar como las funciones descritas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.		X		Ciertas funciones descritas en VII.2 son cumplidas en el ámbito de la Gerencia General, con soporte del Área de Recursos Humanos, con reporte al Presidente del Directorio.

PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL

Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.

VIII.1 La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.			X	CGC no cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Sin embargo, es de destacar, que en el desempeño de sus funciones, todas aquellas personas que son partes de CGC, incluyendo sin excepción a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea desempeñan sus funciones basándose en los principios de honestidad, compromiso, respeto hacia los demás, generosidad, solidaridad y transparencia en todas las relaciones tanto internas como externas.
VIII.2 La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación			X	CGC no cuenta con mecanismos para recibir denuncias de este tipo.

de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.				
VIII.3 La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.			X	CGC no cuenta con políticas y procesos para la gestión y resolución de denuncias.
<u>PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO</u>				
Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.				
Responder si: El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse, total o parcialmente, en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuales previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.		X		El Directorio de CGC, entiende que las previsiones del Código de Gobierno Societario son compatibles con el estatuto, debido a que el mismo fue confeccionado respetando la normativa vigente. En tal sentido, el estatuto, cuenta con normas de gobierno societario, específicamente, aquellas relativas al funcionamiento del directorio y de la comisión fiscalizadora. Entendemos que las disposiciones que el estatuto de CGC prevé sobre gobierno societario son suficientes y efectivas para garantizar las buenas prácticas de buen gobierno corporativo. No obstante ello, no se descarta la inclusión gradual en el futuro de algunas de las previsiones, en la medida que ello se considere conveniente.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2018.

EL DIRECTORIO

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian

Presidente

NOMENCLATURA

\$	=	Peso
US\$	=	Dólar estadounidense
m ³	=	Metro cúbico
Mm ³	=	Miles de metros cúbicos
MMm ³	=	Millones de metros cúbicos
tn	=	Tonelada
Mtn	=	Miles de toneladas
V/N	=	Valor nominal
WTI	=	West Texas Intermediate
bbl	=	Barril
BTU	=	Unidad térmica británica
MBTU	=	Millones de BTU
UTE	=	Unión Transitoria de Empresas

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017
(presentados en forma comparativa)**

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

**Domicilio legal: Bonpland 1745 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina**

EJERCICIO ECONOMICO N° 98

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Actividad principal de la Sociedad:	Exploración y explotación de hidrocarburos y derivados
Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio:	15 de octubre de 1920, bajo el número 136, folio 26, libro 41, tomo A de Sociedades Anónimas
Últimas modificaciones del Estatuto:	12 de septiembre de 2007, 19 de diciembre de 2013 y 17 de abril de 2015
Número de Registro en la Inspección General de Justicia:	1648
Fecha de terminación del contrato social:	1º de septiembre de 2100
Sociedad controlante:	Latin Exploration S.L. (1)
Actividad principal de la sociedad controlante:	Inversora y financiera.
Participación de la sociedad controlante en el capital social y en los votos:	70,00% (1)

COMPOSICION DEL CAPITAL (2)

- Expresado en pesos -

	Suscripto, emitido e integrado al 31/12/2017 y 2016
Acciones ordinarias de V/N 1:	
Clase A de 1 voto	279.396.499
Clase B de 1 voto	<u>119.741.357</u>
	<u>399.137.856</u>

- (1) Nota 26 a los estados financieros consolidados
(2) Nota 15 a los estados financieros consolidados

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P.Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2017</u>	<u>31.12.2016</u>
<u>ACTIVO</u>			
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>			
Propiedad, planta y equipo	8	5.692.527	3.813.141
Inversiones en sociedades	9	715.378	390.819
Otras inversiones	13	-	9.978
Activo por impuesto diferido	27	329.730	138.254
Otros créditos	10	134.667	190.364
Cuentas comerciales por cobrar	12	60.965	63.839
Total del Activo No Corriente		6.933.267	4.606.395
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>			
Inventarios	11	422.583	675.337
Otros créditos	10	1.566.894	910.556
Cuentas comerciales por cobrar	12	788.782	480.829
Otras inversiones	13	202.552	926.218
Efectivo y equivalentes de efectivo	14	222.719	1.261.775
Total del Activo Corriente		3.203.530	4.254.715
TOTAL DEL ACTIVO		10.136.797	8.861.110
<u>PATRIMONIO</u>			
Capital social	15	399.138	399.138
Reservas	16	610.259	841.350
Resultados no asignados	17	(409.889)	(231.091)
Otros resultados integrales		167.111	129.667
Total del patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad		766.619	1.139.064
Participaciones no controladora		-	6.327
TOTAL DEL PATRIMONIO		766.619	1.145.391
<u>PASIVO</u>			
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>			
Previsiones	18	32.688	11.048
Provisiones	19	871.931	658.656
Deudas fiscales	20	39.968	52.576
Deudas financieras	21	5.811.248	4.910.686
Deudas comerciales	23	55.947	79.450
Total del Pasivo No Corriente		6.811.782	5.712.416
<u>PASIVO CORRIENTE</u>			
Previsiones	18	-	31.324
Provisiones	19	11.836	10.432
Otras deudas	22	101.642	97.085
Deudas fiscales	20	50.066	36.727
Remuneraciones y cargas sociales		26.975	34.638
Deudas financieras	21	1.149.272	1.199.731
Deudas comerciales	23	1.218.605	593.366
Total del Pasivo Corriente		2.558.396	2.003.303
TOTAL DEL PASIVO		9.370.178	7.715.719
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO		10.136.797	8.861.110

Las notas 1 a 33 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(Expresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2017	31.12.2016
Ingresos netos	24 a)	4.897.577	3.475.124
Costo de ventas	24 b)	(4.313.601)	(2.631.607)
Resultado bruto		583.976	843.517
Gastos de comercialización	24 c)	(104.422)	(70.700)
Gastos de administración	24 d)	(294.233)	(236.167)
Otros ingresos y egresos operativos	24 e)	12.204	(100.405)
Resultado operativo		197.525	436.245
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	24 f)	377.332	21.333
Ingresos financieros	24 g)	32.168	18.161
Costos financieros	24 g)	(520.637)	(545.073)
Otros resultados financieros	24 g)	(689.187)	(284.707)
Resultado antes de impuestos		(602.799)	(354.041)
Impuesto a las ganancias	27	190.727	121.822
Pérdida del ejercicio		(412.072)	(232.219)
OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
Diferencia de conversión de estados financieros	9 b)	37.444	21.908
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos		37.444	21.908
Resultado total integral del ejercicio – Pérdida		(374.628)	(210.311)
Resultado neto, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		(409.889)	(231.091)
Participaciones no controladoras		(2.183)	(1.128)
		(412.072)	(232.219)
Resultado total integral, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		(372.445)	(209.183)
Participaciones no controladoras		(2.183)	(1.128)
		(374.628)	(210.311)
Resultado por acción básico y diluido	25	(1,027)	(0,579)

Las notas 1 a 33 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P.Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social (Nota 15)	Reserva Legal (Nota 16)	Reserva Facultativa (1)	Otros (nota 16)	Resultados no asignados (Nota 17)	Otros Resultados Integrales	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	Participación no controladora	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2015	399.138	14.000	890.323	(132.789)	69.816	107.759	1.348.247	7.455	1.355.702
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 31 de marzo de 2016:									
- Asignación de resultados no asignados	-	3.491	66.325	-	(69.816)	-	-	-	-
Resultado neto del ejercicio – Pérdida	-	-	-	-	(231.091)	-	(231.091)	(1.128)	(232.219)
Variación de otros resultados integrales del ejercicio (Nota 3.2.11)	-	-	-	-	-	21.908	21.908	-	21.908
Saldos al 31 de diciembre de 2016	399.138	17.491	956.648	(132.789)	(231.091)	129.667	1.139.064	6.327	1.145.391
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017:									
- Absorción de resultados no asignados	-	-	(231.091)	-	231.091	-	-	-	-
Adquisición de participación minoritaria – Unitec Energy (Nota 3.2.2.(1))	-	-	-	-	-	-	-	(4.144)	(4.144)
Resultado neto del ejercicio – Pérdida	-	-	-	-	(409.889)	-	(409.889)	(2.183)	(412.072)
Variación de otros resultados integrales del ejercicio (Nota 3.2.11)	-	-	-	-	-	37.444	37.444	-	37.444
Saldos al 31 de diciembre de 2017	399.138	17.491	725.557	(132.789)	(409.889)	167.111	766.619	-	766.619

(1) Para el mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

Las notas 1 a 33 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P.Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(Espresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2017	31.12.2016
Flujo de efectivo de las actividades operativas			
Resultado neto del ejercicio		(412.072)	(232.219)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	1.004.549	783.426
Resultado de bajas de propiedad, planta y equipo	8	796	3.991
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	24 f)	(377.332)	(21.333)
Resultados financieros netos	24 g)	828.258	697.746
Previsión deterioro de activos no financieros	24 e)	8.314	28.997
Aumento neto de las provisiones para créditos	24 e)	32.941	27.130
Aumento neto de la previsión para juicios y contingencias	24 e)	(9.635)	27.908
Cargos por desbalanceo de gas	24 b)	(1.787)	(1.974)
Ingresos devengados netos de cobranzas por programas petróleo plus, plan gas y estímulo a la producción	24 a) y 24 e)	(1.072.147)	(604.974)
Resultado por cesión área CNQ6-El Sauce	24 e)	(12.916)	-
Otros ingresos y egresos		9.803	-
Impuesto a las ganancias devengado	27	(190.727)	(121.822)
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos		257.754	448.836
Inventario		252.753	(535.244)
Deudas no financieras		943.956	162.451
Impuesto a las ganancias pagado		(67.429)	(76.067)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		1.195.079	586.852
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipo	8	(2.484.125)	(1.041.798)
Disminución / (aumento) de inversiones en Sociedades	9 b)	26.936	(78.608)
Variación de colocaciones de fondos corrientes		179.390	(221.781)
Dividendos cobrados	9 b)	64.228	-
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(2.213.571)	(1.342.187)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación			
Intereses pagados por deudas financieras	21	(566.956)	(530.358)
Deudas financieras canceladas	21	(1.328.192)	(3.989.808)
Deudas financieras obtenidas	21	1.119.480	6.772.079
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades de financiación		(775.668)	2.251.913
(Disminución) aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		(1.794.160)	1.496.578
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio		1.873.185	199.522
Resultados financieros generados por el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		152.937	177.085
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio (Nota 14)		231.962	1.873.185
Variaciones que no han significado movimientos de fondos:			
Adquisición de propiedad, planta y equipos pendientes de cancelación	8	-	160.112
Pagos de propiedad, planta y equipos y propiedad minera adquiridos anteriormente	8	(100.202)	-
Activación de costos financieros	8	307.218	113.873
Costo abandono de pozos y remediación ambiental activado en propiedad, planta y equipos	8	201.904	160.134

Las notas 1 a 33 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P.Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL
EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(presentados en forma comparativa)

(expresados en miles de pesos, excepto donde se indica en forma expresa)

NOTA 1 - INFORMACION GENERAL

1.1 - La Sociedad

Compañía General de Combustibles S.A. (en adelante indistintamente “CGC” o “la Sociedad” o conjuntamente con sus sociedades controladas “el Grupo”) es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta en el Registro Público de Comercio el 15 de octubre de 1920. La fecha de finalización del contrato social es el 1 de septiembre de 2100 y su domicilio legal es Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Las actividades de CGC están concentradas en el sector energético, específicamente en la exploración y producción de petróleo y gas (upstream) y transporte de gas. Las actividades de upstream las realiza tanto en forma individual como mediante participaciones conjuntas y el transporte de gas a través de compañías asociadas. Los negocios de la Sociedad se extienden a la Argentina, Chile y Venezuela.

Los presentes estados financieros consolidados de CGC han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 8 de marzo de 2018.

1.2 - Grupo de Control

La Sociedad es controlada por Latin Exploration S.L.U. (“LE”) una sociedad española.

En el mes de abril de 2013 Corporación América adquirió a través de Cedikor S.A. el 100% del capital social de LE, empresa ésta que controlaba CGC (ver Nota 15).

Esto implicó el cambio de control de la Sociedad hacia un grupo local con intereses en energía, construcción e infraestructura, operación aeroportuaria, agro negocios, servicios financieros, entre otros.

1.3 - Fusión de Unitec Energy S.A. (sociedad absorbida) por absorción de Compañía General de Combustibles S.A. (sociedad absorbente y Controlante al 100%)

Con fecha 21 de diciembre de 2017 el Directorio de Compañía General de Combustibles S.A. ha aprobado la fusión por absorción entre la Compañía, como sociedad absorbente y su controlada al 100% Unitec Energy S.A., como sociedad absorbida en los términos del artículo 82 de la Ley General de Sociedades N° 19.550 y sus modificatorias. Dicha fusión tendrá vigencia y efecto desde el 1° de enero de 2018 y permitirá una mayor eficiencia de recursos, aprovechando la mayor escala de negocios y experiencia de la sociedad absorbente. A partir de esa fecha se incorporará al patrimonio de la absorbente, la totalidad de derechos, obligaciones, activos y pasivos de la absorbida, estando sujeto a las aprobaciones societarias requeridas bajo la normativa aplicable y la inscripción de la fusión y disolución en el Registro Público de Comercio.

Es por esto, que los presentes estados financieros serán considerados como estados financieros especiales de fusión de Compañía General de Combustibles S.A.

Asimismo, el Directorio aprobó que la sociedad absorbida deberá continuar operando y desarrollando ciertas actividades por medio de la absorbente hasta tanto se vayan obteniendo las habilitaciones, registraciones e inscripciones que son necesarias para que Compañía General de Combustibles S.A. pueda operar como sociedad continuadora de la fusión.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO Y GAS NATURAL

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319

Propiedad de los yacimientos

En su redacción original, la Ley 17.319 preveía que las áreas en las que se pudieran encontrar yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, esto fue modificado y dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúen los yacimientos en cuestión.

La exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

Las concesiones de explotación tendrán vigencia durante 25 años desde la fecha del otorgamiento, con más el lapso no transcurrido del permiso de exploración. Además, el período de concesión pueda ser prorrogado por hasta 10 años adicionales, para lo cual el concesionario debe haber cumplido con todas sus obligaciones. Cuando una concesión venciere o concluyere, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasarán automáticamente a la Provincia donde el reservorio está ubicado o al Estado Nacional en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal, sin indemnización al titular de la concesión.

Pago de regalías y canon

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permiso de exploración y de concesiones de explotación deben pagar regalías a la Provincia o al Estado Nacional (según dónde se ubiquen los yacimientos). Se paga una regalía del 15% (permisos de exploración) ó 12% (concesión de explotación) sobre el valor a boca de pozo (igual al precio donde el producto es entregado, menos transporte, costos de tratamiento y otras deducciones) de la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados y 3% de canon. Además deben pagar un canon anual variable por cada kilómetro cuadrado o fracción del área del permiso o la concesión (artículos 57 y 58 de la Ley), el que es fijado periódicamente por el Poder Ejecutivo Nacional.

Ley Nacional N° 26.197

La Ley N° 26.197, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos, dispuso que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenezcan al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Ley Nacional N° 26.741

En mayo de 2012, se sancionó la Ley N° 26.741 que declara de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Asimismo se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

En julio de 2012, mediante el Decreto N° 1.277 se aprueba la reglamentación de la Ley N° 26.741 y se dicta el Reglamento de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, el cual dispuso la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(la “Comisión”), dependiente de la Secretaría de Política Económica y Planificación de Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, así como también el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (el “Registro”).

El Decreto N° 1.277/12 estableció la obligación por parte de las compañías de la industria del petróleo y gas de la República Argentina de presentar a la Comisión un plan anual de inversiones de exploración y explotación. La Comisión a su vez está obligada a diseñar un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que buscará la maximización de inversiones y la sustentabilidad de la industria en el corto, medio y largo plazo. Asimismo se derogan artículos de los Decretos N° 1.055/89, N°1.212/89 y N° 1.589/89 que se referían a la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos en áreas de concesión otorgadas, la libre comercialización en el mercado interno y externo, y la libertad de precios.

La Sociedad ha cumplido con los requerimientos de información solicitados.

La Comisión fue disuelta por decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 272/15 publicado en el Boletín Oficial el 4 de Enero de 2016, siendo sus funciones asignadas al Ministerio de Energía y Minería.

Ley Nacional N° 27.007

En Octubre de 2014 fue dictada la Ley N° 27.007 modificatoria de la Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 mediante la cual, entre otras cosas, se definió y reguló la exploración y explotación de hidrocarburos en objetivos no convencionales, se reformó el régimen de prórroga de concesiones, se fijó un régimen de regalías especiales, un régimen de promoción a las inversiones hidrocarburíferas y se prohibió la creación de áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación del estado. Además, entre sus disposiciones transitorias, otorgó 90 días para la conclusión de las negociaciones por la extensión de concesiones que estuvieran en curso.

Ley Nacional N° 27.200

El 4 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.200 por la que se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2017 la emergencia económica en base a la cual se creó el esquema de retenciones a la exportación de hidrocarburos.

Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años, a partir del 1 de marzo de 2002, el cual fue prorrogado por cinco años más por la Ley N° 26.217. El efecto de tales retenciones se deduce de los respectivos precios de venta.

Con efectos a partir de noviembre de 2007, la Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción estableció una nueva metodología de cálculo de las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo y equiparó el tratamiento de ciertos productos derivados de su procesamiento con el aplicable al petróleo crudo. La modificación indicada implica la aplicación de un derecho de exportación variable según una fórmula que contempla el precio internacional del crudo y un valor de corte por producto. Conforme a esta metodología, cuando el precio internacional del petróleo crudo supere los US\$ 60,90 / bbl, para las exportaciones de petróleo crudo se fija una alícuota de retenciones creciente que determina para una calidad de crudo estándar un ingreso tope de US\$ 42 / bbl. Si el precio internacional varía entre US\$ 45 y US\$ 60,90 / bbl, la retención aplicable es del 45%. En el caso que el precio internacional esté por debajo de los US\$ 45 / bbl, las autoridades deberán definir nuevas alícuotas en un plazo de 90 días. El mismo criterio se aplica a las exportaciones de los productos derivados, tales como naftas, fuel oil y aceites lubricantes, para los que se definieron distintos valores de corte y de referencia. Con fecha 3 de enero de 2013 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, mediante resolución 01/2013, procedió a modificar la metodología para el

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

cálculo de las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo incrementando el valor de referencia a US\$ 80 / bbl y el valor de corte a US\$ 70 / bbl.

En marzo de 2008 el Ministerio de Economía y Producción dictó la Resolución N° 127/08, que en lo relativo al gas natural modificó la Resolución N° 534/2006, la cual establecía una alícuota del 45% sobre el precio de importación del gas de Bolivia, fijando una retención del 100% sobre las exportaciones de gas natural, considerando como base de valoración el precio más alto establecido para esta mercadería en los contratos de importación de gas natural a la Argentina aplicables en cada momento. Asimismo, dicha resolución extendió para el GLP la metodología de cálculo aplicable a las retenciones sobre las exportaciones de petróleo.

En octubre 2014, mediante Resolución N° 803/14, el Ministerio de Economía y Finanzas modificó la alícuota de retención a la exportación de hidrocarburos conforme a un cuadro de precios y alícuotas determinado, con porcentajes entre el 10% y el 13%.

A partir del 1 de enero de 2015 entró en vigencia la Resolución N° 1077/14 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (“MEyFP”), que deroga la Resolución N° 394/2007 y su modificatoria la Resolución N° 803/14, estableciendo que cuando el Precio Internacional sea menor a US\$ 71 / bbl la alícuota de retención a aplicar será del 1% y si el Precio Internacional es mayor o igual a US\$ 71 / bbl, se aplicará una alícuota de retención creciente.

Finalmente, la Ley N° 25.561 no fue prorrogada quedando los derechos de exportación sin vigencia a partir del 6 de enero de 2017.

Régimen cambiario - Obligatoriedad de ingreso de divisas del 100 % para exportaciones de crudo y derivados

El Decreto N° 1.722/2011 del 25 de octubre de 2011 restableció la obligatoriedad de ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de divisas generadas por operaciones de exportación de crudo y derivados, gas natural y gases licuados. Tal decreto obliga a CGC a liquidar el 100% de las divisas generadas por todas sus exportaciones de bienes y servicios.

Mercado Electrónico del Gas

Por Decreto N° 180/04 se creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución y estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales.

Acuerdos con productores de gas natural para satisfacer la demanda interna

A través de diversos acuerdos celebrados entre los Productores de Gas y las autoridades nacionales se acordaron pautas para el suministro de gas natural al mercado local, comprometiéndose volúmenes de gas a ser entregados a los distintos segmentos de la demanda de gas (priorizándose el abastecimiento a los usuarios residenciales), y se fijaron los precios respectivos (Resolución SEN N° 599/07, Resolución SEN N° 172/11, Resolución SEN N° 1.070/08, Resolución SEN N° 55/2012).

Procedimientos para dirigir la producción de gas con el objeto de satisfacer la demanda interna

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

El 1° de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 89/2016 del Ministerio de Energía y Minería que estableció los volúmenes de gas natural que podrán solicitar las Distribuidoras de Gas para abastecer a la Demanda Prioritaria en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 1.410 de fecha 28 de septiembre de 2010 del ENARGAS. Asimismo, dicha resolución mantuvo para los volúmenes antes mencionados las reglas de asignación fijadas por la Resolución N° 599/2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA, cuyos criterios fueran también prorrogados por la Resolución N° 172/2011 de la misma Secretaría. Por último, la Resolución N° 89/2016 autoriza a los productores de gas natural a formalizar contratos de compraventa de gas natural con las Distribuidoras de Gas Natural para abastecer la Demanda Prioritaria a fin de deducir esos volúmenes contratados de las cantidades que ese productor deba entregar en la cuenca en cuestión con motivo de las obligaciones de abastecimiento del mercado interno que surgen de la Resolución N° 1.410/2010 del ENARGAS.

En forma complementaria a la Resolución N° 89/2016 del Ministerio de Energía y Minería, el 10 de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial se publicó la Resolución 3833/2016 del ENARGAS que estableció el “PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA SOLICITUDES, CONFIRMACIONES Y CONTROL DE GAS” que contempla nuevas reglas para la administración del despacho de gas natural y que complementa y modifica el “Reglamento Interno de los Centros de Despacho” aprobado mediante la Resolución ENARGAS N° 716/98 y el “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” previsto en la Resolución ENARGAS N° 1410/2010.

Con fecha 6 de junio de 2017 se dictó la Resolución ENARGAS N° 4.502/17 mediante la cual se aprobó el Procedimiento para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia (“CEE”), que modifica el procedimiento para la solicitud de entregas y confirmaciones de gas que fuera aprobado por la Resolución ENARGAS N° 3.833/16 y dispone medidas y criterios a ser adoptados en situación de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria de Gas Natural declarada por las Transportistas, Distribuidoras o el ENARGAS. Entre dichas medidas, se dispone que el CEE o (en caso de no ponerse de acuerdo el CEE) el ENARGAS, definirán la forma en que se abastecerá la Demanda Prioritaria considerando las cantidades de gas natural disponibles en cada cuenca por cada productor y descontando las cantidades que estén contratadas para abastecer la Demanda Prioritaria.

Bases y Condiciones para la Distribución de Gas Natural por Redes

En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el MINEM convocó a los productores de gas natural, entre los cuales estaba CGC y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de Gas Natural por Redes a partir del 1° de enero de 2018. En la convocatoria, el MINEM informó que ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural, entre ellos CGC, y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “Bases y Condiciones”).

Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destacan (i) garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales; (ii) la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios,

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de dichas Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019; (iii) el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; (iv) los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años, en dólares estadounidenses; (v) ENARSA asume responsabilidad de abastecer la demanda en áreas alcanzadas por subsidios de consumos residenciales.

Fondo fiduciario para atender importaciones de gas natural

El Decreto del Poder Ejecutivo 2.067/2008 del 3 de diciembre de 2008, creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. El Fondo Fiduciario estará integrado, entre otros, por los cargos tarifarios a pagar por las empresas que procesen gas natural. A través de la Resolución ENARGAS No. 1982/11 se ajustaron, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2011, los importes del cargo tarifario establecido por el Decreto 2067/08, como así también se ampliaron los sujetos alcanzados, incluyendo los procesamiento de gas (gas de RTP -retención térmica de planta-) y centrales de generación eléctrica, entre otros.

Regulación del precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para los servicios de Gas Natural Comprimido (GNC) y del precio de venta de GNC al público

Por medio de la Resolución N° 1445/12, la SE, en ejercicio de las facultades atribuidas por el Decreto N° 1277/12, reguló el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para los servicios Gas Natural Comprimido (GNC). En ese sentido, estableció un precio de \$ 0,4945 / m³ de gas natural de 9300 Kcal, sin impuestos. Adicionalmente, esa norma dispuso que el precio de venta al público de GNC se deberá mantener a los mismos valores vigentes al día 8 de agosto de 2012.

Nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado para usuarios residenciales y comerciales

El 28 de marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM) había dictado la Resolución N° 28/16 aprobando nuevos precios del gas natural en los puntos de ingreso a los sistemas de transporte, incluyendo criterios de elegibilidad para que los usuarios residenciales pudieran acogerse al beneficio de la “tarifa social”.

Como consecuencia de ciertas acciones judiciales contra los incrementos de precios del gas natural antes mencionados, con resultados dispares en distintas instancias y ámbitos territoriales, el 13 de julio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2016 del MINEM que: (i) dispuso modificaciones a la Resolución N° 99/2016 del MINEM del 6 de junio de 2016, estableciendo un límite en los montos totales que los usuarios residenciales y comerciales debían abonar por el consumo de gas natural realizado con posterioridad al 1 de abril de 2016: en ningún caso el monto total a abonar por un período podía ser mayor al quíntuplo y al séxtuplo, respectivamente, del monto abonado por el mismo período de facturación del año anterior y (ii) instruía al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral al que se refería el Artículo 1° de la Resolución N° 31/2016 del MINEM de fecha 29 de marzo de 2016, debiendo realizarse la audiencia pública allí prevista antes del 31 de octubre de 2016.

El Estado Nacional apeló tanto aquellas sentencias judiciales en las que se hizo lugar a medidas cautelares como la dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata, que declaró la nulidad de las Resoluciones N° 28/2016 y 31/2016 del MINEM, por omisión de la audiencia pública previa.

En agosto de 2016 el fallo de la Sala II fue confirmado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, beneficiando a todos los usuarios residenciales del país. Como resultado, entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016 el MINEM y el ENARGAS llevaron a cabo una audiencia pública en la que se trataron los tres componentes de la tarifa, a saber precio del gas en boca de pozo, margen de distribución y de transporte.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Asimismo el 18 de agosto de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 152 – E/2016 por la cual se instruyó al ENARGAS a que, en ejercicio de sus facultades, dispusiera las medidas necesarias a fin de que las prestadoras del servicio público de distribución de gas natural por redes de todo el país, aplicasen a los usuarios residenciales, por los consumos efectuados a partir del 1 de abril de 2016, los cuadros tarifarios vigentes al 31 de marzo de 2016. La Compañía contabilizó en sus estados financieros intermedios condensados al 30 de septiembre de 2016 los efectos estimados de la Resolución N° 152-E/2016 del MINEM.

Finalmente, luego de realizada la audiencia pública, el 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212-E/2016 del MINEM en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022.

Las principales disposiciones de la Resolución N° 212-E/2016 son las siguientes:

- Se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el punto de ingreso al sistema de transporte) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1° de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016;
- Se establecieron topes entre el 300% y 500% a los incrementos de las tarifas para aquellas facturas emitidas por las distribuidoras a los usuarios residenciales o comerciales que superen la suma de \$250. Dichos topes se fijaron en función de los importes facturados durante el mismo período del año anterior;
- Se estableció una bonificación del 30% sobre la tarifa para los usuarios residenciales y comerciales que alcancen un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior;
- Se estableció una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios será bonificado;
- Se estableció un sendero de precios de normalización del precio de gas en boca de pozo para el mercado regulado para el gas producido. Los precios de gas en boca de pozo se fijados en dólares y serán trasladados a tarifas que pagan los usuarios de las distribuidoras en pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento del aumento. Para la Patagonia, el sendero de precios va desde US\$1,29/MMBtu a partir del 1° de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US\$6,72/MMBtu el 1° de octubre de 2022; y
- Se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos para que, hasta tanto los precios de gas en el mercado regulado sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, a elaborar semestralmente y elevar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, la propuesta de precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1° de abril y el 1° de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería.
- En la Provincia de Santa Cruz, las tarifas de gas al 1° de octubre de 2016, se incrementaron a un promedio del 233%, con incrementos que varían del 80% hasta el 560%.

Asimismo, el 7 de octubre de 2016, se publicó la normativa del ENARGAS correspondiente al traslado de precios de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas.

El 16 de febrero de 2017, se publicó la Resolución 29-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería que convoca a audiencias públicas para 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

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 del Ministerio de Energía y Minería.

Con fecha 1° de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 474-E/2017 emitida por MINEM a través de la cual se determinaron nuevos Precios en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural, que serán de aplicación a las categorías de usuarios residenciales y nuevos Precios del Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, para entregas realizadas a partir del 1° de diciembre de 2017.

Nuevas exportaciones de gas natural

A partir del 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de gas natural establecidos por la Ley N°26.732 dejaron de ser aplicables.

Con fecha 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto 962/2017 que entre otros aspectos que principales autoriza la exportación de gas natural, estableciendo para tales autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el MINEM una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el MINEM previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el MINEM podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. En este supuesto no será necesario obtener la aprobación de cada operación de exportación excedente en la autorización, debiéndose únicamente presentar ante el ENARGAS, al solo efecto informativo, el respectivo contrato del cual deberá surgir la condición de interrumpibilidad y la ausencia de indemnización en caso de tal interrupción.

Programas de incentivo a la producción de hidrocarburos y reservas:

Programa Petróleo Plus

Mediante el Decreto N° 2.014/2008, el Poder Ejecutivo Nacional creó el programa Petróleo Plus, destinado a fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La Secretaría de Energía de la Nación (SEN) por medio de la Resolución 1.312/2008 reglamentó el programa. El programa autoriza a las empresas de producción, cuyos planes sean aprobados por la SEN, que aumentan su producción y reservas en el ámbito del programa, a recibir certificados de crédito fiscal utilizables sobre derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el Ministerio de Economía y Producción.

Sin embargo, el 13 de julio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1330/15 que dejó sin efecto el Programa Petróleo Plus (Decreto 2014/2008) en virtud de la creación del “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo” (Resolución N° 14/15 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas).

El Decreto N° 1330/2015 estableció que los incentivos a cargo del Estado Nacional otorgados durante la vigencia del programa Petróleo Plus, por los cuales hubiera correspondido la emisión de Certificados de Crédito Fiscal según lo dispuesto en el Art. 3 del Decreto N° 2014/2008 y que se encontraran pendientes de liquidación se cancelarán mediante la entrega de bonos BONAD 2018 y BONAR 2024.

La Sociedad, en relación a los bonos a los que tuvo derecho, registró un ingreso incluido en la línea ingresos netos - Subvenciones del Gobierno (ver Nota 24 a)).

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo

El 4 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 14/2015 del MEyFP mediante la cual se creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo (“el Programa”). Mediante el mismo se instrumentaron el Estímulo a la Producción de US\$ 3 por barril, el Estímulo a la Exportación Base de US\$ 2 por barril y el Estímulo a la Exportación Adicional de US\$ 3 por barril. El Programa tiene vigencia desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015, siendo prorrogable por doce meses.

El Estímulo a la Producción se otorga por la producción trimestral de las empresas beneficiarias siempre que la misma sea mayor a la “Producción Base”, la cual toma como referencia al 95% de la producción del cuarto trimestre de 2014 y que el precio de venta de referencia definido más el Estímulo a la Producción no supere ciertos valores límites estipulados para cada tipo de petróleo crudo. Por los volúmenes exportados trimestralmente se otorga el Estímulo a la Exportación Base o el Estímulo a la Exportación Adicional dependiendo de que el volumen exportado trimestral sea o no mayor a la exportación base (el volumen trimestral promedio del total exportado en el año 2014). En consecuencia por todo el volumen exportado el estímulo mínimo es de US\$ 2 por barril, pudiendo llegar a US\$ 3 por barril en el caso que el volumen exportado en el trimestre del 2015 del que se trate sea superior al volumen trimestral promedio exportado en el año 2014. En este caso también el precio de venta de referencia definido más el Estímulo a la Exportación Base no podrá superar ciertos valores límites establecidos para cada tipo de petróleo crudo.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Sociedad registró como ingresos los beneficios de los estímulos a la producción en la línea ingresos netos - Subvenciones del Gobierno (ver Nota 24 a)).

Programa Gas Plus

Por Resolución SEN N° 24/08 se creó el programa “Gas Plus” para incentivar la producción de gas natural, resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, tight gas, etc. El gas natural producido bajo el programa Gas Plus no estará sujeto al Acuerdo 2007-2011 aprobado por Resolución S.E. 599/07. Para ser parte de ese programa, es necesario que el productor haya firmado el Acuerdo 2007-2011 y que se mantenga como parte de ese acuerdo.

Por medio de las Resoluciones N° 319/10 y N° 85/12 de la SEN, se aprobaron los Proyectos “Pozo TPT.St.AG.ap-1001 ST” y “Pozo TPT.St.CD-1007”, presentados por Tecpetrol, en los términos del programa Gas Plus, en su carácter de operador del área hidrocarburífera “Aguaragüe”, ubicada en la provincia de Salta y sobre la cual CGC tiene un 5% de participación.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía aprobó a través de la Resolución N° 1083/10 el Proyecto “Alto Las Hormigas” presentado por CGC, respecto del área hidrocarburífera “Angostura”, ubicada en la provincia de Río Negro y se solicitó una concesión de explotación sobre el lote “Alto Las Hormigas”. A la fecha de emisión de los estados financieros dicha solicitud se encuentra en trámite.

En el área Estancia Agua Fresca, mediante la Resolución N° 136/2015 de la Secretaría de Energía (actualmente el Ministerio de Energía y Minería de la Nación), fue aprobado el proyecto EaFN.

En razón de ello, la producción de gas natural que CGC obtenga de los mencionados proyectos, se registrará por las normas del Programa Gas Plus.

Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural

En febrero de 2013, mediante la Resolución N° 1/2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, en el que pueden participar las empresas inscriptas en el Registro. La participación se realizará mediante la presentación de proyectos para incrementar el volumen total de gas natural a ser inyectado en el mercado interno durante el período propuesto. Una vez que el proyecto se

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

implemente, se establece: a) una compensación para la inyección excedente en base a un precio de US\$ 7,5 / MBTU y b) una multa en el caso de que la empresa, dentro de un determinado plazo, no haya logrado el aumento de los volúmenes de producción comprometido.

Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas de Inyección Reducida

El Programa Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida fue reglamentado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, “la Comisión” (recientemente disuelta por decreto 272/15 y cuyas funciones fueron transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación) mediante la Resolución N°60/2013 y sus modificatorias (Resoluciones N° 22/2014 y N° 139/2014), que estableció un precio que varía entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada.

El 23 de julio de 2014 la Sociedad resultó inscripta al mencionado programa mediante la Resolución N° 134/2014 de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, con fecha de inicio retroactiva al 1° de junio de 2014.

Con fecha 15 de julio de 2015, la Comisión aprobó la Res. N° 123/15 que define el Reglamento de adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación en el marco del Programa, el cual establece que aquellas empresas que adquieran, vendan o cedan áreas, derechos o participación, deberán hacer la correspondiente presentación en un plazo de 10 días hábiles de efectuada la operación.

El 17 de julio de 2015, la Sociedad informó a la Comisión de la adquisición de los activos de Petrobras Argentina con efectos a partir del 1° de abril 2015 (ver Nota 28.d). El 9 de septiembre de 2015 la Comisión emitió la Resolución N° 170/2015 por la cual se aprobaron las enmiendas a la inyección de base, la inyección ajustada base y la curva teórica de ajuste del 10% y la curva teórica del 5% a partir del 1° de abril de 2015, presentada por la Sociedad, referida al plan Gas II, aprobada por la Comisión a través de la Resolución N° 134/2014.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Sociedad registró como ingresos los beneficios de los estímulos a la inyección de gas en la línea ingresos netos - Subvenciones del Gobierno (ver Nota 24 a)).

Decreto 704/2016

El 20 de mayo de 2016, el Decreto N° 704/2016 dispuso la ampliación de la emisión de Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses con una tasa anual del 8% cuyo vencimiento operará en el año 2020 (“BONAR 2020”) los cuales serán empleados para, entre otros, cancelar los pagos pendientes correspondientes a los programas de estímulo a la inyección excedente de gas (“plan gas”). En virtud de ello, el 24 de mayo de 2016 la Sociedad manifestó por escrito al MINEM su consentimiento y aceptación a los términos y alcances del Decreto N° 704/2016 (la “Carta de Adhesión”). Por medio de la misma se aceptó la cancelación de las sumas adeudadas en concepto de compensación por el plan gas hasta el 31 de diciembre de 2015 que, de acuerdo a la metodología de cancelación informada por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, ascendieron a \$ 242,5 millones. En el mes de junio de 2016 la Sociedad recibió los BONAR 2020 por un valor nominal original de US\$ 15,7 millones. Al 31 de diciembre de 2017, el saldo de la cuenta a cobrar correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural refleja 12 meses devengados no pagados por aproximadamente \$ 1.043 millones.

Estos programas estímulo tenían una duración máxima de cinco años, concluyendo los mismos al 31 de diciembre de 2017, sin que hayan sido renovados

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM 46-E/2017 por la cual se crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la Cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de Gas No Convencional provenientes de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

La compensación será la que resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MMBtu para el año 2018, 7,00 US\$/MMBtu para el año 2019, 6,50 US\$/MMBtu para el año 2020, 6,00 US\$/MMBtu para el año 2021.

Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa. Con fecha 2 de noviembre, se publicó la Resolución MINEM 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución 46-E/2017. La nueva resolución modifica la anterior en los siguientes aspectos:

a) Define que la Producción Inicial que se computará será la “producción de Gas No Convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017”. Y que la Producción Incluida, a los efectos de las compensaciones, será i) para las concesiones con Producción Inicial menor 500.000 m³/día, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante y ii) para las concesiones con Producción Inicial mayor a 500.000 m³/día: la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante, descontando la Producción Inicial;

b) Modifica la definición de Precio Efectivo, antes definido como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno”, y ahora como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos”, reglamentando los lineamientos que deberán seguirse para realizar este cálculo; y

c) Se introduce como requisito para calificar al Programa, que el plan de inversión que se presente para cada concesión alcance una producción media anual, en cualquier período consecutivo de doce meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m³/día. Y la obligación de reintegrar los montos de las compensaciones recibidas (actualizadas con Interés) correspondientes a las concesiones que no alcanzaren el nivel de producción mencionado, la posibilidad que la SRH exija la presentación de una póliza de caución para garantizar el eventual reintegro de las compensaciones percibidas por las empresas participantes, y la facultad de suspender los pagos si no se presenta la póliza requerida.

No se han introducido modificaciones a las definiciones de Gas No Convencional incluido y Concesiones Incluidas, Precio, ni a la Forma y Fechas de Pago y Control de la Producción, entre otros aspectos inicialmente incluidos en el anexo aprobado por la Resolución 46-E/2017. Con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extiende la aplicación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (aplicable a la Cuenca Neuquina, creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 y

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

modificado por Resolución MINEM N° 419-E/2017) a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral.

Mediante Resolución N° 38/2018, del 27 de enero de 2018, la Secretaría de recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería aprobó la adhesión de Compañía General de Combustibles S.A. al “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, en su carácter de concesionario de explotación sobre el área “Campo Indio Este-El Cerrito” ubicada en la Provincia de Santa Cruz. La Resolución facultó a CGC a percibir compensaciones devengadas en virtud de su adhesión a dicho programa a partir del mes de enero de 2018.

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACION Y PREPARACION

3.1 - BASES DE PRESENTACION Y PREPARACION

Los presentes estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 se presentan sobre las bases de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés).

Los presentes estados financieros han sido preparados de conformidad con la Resoluciones Técnicas N° 26 y 29 de la FACPCE, que adoptan las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811 y modificatorias, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen. Las NIIF son de aplicación obligatoria para la Sociedad, según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ingreso al régimen de oferta pública.

Los presentes estados financieros consolidados están expresados en miles de pesos (\$), moneda de curso legal en la República Argentina, elaborados a partir de los registros contables de CGC y de sus sociedades controladas. Los mismos han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto por la revaluación de ciertos activos financieros y ciertos activos no corrientes. Se han reclasificado ciertas cifras al 31 de diciembre de 2016 que se exponen en los presentes estados contables a efectos comparativos.

La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. A los efectos de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Teniendo en consideración la inconsistencia de los datos de inflación publicados, la tendencia decreciente de inflación y que el resto de los indicadores no dan lugar a una conclusión definitiva, la Dirección entiende que no existe evidencia suficiente para concluir que Argentina es una economía hiperinflacionaria al 31 de diciembre de 2017. Por lo tanto, no se han aplicado los criterios de reexpresión de la información financiera establecidos en la NIC 29 en el ejercicio corriente.

Sin embargo, en los últimos años ciertas variables macroeconómicas que afectan los negocios de la Sociedad, tales como el costo salarial y los precios de los insumos, han sufrido variaciones anuales de cierta importancia. Esta circunstancia debe ser considerada en la evaluación e interpretación de la situación financiera y los resultados que presenta la Sociedad en los presentes estados financieros.

La preparación de los mismos de acuerdo a las NIIF requiere que se realicen estimaciones y valuaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, como así también los ingresos y egresos registrados en

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 5.

3.1.1 - DEPOSITO DE DOCUMENTACION CONTABLE Y SOCIETARIA

Con motivo de la Resolución General N° 629/14 de la Comisión Nacional de Valores informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones contables y de gestión de la Sociedad y los libros de comercio y sociedades de CGC se encuentran archivados en las oficinas de Bonpland 1745 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y en los depósitos del proveedor “Iron Mountain Argentina S.A.”, con domicilio comercial en Amancio Alcorta 2482 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

3.2 - POLITICAS CONTABLES

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros consolidados se explicitan a continuación. Estas políticas contables han sido aplicadas de manera consistente en todos los períodos presentados excepto indicación en contrario.

3.2.1 Cambios en la política contable bajo NIIF

Nuevas normas contables e interpretaciones emitidas por el IASB que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2017 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad

NIIF 9 “Instrumentos financieros”

En julio de 2014 el IASB publicó la versión completa de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” que establece la clasificación, medición y reconocimiento de activos y pasivos financieros, simplificando la clasificación de los activos financieros, así como un nuevo modelo de pérdida crediticia esperada. Esta norma aplica para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”

En mayo de 2014, el IASB emitió la NIIF 15 “Ingresos provenientes de contratos con clientes” que establece los requisitos para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes. Esta norma aplica para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

NIIF 16 “Arrendamientos”

En enero de 2016 el IASB publicó la NIIF 16 “Arrendamientos” que establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos. Esta norma aplica para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

Respecto de las NIIF 9 y 15, la Sociedad ha analizado el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre la condición financiera de la Compañía y sobre los resultados de sus operaciones, concluyendo en que el mismo será inmaterial. En cuanto a la NIIF 16 la Sociedad se encuentra analizado el impacto potencial que la aplicación de esta norma puede tener sobre la condición financiera de la Compañía y sobre los resultados de sus operaciones.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.2.2 Consolidación - Subsidiarias

Los estados financieros de CGC al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se consolidaron con la mejor información financiera disponible a esas fechas, de las siguientes sociedades:

Sociedad	País	Moneda Funcional	Cantidad de acciones (participación directa e indirecta)		% de participación (directa e indirecta)		Cantidad de votos posibles	
			2017	2016	2017	2016	2017	2016
Unitec Energy S.A. (1)	Argentina	Peso argentino	100	93,26	100%	93,26%	100	93,26
Compañía General de Combustibles Chile Ltda.	Chile	Peso chileno	100	100	100%	100%	100	100
Compañía General de Combustibles Internacional Corp.	Panamá	Dólar estadounidense	100	100	100%	100%	100	100

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad posee control como consecuencia de su exposición o derecho a rendimientos variables y su capacidad de influir en los mismos a través de su poder para dirigir las actividades relevantes, que generalmente se acompañan con una tenencia superior a la mitad de los derechos de voto. Al momento de determinar si CGC controla una entidad se considera la existencia y el efecto de derechos de votos potenciales que son actualmente ejercibles o convertibles. El grupo también evalúa la existencia de control cuando no tiene más del 50% de los derechos de voto pero puede dirigir las políticas operativas y financieras en virtud del “control de hecho”. El “control de hecho” puede surgir en circunstancias donde el tamaño relativo de los derechos de voto del grupo en relación a la cantidad y dispersión de los otros accionistas, le da a CGC el poder para dirigir las políticas operativas y financieras, etc.

Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en la cual la Sociedad adquiere control y se dejan de consolidar a partir de la fecha en que el control cesa.

La Sociedad utiliza el método de la adquisición para registrar las compras de subsidiarias. El costo de la adquisición es determinado como el valor razonable de los activos transferidos, instrumentos de capital emitidos y deudas asumidas a la fecha de la adquisición. Los costos directamente atribuibles a la adquisición se imputan en resultados en el momento que se incurren.

La participación no controlante en la sociedad adquirida se valúa a su valor razonable a la fecha de adquisición o al valor proporcional sobre los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición y el monto de la participación no controlante de la adquirida sobre los activos netos identificables se registra como valor llave. Si este valor es menor al valor razonable de los activos adquiridos netos, la diferencia se reconoce en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.

Dado que la moneda funcional de algunas subsidiarias es distinta a la moneda funcional de la Sociedad, se generan ganancias o pérdidas por diferencias de cambio derivadas de las operaciones entre las sociedades del grupo. Las mismas son incluidas dentro de “Resultados financieros” en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.

Las políticas contables de las subsidiarias fueron modificadas en la medida en que se ha considerado necesario para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por la Sociedad.

CGC ha consolidado línea por línea sus estados financieros con los respectivos estados financieros de las sociedades en las que ejerce el control.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En la consolidación de las sociedades en las que se ejerce el control, los importes de la inversión en la sociedad controlada y la participación en sus resultados y flujos de efectivo se reemplazan por la totalidad de los activos, pasivos, resultados y flujos de efectivo de la controlada, reflejando separadamente la participación no controlante en las sociedades controladas. Los créditos y deudas y las operaciones entre miembros del Grupo consolidado se eliminan en la consolidación. Los resultados originados por operaciones entre miembros del Grupo consolidado no trascendidos a terceros se eliminan totalmente.

(1) Compra de Unitec Energy S.A.

Al 31 de diciembre de 2016 la participación de CGC en Unitec Energy S.A., ascendía al 93,26% del capital y los votos. Con fecha 23 de marzo de 2017 los Accionistas de Unitec Energy S.A. resolvieron capitalizar aportes irrevocables recibidos en 2016, por \$24.090, con lo que la participación de CGC en Unitec Energy S.A. ascendía al 94,47% del capital y los votos. Con fecha 30 de noviembre de 2017 los Accionistas de Unitec Energy S.A. resolvieron capitalizar aportes irrevocables recibidos en 2017, por \$20.100, con lo que la participación de CGC en Unitec Energy S.A. ascendía al 95,19% del capital y los votos a dicha fecha.

Con fecha 20 de diciembre de 2017, y en el marco de la reorganización societaria indicada en la Nota 1.3, CGC adquirió la participación minoritaria en Unitec Energy S.A., con lo cual al 31 de diciembre de 2017 la participación de CGC en la mencionada compañía asciende al 100%.

3.2.3 Participaciones en acuerdos conjuntos y asociadas

3.2.3.1 Participaciones en acuerdos conjuntos

Un acuerdo conjunto es el que se da entre dos o más partes cuando las mismas tienen control conjunto: este es el reparto del control contractualmente decidido en un acuerdo, que existe solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Bajo NIIF 11, las inversiones en acuerdos conjuntos deben clasificarse entre operaciones conjuntas y negocios conjuntos, dependiendo de los derechos contractuales y obligaciones asumidas. La Sociedad ha analizado la naturaleza de sus acuerdos conjuntos y ha determinado que los mismos clasifican como operaciones conjuntas. En consecuencia, la Sociedad reconoce en sus estados financieros los activos, pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en las operaciones conjuntas en los diferentes consorcios y UTES de exploración y producción de hidrocarburos.

3.2.3.2 Asociadas

Las asociadas son todas las entidades en las cuales la Sociedad posee influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni control conjunto (generalmente se acompaña de una participación entre el 20% y el 50% de los derechos de voto). Las inversiones en asociadas se registran inicialmente al costo, incluyendo el valor llave reconocido a la fecha de adquisición, y posteriormente se valúan de acuerdo con el método de la participación.

Los resultados no trascendidos generados en transacciones entre la Sociedad y las asociadas se eliminan en proporción a la participación de la Sociedad en dichas sociedades.

Las políticas contables de las asociadas fueron modificadas en la medida en que se ha considerado necesario para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

La valuación de las inversiones en compañías asociadas, cada una de las cuales se considera una unidad generadora de efectivo (UGE), se analiza si a cada fecha de cierre existe evidencia objetiva de que una inversión en una asociada no es recuperable. Si este fuera el caso, el grupo calcula el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor recuperable de la asociada y su valor contable, reconociendo el monto resultante en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.

3.2.4 Conversión de moneda extranjera

A continuación se exponen las principales consideraciones relacionadas con la conversión de operaciones de moneda funcional distinta de la moneda de presentación.

3.2.4.1 Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad se expresan en la moneda del entorno económico principal en donde opera la entidad (“moneda funcional”). La moneda funcional y de presentación de la Sociedad es el peso argentino.

Cuando se cumplan las condiciones establecidas en la NIIF 29 para considerar a Argentina como una economía hiperinflacionaria, los estados financieros correspondientes deberán ser reexpresados desde la fecha de última reexpresión (1 de marzo de 2003), o última revaluación para los activos que hubieran sido revaluados en la transición a NIIF.

3.2.4.2 Saldos y transacciones

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional usando los tipos de cambio prevalecientes a la fecha de la transacción o valuación cuando los ítems son remediados.

Las ganancias y pérdidas de cambio resultantes de la cancelación de dichas operaciones o de la medición al cierre del ejercicio de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.

3.2.4.3 Subsidiarias y asociadas

Los resultados y posición financiera de las subsidiarias y asociadas que tienen moneda funcional distinta de la moneda de presentación del Grupo se convierten a moneda de presentación de la siguiente manera al cierre de cada ejercicio:

- los activos y pasivos son trasladados a los tipos de cambio de cierre;
- los resultados son trasladados a los tipos de cambio promedio.

Los resultados por conversión de moneda funcional a moneda de presentación de dichas operaciones son reconocidos en Otros Resultados Integrales. Cuando se vende o se dispone de una inversión, en todo o en parte, dichos Otros Resultados Integrales son reclasificados al Estado de Resultados Integrales Consolidado como parte del resultado por la venta o disposición.

3.2.5 Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo (o bienes de uso) son registrados al costo menos la depreciación acumulada y toda pérdida por deterioro acumulada.

La Sociedad ha optado por utilizar el importe de las propiedades, plantas y equipos según los principios de contabilidad generalmente aceptados, a la fecha de transición, como costo atribuido.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En aquellas obras en curso cuya construcción se extiende sustancialmente en el tiempo hasta su finalización, se activan los costos financieros correspondientes a la financiación de terceros hasta que el bien construido se encuentra en condiciones de uso. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 se registraron activaciones de costos financieros por \$ 307.218 y \$ 113.873, respectivamente.

I) Actividades de exploración de petróleo y gas

La Sociedad aplica la NIIF 6 “Exploración y evaluación de recursos minerales” para contabilizar sus actividades de exploración y evaluación de petróleo y gas.

En función de ello y de acuerdo con lo permitido por la NIIF 6, la Sociedad capitaliza los gastos de exploración y evaluación de petróleo y gas, tales como estudios topográficos, geológicos, geofísicos y sísmicos, costos de perforación de pozos exploratorios y evaluación de reservas de petróleo y gas, y la propiedad minera asociada a reservas no probadas, como activos de exploración y evaluación como una categoría especial (Activos de exploración y evaluación) dentro del rubro Propiedad, planta y equipo. Los costos previos a la obtención de un permiso para explorar, son cargados a resultados a medida que éstos se incurren. Esto implica que los costos de exploración son capitalizados temporariamente hasta que se culmine la evaluación de los resultados de los esfuerzos exploratorios de forma tal que se pueda concluir respecto de la existencia (o no) de reservas de hidrocarburos suficientes que justifiquen su desarrollo comercial.

Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión. Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas son testeados por desvalorización, previo a su reclasificación a la línea “Pozos e Instalaciones de Producción”.

Los activos de exploración y evaluación no están sujetos a depreciación o amortización.

II) Actividades de desarrollo de petróleo y gas

Los costos de desarrollo son aquéllos incurridos para desarrollar y producir las reservas probadas y para proveer instalaciones para la extracción, recolección y almacenamiento de petróleo y gas. En este concepto se incluyen los pagos por los derechos de concesiones de explotación, los que se registran dentro de la línea “Propiedad Minera”.

Los costos de desarrollo incurridos para la perforación de pozos de desarrollo (exitosos y secos) y en la construcción o instalación de equipos e instalaciones para la producción se activan y se clasifican como “Obras en curso” hasta que éstos se finalicen. Una vez que comienzan a producir, son reclasificados dentro de “Pozos e Instalaciones de producción” y comienzan a depreciarse; los costos de producción de petróleo y gas son cargados a resultados.

Las erogaciones posteriores se incorporan como un componente del costo de dichos bienes sólo si constituyen una mejora y/o extienden la vida útil y/o incrementan la capacidad productiva de los bienes y/o es probable que el activo genere un incremento en los flujos netos de fondos.

Los costos de mantenimiento y reparaciones que sólo restablecen la producción a su nivel original se imputan en resultados en el ejercicio en el que se incurre en ellos.

Los costos por obligaciones para el abandono y taponamiento de pozos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen (dentro de la línea “Pozos e Instalaciones de producción”), y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Dichos

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

valores se ajustan cuando corresponde en virtud a los cambios en los costos corrientes, el momento en el que se estima que se producirán los abandonos y/u otra información disponible. (Ver Nota 3.2.14.1).

III) Depreciaciones

A continuación se detallan los métodos de depreciación y amortización durante la vida útil estimada de los activos:

- i) El costo de adquisición de propiedades con reservas probadas se deprecia mediante la aplicación de la relación entre los hidrocarburos producidos y las reservas probadas totales estimadas.
- ii) Los bienes destinados al desarrollo de hidrocarburos (plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción) se deprecian, área por área, mediante la aplicación de la relación entre los hidrocarburos producidos y las reservas probadas desarrolladas estimadas.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones, con carácter prospectivo.

- iii) Para los bienes cuya capacidad de servicio no se relaciona en forma directa con la producción de hidrocarburos, se aplican alícuotas lineales estimadas en función de las características de cada bien. Las alícuotas aplicadas son las siguientes:

<u>Rubro</u>	<u>Alícuota %</u>
Muebles y útiles	10,00
Máquinas, equipos e instalaciones	10,00
Software y equipos de computación	33,33
Inmuebles	4,00
Rodados	20,00

Anualmente se revisan las tasas de depreciación y se compara si la vida útil actual restante difiere de la estimada previamente. El efecto de estos cambios es registrado como un resultado del ejercicio en el que se determinen.

Las pérdidas y ganancias por la venta de activos se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor residual contable y se reconocen en resultados dentro de "Otros ingresos y egresos operativos".

IV) Deterioro del valor de la propiedad, planta y equipos

El valor registrado de propiedad, planta y equipos no supera el valor recuperable de los mismos.

Cuando existen eventos o circunstancias que indiquen una potencial desvalorización, se efectúa una prueba de desvalorización al nivel de flujo de fondos identificables:

- Los costos de exploración y evaluación son examinados periódicamente por la Dirección para asegurar que el valor registrado sea recuperable. Tal verificación se realiza como mínimo una vez al año (al cierre de cada ejercicio) y cada vez que se detectan indicios de una posible reducción en su valor. Los eventos e indicios incluyen evaluación de datos sísmicos, requerimientos de abandonar áreas sin renovación de derechos de exploración, resultados no exitosos de perforaciones y estudios, incumplimiento de compromisos de exploración, falta de inversiones planificadas y condiciones de mercado políticas y económicas desfavorables.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se imputaron gastos de exploración.

- Propiedad, planta y equipo (excluyendo los costos de exploración y evaluación): La Dirección de la Sociedad evalúa su recuperabilidad cuando hechos o cambios en las circunstancias (incluyendo disminuciones significativas en los valores de mercado de los bienes, en los precios de los

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

principales productos que comercializa la Sociedad o en sus reservas de petróleo y gas, como así también cambios en el marco regulatorio en que se desarrollan sus operaciones, incrementos significativos en los costos operativos, o evidencias de obsolescencia o daño físico) pudieran indicar que el valor de un activo o de una UGE puede ser no recuperable. El valor contable de un activo es ajustado a su valor recuperable en caso que exceda dicho valor.

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

En períodos posteriores a la registración de la desvalorización, se analiza la pertinencia de su reversión en la medida que se verifiquen cambios en las estimaciones efectuadas para determinar los valores recuperables. En tal caso, la medición contable del activo o UGE se eleva al menor importe entre: a) la medición contable que el activo o unidad generadora de efectivo hubiera tenido si nunca se hubiese reconocido la pérdida por desvalorización; y b) su valor recuperable.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 la provisión para deterioro de activos no financieros asciende a \$ 87.472 y \$ 127.552, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2017 se reconocieron pérdidas por desvalorización por un total de \$ 8.314, que se compone de \$ 13.417 por el área Laguna de los Capones, \$ 619 por el área Sarmiento y una reversión de desvalorización en el área El Sauce por \$ 5.722.

Al 31 de diciembre de 2016 se reconocieron pérdidas por desvalorización por un total de \$ 28.997, que corresponden \$ 20.794 al área El Sauce, \$ 4.456 al área Laguna de los Capones y \$ 3.747 al área Sarmiento, lo que llevó el valor de estas inversiones en éstas áreas a cero. Los motivos principales de ésta decisión fueron: i) el impacto de la caída en los precios locales sobre la curva de futuras ventas de hidrocarburos conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos y ii) los resultados desfavorables obtenidos durante las campañas de inversiones realizadas.

Esta pérdida fue reconocida en el Estado de Resultados Integrales Consolidado en el rubro “Otros Ingresos y Egresos Operativos” (ver Nota 8).

3.2.6 Inventarios

Bajo este rubro se incluyen las existencias de petróleo crudo y materiales. Los inventarios se valúan al costo de adquisición o valor neto de realización, el que resulte menor. El costo se determina por el método primero entrado, primero salido (“PEPS”). El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en su producción o adquisición, y otros costos necesarios para llevarlos a su condición y locación actual.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el giro normal de los negocios, menos los costos estimados para efectuar la venta.

La evaluación del valor recuperable se realiza al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando los mismos se encuentran sobrevaluados.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

3.2.7 Instrumentos Financieros

3.2.7.1 Reconocimiento y medición de activos financieros

Las compras y ventas habituales de activos financieros se reconocen en la fecha de transacción, es decir, la fecha en la que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja en el estado financiero cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de los activos financieros han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad. Los activos financieros que no se valúan a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se cargan a resultados.

Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de activos valuados a valor razonable y que no son parte de una relación de cobertura, se presentan en la cuenta de resultados dentro de “Ingresos o Costos financieros” en el ejercicio en que se originan.

Las ganancias o pérdidas procedentes de activos financieros medidos a costo amortizado y que no son parte de una relación de cobertura se reconocen en resultados cuando el activo financiero se da de baja o es desvalorizado a través del proceso de amortización utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.2.7.2 Clasificación

La Sociedad clasifica sus instrumentos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a costo amortizado, activos financieros a valor razonable con cambio a resultados, pasivos financieros a costo amortizado y pasivos financieros a valor razonable con cambios en los resultados. La clasificación depende del modelo de negocio de la Sociedad para gestionar sus instrumentos financieros, y las características contractuales de los flujos de efectivo de dichos instrumentos.

- Activos financieros

Los activos financieros de la Sociedad se valúan a costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

- i) se mantienen dentro del modelo de negocio con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, y
- ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente cobros de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

Se han incluido dentro de esta categoría certificados de depósito y tenencia de acciones en sociedades integrantes del grupo económico.

En caso de no cumplirse las condiciones precedentes, los activos financieros se miden a valor razonable. Se han incluido dentro de esta categoría los fondos comunes de inversión, títulos públicos, acciones con cotización y participación en Petronado S.A.

- Pasivos financieros

La Sociedad ha determinado que todos los pasivos financieros se miden a costo amortizado usando el método de interés efectivo y las modificaciones en la valuación se reconocen en el estado de resultados integrales.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.2.7.3 Desvalorización de activos financieros

La Sociedad determina a cada fecha de cierre de los estados financieros si existe evidencia objetiva de disminución de valor de un activo financiero o un grupo de activos financieros.

La pérdida por desvalorización de activos financieros se reconoce cuando existe evidencia objetiva de desvalorización como resultado de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo financiero y dicho evento tiene un impacto en los flujos de efectivo para dicho activo financiero o grupo de activos financieros que puede ser estimado confiablemente.

Las pruebas de deterioro pueden incluir indicios de que los deudores o un grupo de deudores están experimentando importantes dificultades financieras, incumplimientos o mora en los pagos de capital o intereses, la probabilidad de que sean declarados en quiebra o estén sujetos a otra clase de reorganización financiera, y cuando datos observables indican que existe una disminución mensurable de los flujos de efectivo futuros estimados, tales como cambios en la mora o en las condiciones económicas que se correlacionen con incumplimientos.

El monto de la pérdida se mide como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo futuras pérdidas crediticias que no se han incurrido) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor contable del activo se reduce y el monto de la pérdida se reconoce en el estado de resultados consolidado. Como recomendación práctica, la Sociedad puede medir el deterioro del valor en base al valor razonable de un instrumento utilizando un precio de mercado observable. Si, en un período posterior, el monto de la pérdida por deterioro disminuye y la disminución puede relacionarse objetivamente con un hecho que ocurra después de haber reconocido el deterioro del valor (como por ej., una mejora de la calificación crediticia del deudor), la reversión de la pérdida por deterioro reconocida anteriormente se reconoce en el estado de resultados integrales.

3.2.8 Cuentas comerciales por cobrar y deudas comerciales

Las cuentas comerciales por cobrar se reconocen inicialmente a su valor razonable y se valúan posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método del interés efectivo, neto de la previsión por desvalorización, en caso de corresponder.

Se constituye una previsión por desvalorización de cuentas comerciales por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no podrá cobrar todos los montos adeudados de acuerdo con los vencimientos originales de los créditos.

Las deudas comerciales son reconocidas inicialmente a su valor razonable y subsiguientemente valuados a costo amortizado utilizando el método del interés efectivo.

3.2.9 Otros créditos y otras deudas

Los restantes créditos y deudas han sido valuados inicialmente a su valor razonable y con posterioridad a su costo amortizado utilizando el método del interés efectivo.

En el caso de los créditos por estímulo a la producción de hidrocarburos otorgados a favor de CGC, dentro del marco de los programas de Gas y Petróleo creados por el Gobierno Nacional, los mismos son reconocidos como créditos dentro del rubro “Otros Créditos” desde el momento que nace el derecho para CGC a su percepción por cumplimiento de los requisitos establecidos en tales programas, teniendo como contrapartida una ganancia en el rubro “Ingresos netos-Subvenciones del gobierno”.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

3.2.10 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluye caja, depósitos a la vista en bancos y otras inversiones a corto plazo altamente líquidas con vencimiento original a tres meses o menos.

A los fines del flujo de efectivo se consideran los descubiertos bancarios.

Los descubiertos bancarios se exponen dentro del rubro “Deudas financieras” en el pasivo corriente en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

3.2.11 Cuentas del patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se efectúa de acuerdo con las decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

- Capital Social

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes efectuados por los accionistas. Está representado por acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$ 1 por acción.

- Aportes irrevocables

Comprende los Aportes irrevocables para futuras suscripciones efectuadas por los Accionistas, los cuales se han mantenido por su valor de origen y fueron aceptados por el Directorio de la Sociedad (Nota 15).

- Reserva Legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley General de Sociedades N°19.550, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio más / menos los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

- Reserva facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una Reserva especial cuyo principal objetivo es mantener las actividades productivas de la Sociedad, las cuales están focalizadas en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas.

- Otros resultados integrales

En la cuenta “Otros resultados integrales” se incluyen las diferencias de cambio generadas por el efecto de la conversión a moneda argentina de las participaciones en sociedades vinculadas en el exterior.

- Resultados no asignados

Comprende a las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuidas mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales, como la mencionada en el apartado “Reserva legal”.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Comprende el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por efecto de aplicación de las NIIF.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

1. Ganancias reservadas
 - a. Reservas facultativas
 - b. Reserva legal
2. Primas de emisión
3. Capital social

- Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en el cual los dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas.

- Participación no controlante

La participación no controlante representa la participación de terceros ajenos a los propietarios de la Sociedad sobre el patrimonio.

3.2.12 Deudas financieras

Los préstamos han sido valuados inicialmente al valor razonable neto de los costos incurridos de la transacción. En períodos posteriores, los préstamos se valúan al costo amortizado. Las diferencias entre los fondos obtenidos (neto de los costos de transacción) y el valor de rescate se registran en el Estado de Resultados Integrales Consolidado durante la vigencia de los préstamos por el método de interés efectivo.

Los préstamos se clasifican como pasivo corriente salvo que la Sociedad tenga derecho de diferir el pago del pasivo durante al menos 12 meses posteriores a la fecha de los estados financieros.

3.2.13 Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta

3.2.13.1 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuestos del ejercicio comprende los impuestos corrientes y diferidos. Los impuestos se reconocen en el resultado, excepto en la medida en que éstos se refieran a partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio neto. En este caso, el impuesto a las ganancias también se reconoce en otros resultados integrales o directamente en patrimonio, respectivamente.

El impuesto a las ganancias corriente se calcula en base a las leyes aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de los estados financieros en los países en los que operan la Sociedad y sus subsidiarias y que generan ganancia imponible. La Dirección evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos respecto de las situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función de las cantidades que se espera pagar a las autoridades fiscales. El impuesto diferido se reconoce, de acuerdo con el método de pasivo, por las diferencias temporarias que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, el impuesto diferido no se contabiliza si surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción, distinta de una combinación de negocios, que, en el momento de la transacción, no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de beneficios fiscales futuros contra las que se puedan compensar las diferencias temporarias. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan si, y sólo si, existe un derecho legalmente reconocido de compensar los importes reconocidos y cuando los activos y pasivos por impuestos diferidos se derivan del impuesto sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o diferentes entidades fiscales, que pretenden liquidar los activos y pasivos fiscales corrientes por su importe neto.

3.2.13.2 Impuesto a la ganancia mínima presunta

En Argentina el impuesto a la ganancia mínima presunta fue establecido por la ley N° 25.063 en el año 1998 por el término de diez años, su vigencia fue prorrogada sucesivamente hasta el 30 de diciembre de 2019. Con fecha 22 de julio de 2016 por ley N° 27.260 se deroga este impuesto a partir de los ejercicios que se inicien el 1° de enero de 2019. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias, dado que mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto a la ganancia mínima presunta constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de ciertos activos productivos a la tasa del uno por ciento, de modo que la obligación fiscal de la Sociedad coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias determinado, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, los importes determinados en concepto de obligación fiscal fueron quebranto fiscal y por esto se ha efectuado una provisión de impuesto a la ganancia mínima presunta.

3.2.13.3 Reforma Tributaria en Argentina

El 29 de diciembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la Ley 27430 – Impuesto a las Ganancias. Esta ley ha introducido varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias cuyos componentes clave son los siguientes: (a) Alícuota de Impuesto a las ganancias: Las alícuotas del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se reducirán gradualmente desde el 35% al 30% para los períodos fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y al 25% para los períodos fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive; (b) Impuesto a los dividendos: Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante, estarán sujetos a retención del 13%; (c) Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación); (d) Revalúo impositivo opcional: La normativa establece que, a opción de las Sociedades, se podrá realizar el revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encuentran afectados a la generación de ganancias gravadas. El impuesto especial sobre el importe del revalúo depende del bien, siendo de un 8% para los bienes inmuebles que no posean el carácter de bienes de cambio, del 15% para los bienes inmuebles que posean el carácter de bienes de cambio, y del 10 % para bienes muebles y el resto de los bienes. Una vez que se ejerce la opción por determinado bien, todos los demás bienes de la misma categoría deben ser revaluados. Este impuesto no es deducible del impuesto a las ganancias, y el resultado impositivo que origina el revalúo no está sujeto al mismo. A la fecha de los presentes estados financieros la Sociedad está evaluando el ejercicio dicha opción; (e) Actualizaciones de deducciones: Las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, se actualizarán sobre la base de las variaciones porcentuales del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) que suministre el Instituto

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Nacional de Estadística y Censos, situación que incrementará la amortización deducible y su costo computable en caso de venta.

El efecto de aplicar a los activos y pasivos por impuesto diferido los cambios en las alícuotas del impuesto a las ganancias de acuerdo con la reforma tributaria detallada en forma previa en función al año esperado de realización de los mismos asciende a una pérdida de \$ 132.492 (Ver nota 27) .

3.2.14 Provisiones y previsiones

3.2.14.1 Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, y es probable que tenga que desprenderse de recursos que comporten beneficios económicos para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la misma.

El importe registrado como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del ejercicio sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe en libros representa el valor actual de dicho flujo de efectivo.

Las provisiones reconocidas por la Sociedad son:

- Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental: para el cálculo la Sociedad consideró el plan de abandono de pozos hasta el final de la concesión y los valuó al costo estimado de abandono, descontado a la tasa que refleja los riesgos específicos del pasivo y el valor tiempo del dinero (Nota 3.2.5 II). Las obligaciones relacionadas con el abandono del área una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.
- Provisión por desbalanceo de gas: corresponde al volumen de gas adeudado por la producción de gas asignada a la Sociedad en exceso respecto de la producción resultante de su participación contractual en el área Aguaragüe. Para el cálculo la Sociedad consideró la curva de devolución acordada entre las partes hasta el final de la concesión y la valuó en función al costo estimado de producción o el valor de libros el menor (Nota 19).

3.2.14.2 Previsiones

La Sociedad está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en el apartado anterior, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales.

Las contingencias incluyen a los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades, así como también reclamos de terceros originados en cuestiones de interpretación legislativa.

La Sociedad evalúa la existencia de gastos adicionales directamente asociados con la resolución definitiva de cada contingencia, los cuales se incluyen en su valuación en el caso de que su monto pueda ser razonablemente estimado. Si la potencial pérdida no es probable, pero sí razonablemente posible, o es probable pero su monto no puede ser estimado, la naturaleza del pasivo contingente y una estimación de la posibilidad de ocurrencia se revela en nota a los estados financieros. Las contingencias consideradas remotas

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

no son reveladas, a menos que involucren garantías, en cuyo caso se incluye en nota a los estados financieros la naturaleza de las garantías (Nota 18).

3.2.15 Saldos con partes relacionadas

Los créditos y deudas con la sociedad controlante y con otras partes relacionadas generados por diversas transacciones han sido valuados de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas (Nota 26).

3.2.16 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de crudo, gas natural, propano, butano y gasolina se reconocen con la transferencia del dominio de acuerdo con los términos de los contratos relacionados, lo cual se sustancia cuando el cliente toma propiedad del producto, asumiendo sus riesgos y beneficios, los precios han sido determinados y la cobrabilidad ha sido razonablemente asegurada.

Los ingresos por ventas correspondientes a las actividades de producción de petróleo y gas natural, en los que la Sociedad tiene participación compartida con otros productores, se reconocen sobre la base de la participación contractual que la Sociedad detenta en cada UTE con prescindencia de la asignación real. En caso de que se produzcan desbalances entre la asignación real y la asignación por contrato, esto dará lugar al reconocimiento de una deuda o de un crédito, según la producción asignada a la Sociedad sea en exceso o en defecto respecto de la producción resultante de su participación contractual en la UTE. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 la Sociedad mantiene registrado pasivos en concepto de desbalances de gas por un importe de \$ 15.375 y \$ 16.716 respectivamente, que corresponden a 151,75 y 164,98 Mm3, respectivamente (Nota 19).

Los beneficios correspondientes a los programas de estímulo a la producción de crudo y gas se reconocen contablemente en el momento en que se hayan cumplido las condiciones para acceder al beneficio y que la percepción del mismo se encuentre razonablemente asegurada.

Los otros ingresos se reconocen sobre la base de lo devengado.

3.2.17 Información por segmentos

El Directorio ha determinado los segmentos operativos basándose en los informes que revisa y que utiliza para la toma de decisiones estratégicas. La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos. El Directorio de la Sociedad junto con las principales gerencias son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

El detalle de dicha información se expone en la Nota 6.

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

4.1 Factores de riesgos financieros

4.1.1 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. La Sociedad está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de precio y de tipo de interés.

Para cada uno de los riesgos de mercado descriptos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

resultado y el patrimonio de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por la Sociedad al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

Los resultados y el patrimonio de la Sociedad están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense. La exposición de la Sociedad a otras monedas diferentes al dólar estadounidense no es significativa. Las depreciaciones significativas del valor del peso argentino, moneda de curso legal y moneda funcional de la Sociedad, respecto al dólar estadounidense, moneda a la que se encuentra expuesta la Sociedad, lo pueden afectar negativamente.

La Sociedad también se halla expuesta a la fluctuación en los tipos de cambio correspondientes al convertir los estados financieros de sociedades del Grupo que poseen una moneda funcional diferente al peso argentino

Los importes en libros de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera al final de cada ejercicio sobre el que se informa, son los siguientes:

	2017.....			2016.....		
	Clase y monto de la Moneda extranjera (en miles)	Cambio aplicable \$	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	Monto en moneda extranjera	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	
ACTIVO CORRIENTE						
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>						
	US\$	5.482	18,549	101.684	78.428	1.238.377
	Quetzales	36	2,525	90	19	40
	Bolívares	3.066	0,006	17	512	12
	\$ chilenos	19.696	0,030	594	13.852	308
<u>Otras inversiones</u>						
Colocaciones de fondos	US\$	10.920	18,549	202.552	54.840	865.930
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>						
Comunes	US\$	20.834	18,549	386.441	20.612	325.456
<u>Otros créditos</u>						
Sociedades relacionadas	US\$			621		9.805
Comunes	US\$	1.943	18,549	36.040	3.953	62.411
	\$ chilenos	43.902	0,030	1.324	50.687	1.127
	Quetzales	49	2,525	125	50	106
	Bolívares	14.066	0,006	78	5.462	128
Total del Activo Corriente			728.945			2.503.700
ACTIVO NO CORRIENTE						
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>	US\$	1.688	18,549	31.311		
<u>Inversiones en sociedades</u>	US\$			531		8.392
<u>Otras inversiones</u>	US\$			100		1.586
<u>Otros créditos</u>						
Sociedades relacionadas	US\$			3.623		57.207
Total del Activo No Corriente			31.311			67.185
TOTAL DEL ACTIVO			760.256			2.570.885

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

PASIVO CORRIENTE

<u>Deudas comerciales</u>	US\$	14	18,549	268	7	106
	US\$	36.837	18,649	686.967	14.219	225.947
	Bolívares	22.361	0,006	124	5.548	130
	\$ chilenos	2.255	0,030	68	2.609	58
<u>Deudas financieras</u>	US\$	61.716	18,649	1.150.946	75.593	1.201.167
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>	Bolívares	28.493	0,006	158	12.546	294
<u>Deudas fiscales</u>	Quetzales	2	2,525	5	2	5
	Bolívares	541	0,006	3	683	16
<u>Otros deudas</u>	US\$				3.902	62.000
Total del Pasivo Corriente			1.838.539			1.489.723

PASIVO NO CORRIENTE

<u>Deudas comerciales</u>	US\$	3.000	18,649	55.947	5.000	79.450
<u>Deudas financieras</u>	US\$	311.612	18,649	5.811.248	304.748	4.842.441
Total del Pasivo No Corriente				5.867.195		4.921.891
TOTAL DEL PASIVO				7.705.734		6.411.614
TOTAL				(6.945.478)		(3.840.729)

La Sociedad tiene aproximadamente el 94% de sus pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses.

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 20% en los tipos de cambio correspondientes en los resultados y en el patrimonio neto de la Sociedad, teniendo en cuenta la exposición de sus activos y pasivos financieros en moneda diferente al peso al cierre del ejercicio:

	31.12.2017	31.12.2016
Posición neta (Pasivo) en dólares estadounidenses	(372.431.652)	(241.707.308)
Tipo de cambio al cierre del ejercicio	18,649	15,890
Efecto de la sensibilidad expresado en pesos	(1.389.095.575)	(768.145.825)
Sensibilidad aplicada	20%	20%

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 31 de diciembre de 2017 y 2016, como consecuencia de la apreciación del tipo de cambio sobre los activos y pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses hubiera supuesto una disminución en el resultado integral y en el patrimonio de (\$ 1.389.095.575) y (\$ 768.145.825), respectivamente.

b) Riesgo de precios de commodities

Los precios internacionales del petróleo crudo y del gas han dependido históricamente de una diversidad de factores, entre ellos, la oferta y la demanda internacional, los acontecimientos políticos y económicos en las regiones productoras de petróleo y gas, las condiciones climáticas, la competencia por parte de otras fuentes de energía, las reglamentaciones gubernamentales y conflictos globales o actos de terrorismo. La Sociedad no tiene ni tendrá control sobre los factores que afectan los precios internacionales del petróleo y el gas. Los precios internacionales han fluctuado y es probable que continúen fluctuando significativamente. El gobierno adoptó una política de convergencia entre el precio local y el internacional de referencia que finalizó el 31 de diciembre de 2017.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la Sociedad no tenía contratos de futuros ni derivados financieros de precios de commodities. Con fecha 8 de febrero de 2018, se concertó un instrumento de cobertura del tipo “put”, que cubre la baja en la cotización de los mercados internacionales del “Oil Brent”, por debajo de los US\$ 65/bbl por el período desde el 1 de febrero de 2018 al 31 de octubre de 2018, por una cantidad de 534.633 bbl abonando una prima de US\$ 1,7 MM.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

c) Riesgo de tipo de interés

La Sociedad puede estar expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés en diferente medida, de acuerdo a los distintos tipos de vencimiento y monedas en las cuales se haya tomado un préstamo o invertido el dinero en efectivo en activos financieros.

Los pasivos financieros incluyen obligaciones negociables, préstamos financieros locales y líneas de crédito bancarias locales. Dichos préstamos se utilizan principalmente para capital de trabajo e inversiones. En cuanto a los activos financieros de corto plazo se incluyen básicamente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión.

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés.

Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar el ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable, asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 aproximadamente el 100% y 99%, respectivamente del total de la deuda financiera estaba sujeta a tasas de interés fijas y el resto estaba sujeta a tasas de interés variable.

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos de la Sociedad por tasa de interés y por moneda en la que están denominados:

	31.12.2017	31.12.2016
Tasa fija:		
Dólar estadounidense	6.959.167	6.037.637
Subtotal préstamos a tasa fija	6.959.167	6.037.637
Tasa variable:		
Peso argentino	1.353	72.780
Subtotal préstamos a tasa variable	1.353	72.780
Total deudas financieras	6.960.520	6.110.417

La información referida a la financiación de la Sociedad y a las tasas de interés relacionadas se indica en Nota 21.

Al 31 de diciembre de 2017 la deuda de la Sociedad sujeta a tasa de interés variable ascendía a \$ 1.353, teniendo en cuenta su escasa materialidad, la Sociedad no está expuesta a un riesgo significativo de flujo de fondos como consecuencia de cambios en las tasas de interés.

4.1.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en la posibilidad que la Sociedad sufra pérdidas originadas por el incumplimiento de obligaciones contractuales por parte de terceros.

El riesgo de crédito al que está expuesta la Sociedad proviene principalmente de las ventas a plazo que realiza a sus clientes, de los adelantos a sus proveedores u otros terceros y de las disponibilidades y depósitos e inversiones en instituciones financieras.

El riesgo de crédito en la Sociedad se mide y controla por cliente o tercero individual.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de los créditos
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 aproximadamente el 53% de los ingresos por ventas de hidrocarburos de la Sociedad fueron generadas por el petróleo crudo y el 47% restante por el gas natural y líquidos.

Al 31 de diciembre de 2017 las cuentas comerciales por cobrar de la Sociedad totalizan \$ 849.747, de los cuales el 93% son a corto plazo y el 7% restante se clasifica como no corriente y corresponden: a) \$ 29.887 de valor nominal a un crédito con Camuzzi Gas del Sur S.A., registrado a un valor actual de \$ 24.687; y b) al crédito preconcursal con el cliente Oil Combustibles S.A., expuesto a su valor actual de \$ 80.126. En ambos casos, para la determinación de los valores actuales, la Compañía utiliza una tasa representativa del valor tiempo del dinero y el plazo estimado de cobro.

Con fecha 8 de abril de 2016 el Juzgado Letrado de Primera Instancia de Ejecución N° 1 de Comodoro Rivadavia, Secretaría N° 2, de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut, declaró la apertura del concurso preventivo de Oil Combustibles S.A., fijando hasta el 25 de julio de 2016 la fecha límite para que los acreedores por causa o título anterior al 30 de marzo de 2016 formulen al síndico verificador, el pedido de verificación de sus créditos en los términos del artículo 32 de la ley 24.522.

Con fecha 21 de julio de 2016 la Sociedad presentó el pedido de verificación ante la sindicatura, por sus créditos comerciales en dólares y pesos por causa anterior al 30 de marzo de 2016, por un valor nominal de US\$ 3.954.985 y \$ 14.334 respectivamente, el cual fue reconocido por la Justicia en la resolución de verificación de los créditos insinuados de fecha 6 de octubre de 2017.

La Sociedad constituye una previsión para deudores incobrables que representa la mejor estimación de las posibles pérdidas en relación con las cuentas comerciales por cobrar y otros créditos.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es acotado dado que las contrapartes son entidades bancarias con calificaciones crediticias consideradas adecuadas.

4.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado fundamentalmente a: (i) la capacidad de la Sociedad para financiar sus inversiones y planes de negocio con fuentes de financiamiento estables, (ii) su nivel de endeudamiento y (iii) el perfil de vencimientos de la deuda financiera.

El Directorio y la Gerencia supervisa las proyecciones de los negocios actuales y futuros con el objetivo de: (i) estructurar sus pasivos financieros de forma tal que en el corto y mediano plazo el vencimiento de los mismos no interfiera en el flujo corriente de los negocios, dadas las condiciones de cada momento, en los mercados de crédito a los que tiene acceso y (ii) mantener sus posiciones activas en instrumentos con adecuada liquidez.

La gerencia de administración y finanzas de la Sociedad invierte los excedentes de efectivo en cuentas que generan intereses, tales como depósitos a plazo, fondos comunes de inversión y valores negociables, escogiendo instrumentos con vencimientos apropiados y de adecuada calidad crediticia y liquidez para dar margen suficiente como se determinó en las proyecciones anteriormente indicadas.

La Sociedad mantiene diversificadas sus fuentes de financiamiento entre bancos y mercado de capitales, estando expuesta al riesgo de refinanciación al momento de los vencimientos de los mismos

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo a los vencimientos contractuales. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar:

	Menos de un año	Entre 1 y 2 Años	Entre 2 y 5Años
Al 31 de diciembre de 2017			
Descubiertos bancarios	1.353	-	-
Préstamos bancarios	1.080.352	268.114	-
Obligaciones negociables	67.567	-	5.543.134
Total	1.149.272	268.114	5.543.134

4.2 Administración del riesgo de capital

El objetivo principal de la gestión del capital de la Sociedad es mantener la calidad crediticia y ratios de capital que permitan sustentar su negocio y maximizar el valor para sus accionistas.

Asimismo, CGC busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con todos sus compromisos.

La Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo y activos financieros corrientes a valor razonable con cambios en resultados. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2017 y 2016 fueron los siguientes:

	31.12.2017	31.12.2016
Total préstamos	6.960.520	6.110.417
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(233.315)	(1.874.749)
Deuda neta	6.727.205	4.235.668
Capital total	7.493.824	5.374.732
Ratio de apalancamiento	89,77%	78,81%

4.3 Estimación del valor razonable

La Sociedad clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del estado de situación financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas de la Sociedad. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

La siguiente tabla presenta los activos financieros del Grupo valuados a valor razonable al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

<u>Al 31.12.2017</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Otras inversiones corrientes:</u>				
Títulos Públicos	190.092	-	-	190.092
Total activos corrientes	190.092	-	-	190.092
<u>Inversiones en sociedades:</u>				
Petronado S.A. (Venezuela) (Nota 9)	-	-	11.064	11.064
Total activos no corrientes	-	-	11.064	11.064

<u>Al 31.12.2016</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Otras inversiones corrientes:</u>				
Fondos comunes de inversión	40.079	-	-	40.079
Acciones con cotización (Nota 26 a))	313.244	-	-	313.244
Total activos corrientes	353.323	-	-	353.323
<u>Inversiones en sociedades:</u>				
Petronado S.A. (Venezuela) (Nota 9)	-	-	10.117	10.117
Total activos no corrientes	-	-	10.117	10.117

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y CRITERIOS CONTABLES CRITICOS

En la preparación de los estados financieros es necesario utilizar estimaciones para ciertos activos, pasivos y otras transacciones. Aunque la Sociedad utiliza premisas y juicios que se revisan periódicamente, los resultados reales pueden diferir en relación a las estimaciones realizadas.

Las estimaciones y juicios se evalúan continuamente y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluidas las expectativas de hechos futuros que se consideran razonables en las circunstancias.

A continuación se detallan las estimaciones y premisas más significativas:

a) Reservas de hidrocarburos

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m3 equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la Sociedad opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales se posee derechos para su explotación.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y con respecto a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de reservas son ajustadas en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen o, al menos, una vez al año. Dichas estimaciones de reservas han sido preparadas al 31 de diciembre de 2017 por personal técnico de la Sociedad y las áreas de la Cuenca Austral en Argentina han sido auditadas por DeGolyer and MacNaughton (Nota 33).

b) Provisión para abandono y taponamiento de pozos

Las obligaciones relacionadas con el abandono y taponamiento de pozos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono. Cabe destacar que la tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

c) Deterioro del valor de los activos

A los efectos de evaluar la recuperabilidad de los activos no financieros, estos activos se agrupan en los menores niveles para los cuales existen flujos de fondos identificables individualmente.

La Sociedad evalúa periódicamente la recuperabilidad de la Propiedad, planta y equipo, que incluyen los activos de exploración y evaluación, en función de lo mencionado en Nota 3.2.5.IV), cuando existen eventos o circunstancias que indiquen un potencial indicio de desvalorización. La estimación de los flujos de fondos futuros, implica realizar estimaciones acerca de dos elementos claves: reservas y precios futuros. La estimación de precios futuros requiere la utilización de juicios significativos acerca de eventos futuros inciertos. En el apartado a) de esta nota, se discutió acerca de reservas.

El valor en libros de los elementos de Propiedad, planta y equipo es considerado desvalorizado por la Sociedad, cuando el valor de uso, calculado mediante la estimación de los flujos de efectivo esperados de dichos activos, descontados e identificables por separado, o su valor neto de realización, son inferiores a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

A los fines de su evaluación cada compañía asociada se ha considerado como una UGE.

Al evaluar si existe algún indicio de que una UGE podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas, considerando hechos y circunstancias específicas, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores económicos y de mercado, tales como precio de la tarifa, inflación, tipo de cambio, costos, demás egresos de fondos y el marco regulatorio de la industria en la que opera la Sociedad.

La Sociedad registra los cargos por desvalorización cuando estima que hay evidencia objetiva de su existencia o cuando estima que el costo de estos activos no será recuperado a través los flujos futuros de fondos.

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

La determinación de los valores de uso requiere la utilización de estimaciones y se basa en las proyecciones de flujos de efectivo confeccionados a partir de presupuestos económicos y financieros aprobados por la Dirección.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Dirección. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

d) Costos de exploración y evaluación

La Sociedad contabiliza sus costos de evaluación y exploración tal como se detalla en la Nota 3.2.5.I). La gerencia de la Sociedad debe realizar análisis y estimaciones respecto de si dichos activos deben continuar siendo tratados como tales, cuando aún no se ha concluido con las evaluaciones o cuando existe información insuficiente para concluir respecto del esfuerzo exploratorio realizado. A los efectos de realizar dichos análisis, la gerencia consulta a los expertos técnicos calificados en la materia.

e) Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la Sociedad.

f) Contingencias

La Sociedad está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en la Nota 3.2.14.2, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales.

NOTA 6 - INFORMACION POR SEGMENTOS

Los segmentos de negocios fueron definidos en función a la forma regular por la que la gerencia analiza la información en la toma de decisiones.

Se ha determinado que la medida representativa de la toma de decisiones por parte de la gerencia es el “EBITDA ajustado”. El EBITDA ajustado es la ganancia ordinaria de la sociedad antes de intereses, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones de todos los bienes tangibles e intangibles de la Sociedad, y antes de cualquier otro resultado que no implique movimiento de fondos en efectivo, más dividendos cobrados en efectivo por la Compañía. Comprende ingresos por ventas y operativos, más dividendos cobrados en efectivo por la Compañía, menos (i) gastos operativos (sin incluir amortizaciones), de exploración (sin incluir pozos exploratorios secos y bajas de costos exploratorios activados), producción y transporte y (ii) gastos comerciales y administrativos y otros impuestos, incluyendo retenciones de exportación.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

La información de gestión que se utiliza en la toma de decisiones se elabora en forma mensual y contiene la siguiente apertura de segmentos de la Sociedad :

- 1) La exploración y producción de petróleo y gas ("Petróleo y gas"), integrado por las participaciones en áreas de petróleo y gas y por la participaciones en la empresa mixta Petronado S.A. en Venezuela.
- 2) El transporte de gas natural integrado por las participaciones directas e indirectas en las compañías asociadas TGN, TGM y Gas Andes.
- 3) Los resultados operativos correspondientes a la Estructura Central, los no identificables a algún segmento de negocios y las eliminaciones intersegmentos se exponen conjuntamente.

En la Estructura Central se incluyen gastos comunes a los distintos segmentos de negocio, entre otros, gastos de administración, impuesto a las transacciones bancarias, intereses de pasivos financieros e impuesto a las ganancias, que son incurridos por la Sociedad en el desarrollo normal de sus operaciones y que por economía del control se administran desde la Estructura Central y no se reapropian entre los segmentos operativos.

Se detalla a continuación información seleccionada para cada uno de los segmentos de negocios identificados por la Dirección de la Sociedad:

	2017		
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura central
			TOTAL
Ingresos netos	4.897.577	-	-
Costo de ventas	(3.288.854)	-	-
Resultado bruto	1.608.723	-	-
Gastos de comercialización	(104.422)	-	-
Gastos de estructura central	-	-	(269.671)
Otros ingresos y egresos operativos	(1.673)	40.939	-
EBITDA ajustado	1.502.628	40.939	(269.671)
Otros ingresos y egresos operativos	12.916	-	(31.664)
Depreciaciones y Amortizaciones	(988.583)	-	(15.966)
Provisión para deterioro de activos no financieros	(8.314)	-	-
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(36.164)	-	(8.596)
Resultado inversiones permanentes	-	377.332	-
Sub total	482.483	418.271	(325.897)
Ingresos financieros	-	-	32.168
Costos financieros	-	-	(520.637)
Otros resultados financieros	-	-	(689.187)
Resultado antes de impuestos	482.483	418.271	(1.503.553)
Impuesto a las ganancias	(174.927)	(10.235)	375.889
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Pérdida)	307.556	408.036	(1.127.664)
EBITDA ajustado			1.273.896
Dividendos cobrados en el ejercicio			64.228
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados			1.338.124

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	2016		
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura Central
TOTAL			
Ingresos netos	3.475.124	-	-
Costo de ventas	(1.839.873)	-	-
Resultado bruto	1.635.251	-	-
Gastos de comercialización	(70.700)	-	-
Gastos de estructura central	-	-	(200.059)
Gastos de exploración	-	-	-
Otros ingresos y egresos operativos	(25.730)	12.417	-
EBITDA ajustado	1.538.821	12.417	(200.059)
Otros ingresos y egresos operativos	-	-	(58.095)
Depreciaciones y Amortizaciones	(776.221)	-	(7.205)
Previsión para deterioro de activos no financieros	(28.997)	-	-
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(15.513)	-	(28.903)
Resultado inversiones permanentes	-	21.333	-
Sub total	718.090	33.750	(294.262)
Ingresos financieros	-	-	297.569
Costos financieros	-	-	(1.109.188)
Resultado antes de impuestos	718.090	33.750	(1.105.881)
Impuesto a las ganancias	(260.959)	(4.346)	387.127
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Pérdida)	457.131	29.404	(718.754)
EBITDA ajustado			1.351.179
Dividendos cobrados en el ejercicio			-
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados			1.351.179

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Instrumentos financieros por categoría

<u>ACTIVOS</u>	<u>31.12.2017</u>	<u>31.12.2016</u>
Activos financieros a costo amortizado:		
Otros créditos	1.701.561	1.100.920
Cuentas comerciales por cobrar	849.747	544.668
Otras inversiones	12.460	582.873
Efectivo y equivalentes del efectivo	222.719	1.261.775
Total	2.786.487	3.490.236
Activos financieros a valor razonable:		
Otras inversiones	190.092	353.323
Inversiones en Sociedades	11.064	10.117
Total	201.156	363.440
<u>PASIVOS</u>		
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deudas comerciales	1.274.552	672.816
Deudas financieras	6.960.520	6.110.417
Otras deudas, cargas sociales y fiscales	218.651	221.026
Total	8.453.723	7.004.259

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 8 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

La composición del rubro es la siguiente:

Cuenta principal	Valores de origen				Depreciaciones					Neto	Neto
	Valor al comienzo del ejercicio	Altas	Transfe- rencias	Bajas (2)	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al comienzo del ejercicio	Bajas	Del ejercicio	Acumuladas al cierre del ejercicio	Resultante al 31.12.2017	Resultante al 31.12.2016
ACTIVOS DE DESARROLLO Y PRODUCCION											
Pozos e instalaciones de producción	4.232.820	201.904	2.458.408	(69.891)	6.823.241	1.853.200	(43.196)	871.063	2.681.067	4.142.174	2.379.620
Otros bienes asociados a la producción	23.293	-	-	(44)	23.249	11.864	(39)	2.910	14.735	8.514	11.429
Propiedad minera	1.054.571	3.950	-	(17.831)	1.040.690	319.975	(8.330)	114.501	426.146	614.544	734.596
Materiales y repuestos	7.832	210	-	(2.972)	5.070	-	-	-	-	5.070	7.832
Obras en curso (1)	555.201	2.531.573	(2.496.765)	-	590.009	-	-	-	-	590.009	555.201
Subtotal	5.873.717	2.737.637	(38.357)	(90.738)	8.482.259	2.185.039	(51.565)	988.474	3.121.948	5.360.311	3.688.678
ACTIVOS DE EXPLORACION Y EVALUACION											
	237.227	134.108	-	(10.017)	361.318	-	-	-	-	361.318	237.227
ACTIVOS ADMINISTRACION CENTRAL											
	35.891	21.300	38.357	(104)	95.444	21.103	(104)	16.075	37.074	58.370	14.788
TOTALES 31.12.2017	6.146.835	2.893.045	-	(100.859)	8.939.021	2.206.142	(51.669)	1.004.549	3.159.022	5.779.999	
TOTALES 31.12.2016	4.676.814	1.475.917	-	(5.896)	6.146.835	1.424.621	(1.905)	783.426	2.206.142		3.940.693
										(87.472)	(127.552)
										5.692.527	3.813.141

- (1) El costo de las obras en curso cuya construcción se prolonga en el tiempo incluye, de corresponder, los costos financieros devengados por la financiación con capital de terceros. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 se han registrado 307.218 por activaciones de costos financieros, mientras que en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han registrado 113.873 por activación de costos financieros.
- (2) Incluyen en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 la baja de bienes por la cesión de la participación en el área CNQ6-El Sauce, por 48.394 que se encontraban incluidos en la previsión para deterioro de activos no financieros (Nota 28 a) (3)).

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

La evolución de la previsión para deterioro de activos no financieros es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo al inicio del ejercicio	127.552	98.555
Aumentos (1)	8.314	28.997
Disminuciones (2)	(48.394)	-
Saldo al cierre del ejercicio	87.472	127.552

(1) Imputado a otros ingresos y egresos operativos

(2) Corresponde a la baja por la cesión de la participación en el área CNQ6-El Sauce (Nota 28 a) (3))

NOTA 9 - INVERSIONES EN SOCIEDADES

a) A continuación se detallan las inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Sociedad	31.12.2017	31.12.2016
Inversiones en Asociadas		
Gasinvest S.A.	272.502	79.504
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	148.757	139.858
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	112.950	132.181
Transportadora de Gas del Norte S.A.	423	26
Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (2)	137.833	-
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	13.273	10.557
Subtotal	685.738	362.126
Otras inversiones		
Petronado S.A. (Venezuela) (3)	11.064	10.117
Otras inversiones	10.000	10.000
Subtotal	21.064	20.117
Llave de negocio (1)	8.576	8.576
Total de inversiones	715.378	390.819

(1) Originada en la adquisición de participación de Gasoducto GasAndes S.A. (Chile) en fecha 7 de octubre de 2014.

(2) Ver nota 30 (2)

(3) Ver nota 30 (5)

b) A continuación se detalla la evolución de las inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	31.12.2017	31.12.2016
Al inicio del ejercicio	390.819	268.773
Diferencias por conversión	37.444	21.908
Resultado de inversiones en compañías asociadas	377.332	21.333
Adquisiciones de participación en asociadas (Nota 30 (4))		78.608
Dividendos cobrados	(64.228)	-
Reducción de capital en asociadas	(26.936)	-
Resultado por valuación a valor razonable de Petronado S.A.	947	197
Al cierre del ejercicio	715.378	390.819

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- c) A continuación se expone la información contable seleccionada de las inversiones en compañías asociadas (al % de participación de CGC):

SOCIEDAD	31.12.2017			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	215.650	197	192.247	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	166.714	17.957	24.621	90.208
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	297.601	184.651	21.499	93.407
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	20.854	7.580	736	28.951
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	235.989	98.156	137.833	74
Transportadora de Gas del Norte S.A.	5.139	4.716	396	1.823

SOCIEDAD	31.12.2016			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	21.976	2.105	(61.793)	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	170.498	30.639	32.800	81.681
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	327.548	195.367	41.596	84.244
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	17.411	6.854	1.339	24.383
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2.131	2.106	(121)	853

NOTA 10 - OTROS CREDITOS

La composición de los otros créditos es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes:</u>		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	122.493	162.234
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	96.346	94.888
Impuesto al valor agregado	24.293	22.776
Diversos	40	539
Previsión sobre otros créditos	(108.505)	(90.073)
Total	134.667	190.364
<u>Corrientes:</u>		
Créditos programa Petróleo Plus	-	26.177
Créditos programa de Estímulo a la Inyección de Gas	1.043.389	567.657
Créditos acuerdo de abastecimiento de Gas Propano	20.296	19.012
Créditos por reembolsos a la exportación desde puertos patagónicos	12.855	10.943
Partes relacionadas (Nota 26 a))	3.010	13.244
Impuesto al Valor Agregado	305.878	158.212
Impuesto a las Ganancias	116.507	40.002
Otros créditos fiscales	13.514	32.423
Anticipos a proveedores	4.275	1.651
Gastos a recuperar	28.861	34.889
Seguros pagados por adelantado	2.791	5.367
Diversos	15.518	979
Total	1.566.894	910.556

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Los movimientos de la provisión sobre otros créditos son los siguientes:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	90.073	74.007
Aumentos (1)	18.432	16.066
Saldo al cierre del ejercicio	108.505	90.073

(1) Imputado \$ (13.918) y \$ 1.025 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 32.350 y \$ 15.041 a resultados financieros en 2017 y 2016, respectivamente.

NOTA 11 - INVENTARIOS

La composición de los bienes de cambio es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
Petróleo y derivados	267.610	506.685
Materiales y repuestos	154.973	168.652
Total	422.583	675.337

NOTA 12 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR

La composición de las cuentas comerciales por cobrar es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes</u>		
Comunes (1)	104.813	63.839
Menos: Provisión para créditos incobrables	(43.848)	-
Total	60.965	63.839
 <u>Corrientes</u>		
Comunes	822.505	511.541
Menos: Provisión para créditos incobrables	(33.723)	(30.712)
Total	788.782	480.829

(1) Ver nota 4.1.2.

Los movimientos de la provisión para créditos incobrables son los siguientes:

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo al inicio del ejercicio	30.712	4.607
Aumentos (Nota 24 e))	46.859	26.105
Saldo al cierre del ejercicio	77.571	30.712

Las cuentas por cobrar provisionadas corresponden a ciertos clientes que están retrasados más de seis meses en sus pagos.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 existen saldos por cobrar comerciales que se encuentran vencidos pero no provisionados por \$ 38.108 y \$ 180.042 respectivamente. La anticuación de los mencionados saldos es la siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	31.12.2017	31.12.2016
De 0 a 3 meses (1)	16.222	175.580
De 3 a 6 meses	21.886	4.462
Total	38.108	180.042

- (1) Al 31 de diciembre de 2016 incluye créditos por entregas de gas a distribuidoras para consumo de usuarios residenciales por \$ 122.551, cuya facturación y cobranza fue afectada por los efectos de las medidas cautelares descriptas en la Nota 2, “Nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado para usuarios residenciales y comerciales”.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 822.505 y \$ 511.541 respectivamente, cumplen en su integridad con sus términos contractuales y su valor razonable no difiere significativamente del valor de libros.

La anticuación de los mencionados saldos es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	16.222	175.580
De 3 a 6 meses	21.886	4.462
De 6 a 9 meses	4.998	4.123
De 9 a 12 meses	1.036	7.645
Más de un año	27.689	18.943
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	750.674	300.788
Total	822.505	511.541

El importe en libros de las cuentas comerciales por cobrar está denominado en las siguientes monedas:

	31.12.2017	31.12.2016
Peso argentino	436.064	186.085
Dólar estadounidense	386.441	325.456
Total	822.505	511.541

NOTA 13 - OTRAS INVERSIONES

La composición de las otras inversiones es la siguiente:

<u>No Corrientes:</u>	31.12.2017	31.12.2016
Colocaciones de fondos - Partes relacionadas (Nota 26 a))	-	8.392
Obligaciones negociables	-	1.586
Total	-	9.978
<u>Corrientes:</u>		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	10.596	-
Obligaciones negociables	1.864	-
Plazos fijos	-	572.895
Títulos públicos (2)	190.092	313.244
Fondos comunes de inversión (1)	-	40.079
Total	202.552	926.218

- (1) Al 31 de diciembre de 2016, incluye 18.484 cuotas partes del fondo común de inversión “Toronto Trust Renta Fija”

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (2) Al 31 de diciembre de 2017 se componen de valor nominal 9.073.648, Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses 8% 2020 (Bonar 2020 US\$), recibidos de acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016. Los bonos se encontraban sujetos hasta el 31 de diciembre de 2017 a las restricciones indicadas en dicho decreto.

NOTA 14 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	31.12.2017	31.12.2016
Caja y fondos fijos	243	218
Bancos	222.476	1.261.557
Total	222.719	1.261.775

A efectos del estado de flujos de efectivo, el efectivo, equivalente de efectivo y los descubiertos bancarios incluyen:

	31.12.2017	31.12.2016
Efectivo y equivalente de efectivo	222.719	1.261.775
Fondos comunes de inversión	-	40.079
Colocaciones de fondos	10.596	-
Plazos fijos (menos de 3 meses)	-	572.895
Descubiertos bancarios	(1.353)	(1.564)
Total	231.962	1.873.185

NOTA 15 - CAPITAL SOCIAL Y APORTES IRREVOCABLES

Capital Social

La Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el 19 de diciembre de 2013 resolvió modificar el número de acciones Clase “A” y “B”, por la transferencia de acciones efectuada por Latin Exploration, S.L. a Sociedad Comercial del Plata S.A. (Nota 26) en consecuencia queda fijado el capital en la suma de \$ 70.000 representado por 70 millones de acciones ordinarias, nominativas no endosables de un (1) voto cada una, de las cuales 49 millones son acciones clase “A” y 21 millones son acciones clase “B”, a razón del 70% de titularidad de Latin Exploration S.L. y del 30% de titularidad de Sociedad Comercial del Plata S.A.

Al 31 de diciembre de 2014, el capital ascendía a \$ 70.000, encontrándose totalmente suscripto, integrado e inscripto en la Inspección General de Justicia.

Aprobación del Aumento de capital en la Asamblea de Accionistas Ordinaria y Extraordinaria del 17 de abril de 2015

Con fecha 17 de abril de 2015, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad, ha resuelto por unanimidad aumentar el capital social en \$ 329.137.856, emitiendo 329.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal \$1 y de un voto cada una. Las acciones fueron integradas mediante (i) el aporte en efectivo por \$ 97.986.331 efectuado por Latin Exploration S.L.U. el 2 de octubre de 2014; (ii) el aporte de \$ 161.806.067 integrado mediante 144.624.267 acciones de Unitec Energy S.A. (Nota 2.2.3) de titularidad de Latin Exploration S.L.U.; y (iii) \$ 69.345.458 integrado mediante 61.981.828 acciones de Unitec Energy S.A. de titularidad de Sociedad Comercial del Plata S.A.

Con fecha 17 de abril de 2015 Latin Exploration S.L.U. ha transferido a Sociedad Comercial del Plata S.A. 29.395.899 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal \$1 y de un voto cada una.

En virtud de los aportes de capital y la transferencia de acciones efectuada, al 17 de abril de 2015, el capital social de CGC asciende a \$ 399.137.856, compuesto por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

endosables de valor nominal \$1 y un voto por acción. Los accionistas Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A. mantienen un 70% y 30% del capital social y votos, respectivamente. Latin Exploration S.L.U. posee 279.396.499 acciones y Sociedad Comercial del Plata S.A. posee 119.741.357 acciones.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el capital asciende a \$ 399.138, encontrándose totalmente suscrito, integrado e inscripto.

NOTA 16 - RESERVAS

	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Otros (2)	Total Reservas
Saldos al 31 de diciembre de 2015	14.000	890.323	(132.789)	771.534
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 31 de marzo de 2016 (asignación de resultados):	3.491	66.325	-	69.816
Saldos al 31 de diciembre de 2016	17.491	956.648	(132.789)	841.350
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017 (absorción de resultados no asignados):	-	(231.091)	-	(231.091)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	17.491	725.557	(132.789)	610.259

- (1) Para el mantenimiento de capital de trabajo y la distribución de futuros dividendos y/o absorción de pérdidas. Las sumas incluidas bajo este concepto fueron constituidas por las Asambleas de Accionistas que aprobaron los correspondientes estados financieros anuales.
- (2) Corresponde a la diferencia entre el precio pagado y el valor de libros de la adquisición de Unitec Energy S.A. en el ejercicio 2015.

NOTA 17 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	31.12.2017	31.12.2016
Saldos al 31 de diciembre de 2015		69.816
Asamblea General Ordinaria del 31 de marzo de 2016 (asignación de resultados)		(69.816)
Resultado del ejercicio		(231.091)
Saldos al 31 de diciembre de 2016	(231.091)	(231.091)
Asamblea General Ordinaria del 21 de abril de 2017 (absorción de resultados no asignados)	231.091	
Resultado del ejercicio	(409.889)	
Saldos al 31 de diciembre de 2017	(409.889)	

NOTA 18 - PREVISIONES

La previsión para juicios, reclamos administrativos y contingencias se determinó en función de la opinión de los asesores legales, en base a los importes estimados para hacer frente a situaciones contingentes que probablemente originen obligaciones para la Sociedad, considerando la probabilidad de los montos involucrados y la posibilidad de su concreción.

A la fecha de emisión de los estados financieros, la Sociedad mantiene diferencias interpretativas con autoridades regulatorias referidas a la liquidación de regalías hidrocarburíferas. Se estima que, de la resolución final de estas situaciones, no surgirán impactos significativos que no hayan sido considerados en los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Adicionalmente, la Sociedad enfrenta reclamos de naturaleza fiscal en Venezuela por el impuesto sobre la renta e impuestos municipales, los cuales se encuentran pendientes de resolución a la fecha. El Directorio y la Gerencia de la Sociedad estiman que la resolución final de esta situación, en función de los elementos disponibles a la fecha, no afectará significativamente la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Acuerdo Concursal: Con fecha 28 de junio de 2012 el Juzgado de Primera Instancia resolvió declarar cumplido el acuerdo homologado de CGC. El 17 de mayo de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación desestimó el recurso ordinario de apelación presentado por la AFIP en los autos “Cía. General de Combustibles S.A. s/ concurso s/ incidente de revisión por AFIP”, confirmando la sentencia apelada. El pago de este eventual pasivo, de naturaleza impositiva, se encuentra suficientemente afianzado con el seguro de caución contratado por CGC, el que se mantendrá hasta que CGC cancele el crédito reconocido a la AFIP, el cual ha sido incluido en el plan de facilidades de pago regulado por la Ley N° 26.476.

La evolución de la previsión para juicios y contingencias es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	11.048	14.581
Aumentos / (disminuciones) (1)	21.640	(3.533)
Saldo al cierre del ejercicio	32.688	11.048
	31.12.2017	31.12.2016
<u>Corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	31.324	-
(Disminuciones) aumentos (1)	(31.324)	31.324
Saldo al cierre del ejercicio	-	31.324

(1) Imputado \$ (9.635) y \$ 27.908 a otros ingresos y egresos operativos en 2017 y 2016, y \$ (49) y \$ (117) en 2017 y 2016 a resultados financieros.

NOTA 19 - PROVISIONES

El detalle de las provisiones es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	13.691	15.371
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	855.484	640.530
Diversos	2.756	2.755
Total	871.931	658.656
	31.12.2017	31.12.2016
<u>Corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	1.684	1.345
Honorarios sindicatura concursal	1.976	2.127
Diversos	8.176	6.960
Total	11.836	10.432

La evolución de las provisiones por desbalanceo de gas y abandono de pozos y remediación ambiental es la siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	Desbalance de gas		Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental	Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al inicio del ejercicio	15.371	1.345	640.530	655.901	1.345
Aumentos con cargos a Activos (1)	-	-	201.904	201.904	-
Aplicaciones con cargos a resultados (2)	(2.126)	339	-	(2.126)	339
Valor actual/diferencias de cambios (3)	446	-	38.591	39.037	-
Baja por cesión área CNQ6-El Sauce (4)	-	-	(25.541)	(25.541)	-
Saldos al cierre del ejercicio	13.691	1.684	855.484	869.175	1.684

- (1) Imputado \$ 201.904 a Propiedad, planta y equipo.
(2) Imputado \$ (1.787) a costos de ventas.
(3) Imputado \$ 39.037 a costos financieros.
(4) Ver nota 28 a) (3).

NOTA 20 - DEUDAS FISCALES

El detalle de las deudas fiscales es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes:</u>		
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	35.298	46.335
Plan de pagos Ley N ° 26.476	763	1.814
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	3.907	4.427
Total	39.968	52.576
<u>Corrientes:</u>		
Provisión impuesto ingresos brutos	770	2.570
Otros impuestos	521	375
Retenciones y percepciones impositivas	35.809	22.885
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	11.038	9.397
Plan de pagos Ley N ° 26.476	1.051	939
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	519	441
Diversos	358	120
Total	50.066	36.727

NOTA 21 - DEUDAS FINANCIERAS

La composición de las deudas financieras es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes:</u>		
Préstamos bancarios	268.114	-
Obligaciones negociables	5.543.134	4.910.686
Total	5.811.248	4.910.686
<u>Corrientes:</u>		
Descubiertos bancarios	1.353	1.564
Préstamos bancarios	1.080.352	560.462
Obligaciones negociables	67.567	637.705
Total	1.149.272	1.199.731

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Apertura	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	Tasa de interés anual	Fecha Vencimiento	Moneda/ especie
Deuda Financiera					
<u>NO CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado bancos (Nota 21.b)	268.114	-	6,25%	2018-2019	Dólar
Subtotal	268.114	-			
Obligaciones negociables					
- (Nota 21.a)					
Obligaciones negociables – clase A	5.543.134	4.700.389	9,50 %	2021	Dólar
- (Nota 21.d)					
Obligaciones negociables – clase 2	-	142.051	0,00%	2019	Dólar
Obligaciones negociables – clase 8	-	68.246	Badlar privados + 4,5%	2018	Pesos
Subtotal	5.543.134	4.910.686			
Total No Corriente	5.811.248	4.910.686			
<u>CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado (Nota 21.b)	1.080.352	-	6,25%	2018-2019	Dólar
Sindicado (Nota 21.e)	-	558.217	4,50%	2017	Dólar
Adelantos en cuenta corriente	1.353	1.564	23,00%	2017	Pesos
Banco Macro S.A.	-	2.245	15,25%	2015 -2017	Pesos
Subtotal	1.081.705	562.026			
Obligaciones negociables					
(Nota 21.d)					
Obligaciones negociables – clase 4	-	245.835	4,75%	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 6	-	293.239	5,00 %	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 7	-	47.066	1,50%	2017	Dólar
(Nota 21.a y 21.d)					
Intereses devengados a pagar	67.567	51.565		2017	Dólar
Subtotal	67.567	637.705			
Total Corriente	1.149.272	1.199.731			
TOTAL	6.960.520	6.110.417			

El importe en libros de las deudas financieras se aproxima a su valor razonable.

El movimiento de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se expone a continuación:

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	6.110.417	2.681.952
Descubiertos bancarios netos	(211)	(160)
Intereses devengados	599.418	546.293
Efecto por variación de tipo de cambio	1.026.564	630.419
Préstamos recibidos	1.119.480	6.772.079
Pagos de capital	(1.328.192)	(3.989.808)
Pagos de intereses	(566.956)	(530.358)
Saldo final	6.960.520	6.110.417

21.a) Programa Internacional para la emisión de Obligaciones Negociables

Con fecha 7 de noviembre de 2016 se emitieron y liquidaron Obligaciones Negociables Clase “A” a tasa fija del 9,5% nominal anual por valor de US\$ 300 millones, bajo el Programa de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 300 millones aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 1 de febrero de 2016 y autorizada por la CNV mediante su Resolución N° 18.026 del 21 de abril de 2016. La amortización y

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

vencimiento de capital será en un solo pago a los cinco años contados desde la emisión, es decir con fecha 7 de noviembre de 2021. Los intereses se pagan en forma semestral, con fecha 7 de mayo y 7 de noviembre. La primera fecha de pago de intereses fue el 7 de mayo de 2017. El costo de emisión de esta deuda fue de \$ 86.447.

La Compañía ha negociado las Obligaciones Negociables en el Merval, a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en el mercado Euro MTF a través de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo

El destino de los fondos recibidos por esta oferta Internacional fue, en cumplimiento de los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras reglamentaciones aplicables de Argentina, para: la cancelación total del Préstamo Sindicado en Dólares de la Compañía informado en nota 21.e); a la cancelación total de las series de obligaciones negociables emitidas por la Compañía en el programa local informado en 21.d) y el remanente de los fondos a realizar inversiones en activos fijos, particularmente, para la exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca Austral, capital de trabajo y otros fines corporativos en general.

De acuerdo con los términos y condiciones establecidos en la emisión de las presentes obligaciones negociables bajo el programa internacional, CGC, deberá cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras. A la fecha de emisión de estos estados financieros no hemos incumplido las restricciones acordadas.

21.b) Suscripción con fecha 20 de febrero de 2017 del contrato de Préstamo Sindicado en Dólares desembolsado con fecha 21 de febrero de 2017 y 15 de marzo de 2017

Con fecha 20 de febrero de 2017, la Compañía, suscribió un Préstamo Sindicado en Dólares, con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. (ICBC), como agente administrativo, por un importe de hasta US\$ 72.000.000. Se recibieron fondos el 21 de febrero de 2017 por un valor de US\$ 64.000.000 y el 15 de marzo de 2017 por un valor de US\$ 8.000.000, que serán destinados a capital de trabajo e inversiones de capital.

El préstamo sindicado en dólares devenga tasa de interés fija del 6,25% anual. El interés será cancelado en forma trimestral venciendo la primera cuota de interés con fecha 21 de mayo de 2017. El capital será cancelado en cinco cuotas trimestrales iguales y consecutivas venciendo la primera de ellas el 21 de febrero de 2018 y la última el 21 de febrero de 2019.

21.c) Actualización del prospecto del programa global para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 250.000.000

Con fecha 2 de octubre de 2017, el directorio de la sociedad resolvió autorizar la actualización del prospecto del programa global para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 250.000.000. Con fecha 12 de enero de 2018 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase 10 bajo este programa según se indica en la nota de hechos posteriores a los presentes estados financieros. (Ver nota 32)

21.d) Programa Local para la emisión de Obligaciones Negociables por un monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 250.000.000

Con fecha 2 de octubre de 2014, los Directores y Accionistas de CGC aprobaron la creación de un programa para la emisión de Obligaciones Negociables por un valor nominal total en circulación de hasta US\$ 250,0 millones, descripto en el prospecto del Programa de fecha 16 de diciembre de 2014. La creación del Programa y la oferta pública de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el mismo fue autorizada por Resolución N° 17.570 de fecha 10 de diciembre de 2014 de la CNV por lo que la Sociedad se encuentra sujeta a las regulaciones de la CNV y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Las Obligaciones Negociables

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

fueron emitidas y colocadas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias, la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y sus modificatorias y reglamentarias y las normas de la CNV, según texto ordenado por la Resolución General N° 622/13. La forma en la cual se emite cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se determina en el Suplemento de Precio correspondiente, sujeto a la legislación aplicable.

Durante el ejercicio 2015 CGC emitió las siguientes Obligaciones Negociables:

Obligaciones Negociables	Fecha de emisión	Moneda	Monto Final de la Emisión	Tasa de Interés	Fecha de Vencimiento	Valor Nominal en Circulación al 31 de diciembre de 2016 (1)
Clase 4	30/04/2015	US\$	40.000.000	tasa fija del 4,75% nominal anual	30/04/2017	15.471.025
Clase 6	09/09/2015	US\$	31.730.300	tasa fija del 5,00% nominal anual	09/09/2017	18.454.300
Clase 2	12/11/2015	US\$	20.880.968	-	12/11/2019	8.975.849
Clase 7	24/11/2015	US\$	30.000.000	tasa fija del 1,50% nominal anual	24/11/2017	2.962.000
Clase 8	10/12/2015	\$	103.977.272	tasa variable equivalente a la tasa Badlar + 450 puntos básicos	10/12/2018	68.477.272

(1) Con fecha 20, 22 y 27 de diciembre de 2016 la Compañía ha efectuado una recompra de las obligaciones negociables para su cancelación.

Los fondos netos provenientes de la emisión de cada Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables fueron aplicados de conformidad con lo requerido por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y de acuerdo a lo descripto en el correspondiente Suplemento de Precio a financiar proyectos productivos en la República Argentina a través de la realización de inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos en las provincias de Santa Cruz (Cuenca Austral) y Río Negro (Cuenca Neuquina), por medio de la perforación de pozos productivos y exploratorios e inversiones vinculadas a la producción tales como el desarrollo de instalaciones y workovers.

Con fecha 7 de marzo de 2017 se han rescatado en forma total las obligaciones negociables clase 2, 4, 6, 7 y 8 emitidas bajo el programa local durante el ejercicio 2015. Conforme lo previsto en los suplementos de precio, el precio de rescate de las obligaciones negociables consistió en la prima de rescate que es equivalente al 101% más los intereses devengados y no pagados calculados hasta la fecha de rescate.

El monto total rescatado en concepto de capital, corresponde al 100% del valor residual de las obligaciones negociables 2, 4, 6, 7 y 8 emitidas bajo el programa local según el siguiente detalle:

-ON Clase 4 US\$ 15.471.025, -ON Clase 6 US\$ 18.454.300, -ON Clase 2 US\$ 8.975.849, -ON Clase 7 US\$ 2.962.000, y-ON Clase 8 \$ 68.477.272.

21.e) Contrato de Préstamo Sindicado en Dólares desembolsado con fecha 5 de octubre de 2016

Con fecha 30 de septiembre de 2016, la Compañía, suscribió un Préstamo Sindicado en Dólares, con ICBC, como agente administrativo, por un importe de US\$127,3 millones, para cancelar el préstamo sindicado en pesos mencionado en nota 21.f), así como otros endeudamientos de corto plazo que tenía la Compañía. Los fondos fueron desembolsados el 5 de octubre de 2016.

El 8 de noviembre de 2016 se amortizaron anticipadamente US\$ 92,3 millones, con los fondos obtenidos de la emisión de Obligaciones Negociables para inversores locales y del exterior, informada en la nota 21.d) a los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

El capital adeudado por el Préstamo Sindicado en Dólares al 31 de diciembre de 2016 asciende a US\$ 35,0 millones y devenga una tasa de interés fija del 4,5 % nominal anual y fue cancelado a su vencimiento con fecha 3 de febrero de 2017.

21.f) Emisión de Préstamo Sindicado en Pesos y garantías al 30 de marzo de 2015, ampliado con fecha 20 de abril de 2015, precancelado parcialmente con fecha 10 de diciembre de 2015 y precancelado totalmente con fecha 5 de octubre de 2016

La compra de los activos de Petrobras en 2015, fue financiada, mediante la suscripción de un contrato de préstamo sindicado en pesos, con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. ("ICBC"), como agente administrativo, en marzo de 2015, por la suma de \$ 825,0 millones (el préstamo sindicado en pesos), ampliado en abril de 2015 a \$ 1.075,0 millones, a tasa badlar corregida más un margen, con intereses y amortizaciones trimestrales a partir del mes de junio de 2015. El vencimiento del saldo final estaba previsto para el mes de junio de 2019.

En diciembre de 2015, se amortizaron anticipadamente \$ 100,0 millones de capital, en consecuencia el capital adeudado al 31 de diciembre de 2015 ascendía a \$ 975,0 millones.

En el ejercicio económico 2016 se pagaron 3 cuotas de capital por un total de \$ 248,0 millones.

Con fecha 5 de octubre de 2016 el préstamo fue cancelado anticipadamente con los fondos obtenidos del Préstamo Sindicado en Dólares, informado en la nota 21.e) a los presentes estados financieros.

NOTA 22 - OTRAS DEUDAS

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>Corrientes:</u>		
Regalías de petróleo y gas	57.505	34.460
Diversos (1) (2)	44.137	62.625
Total	101.642	97.085

(1) Incluye 44.137 en 2017 por adelanto Echo Energy Plc. por los acuerdos de inversión conjunta para exploración (Nota 28 a) (5))

(2) Incluye 62.417 en 2016 por saldo a cancelar correspondiente al Acuerdo de prórroga de concesiones hidrocarburíferas (Nota 28 a) (2)).

NOTA 23 - DEUDAS COMERCIALES

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>No corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	55.947	79.450
Total	55.947	79.450
<u>Corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	690.190	343.882
Proveedores comunes de UTEs	20.441	25.260
Partes relacionadas (Nota 26 a))	115.292	38.453
Facturas a recibir	392.682	185.771
Total	1.218.605	593.366

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (1) Al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 han quedado US\$ 5.000.000 y US\$ 7.000.000, respectivamente, pendientes de cancelación por el acuerdo de adquisición de una planta de compresión de gas en Campo Boleadoras, provincia de Santa Cruz. Dicho saldo se expone \$ 55.947 y \$ 79.450 en proveedores comunes no corrientes y \$ 37.298 y \$ 31.780 en proveedores comunes corrientes.

NOTA 24 - COMPOSICION DE LOS PRINCIPALES RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADOS

a) Ingresos netos

	31.12.2017	31.12.2016
Entregas de crudo	1.939.488	1.567.478
Entregas de gas	1.710.060	881.520
Otros	171.524	215.443
Subvenciones del Gobierno	1.076.505	801.177
Reembolsos a las exportaciones	-	10.312
Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos	-	(806)
Total	4.897.577	3.475.124

b) Costo de ventas

	31.12.2017	31.12.2016
Existencias al inicio	675.337	140.093
Compras	227.730	159.514
Consumos de inventario	(241.257)	(76.822)
Gastos imputables al costo de ventas (1)	4.074.374	3.084.159
Existencias al cierre (Nota 11)	(422.583)	(675.337)
Costo de ventas	4.313.601	2.631.607

(1) Gastos imputables al costo de ventas

	31.12.2017	31.12.2016
Honorarios y retribuciones por servicios	3.918	5.725
Servicios contratados	1.503.228	1.170.822
Sueldos y jornales y cargas sociales	178.738	133.026
Otros gastos de personal	19.104	16.753
Depreciación propiedad, planta y equipos	988.583	776.221
Impuestos, tasas y contribuciones	37.265	20.949
Combustibles, gas y energía eléctrica	54.297	47.094
Seguros generales	18.453	34.912
Repuestos y reparaciones	303.401	203.676
Gastos de mantenimiento de pozos	158.908	79.648
Gastos de oficina	56.443	33.514
Movilidad y viáticos	4.244	3.933
Regalías, canon y servidumbre	633.066	470.491
Desbalanceo de gas	(1.787)	(1.974)
Control ambiental	116.664	89.218
Otros	(151)	151
Total	4.074.374	3.084.159

c) Gastos de comercialización

	31.12.2017	31.12.2016
Impuesto sobre los ingresos brutos	104.422	70.700
Total	104.422	70.700

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

d) Gastos de administración

	31.12.2017	31.12.2016
Honorarios y retribuciones por servicios	82.686	66.072
Sueldos y jornales y cargas sociales	109.682	91.896
Otros gastos de personal	7.501	5.464
Depreciación propiedad, planta y equipos	15.966	7.205
Impuestos, tasas y contribuciones	19.313	30.211
Seguros generales	1.732	1.433
Repuestos y reparaciones	25.674	10.602
Gastos de oficina	9.003	7.727
Movilidad y viáticos	9.034	6.974
Comunicaciones	3.999	2.757
Otros	9.643	5.826
Total	294.233	236.167

e) Otros ingresos y egresos operativos

	31.12.2017	31.12.2016
Honorarios por servicios prestados	45.590	25.108
Servicios contratados	(7.234)	(25.730)
Cargo por deterioro activos no financieros (Nota 8)	(8.314)	(28.997)
Incentivos programa petróleo plus	5.561	-
Cargo por previsión para otros créditos (Nota 10)	13.918	(1.025)
Cargo por previsión para cuentas comerciales por cobrar (Nota 12)	(46.859)	(26.105)
Cargo por previsión para juicios y contingencias (Nota 18)	9.635	(27.908)
Gastos relacionados con el concurso	(115)	(92)
Impuesto a los ingresos brutos	(4.651)	(12.691)
Resultado por cesión área CNQ6-El Sauce (Nota 28 a) (3)	12.916	-
Diversos	(8.243)	(2.965)
Total	12.204	(100.405)

f) Resultados de inversiones valuadas bajo el método de la participación

<u>Compañía Asociada</u>	31.12.2017	31.12.2016
Gasinvest S.A.	192.247	(54.172)
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	24.621	32.800
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	21.499	41.596
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	736	1.339
Transportadora de Gas del Norte S.A.	396	(230)
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	137.833	-
Total	377.332	21.333

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

g) Resultados financieros

	31.12.2017	31.12.2016
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	32.168	18.161
Total	32.168	18.161
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(520.637)	(545.073)
Total	(520.637)	(545.073)
<u>Otros resultados financieros</u>		
Resultado por medición a valor razonable de instrumentos financieros	38.600	68.343
Diferencias de cambio, netas	(685.607)	(303.954)
Otros egresos financieros	(42.180)	(49.096)
Total	(689.187)	(284.707)

NOTA 25 - RESULTADO POR ACCIÓN

El resultado por acción básico se calcula dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de acciones de la Sociedad entre el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, excluidas las acciones propias adquiridas por la Sociedad (Nota 15).

Dado que la Sociedad no posee acciones preferidas ni deuda convertible en acciones, el resultado básico es igual al resultado diluido por acción.

	31.12.2017	31.12.2016
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	(409.889)	(231.091)
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	399.138	399.138
Resultado por acción básico y diluido (pesos)	(1,027)	(0,579)

NOTA 26 - SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 la Sociedad era controlada por Latin Exploration S.L.U. una compañía radicada en España. La controlante última del Grupo es Southern Cone Foundation, una fundación constituida en Liechtenstein.

En el mes de abril de 2013 Cedikor S.A. adquirió el 100% del capital social de Latin Exploration S.L.U., empresa ésta que detentaba el 81% del capital accionario de CGC. Con motivo de dicha adquisición Cedikor S.A. otorgó a favor de Sociedad Comercial del Plata S.A. (SCP) una opción de compra irrevocable, incondicional y exclusiva por hasta un 11% de las acciones de CGC, teniendo SCP el plazo de un año para ejercerla. Dicha opción fue ejercida por SCP en diciembre de 2013. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 LE posee el 70% de las acciones y derechos de voto de CGC y SCP el 30% restante (ver nota 15 de los presentes estados financieros).

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

a) A continuación se detallan los saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>Otras inversiones</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	8.392
<u>Corrientes:</u>		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	10.596	-
<u>Otros créditos</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Latin Exploration SL	20.019	20.019
Petronado S.A.	102.474	57.207
Transportadora de Gas del Norte S.A.	-	85.008
Total	122.493	162.234
<u>Corrientes:</u>		
Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	3.010	2.591
Transportadora de Gas del Norte S.A.	-	1.519
Petronado S.A.	-	9.134
Total	3.010	13.244
<u>Deudas comerciales</u>		
Corredor Americano S.A.	115.292	38.453

b) A continuación se detallan las principales operaciones con partes relacionadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Sociedad	31.12.2017			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
<u>Sociedades asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	7.394	8.081	-	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	22.164	-	35.519	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	28.709	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	661	-	-
<u>Otras sociedades</u>				
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	479.833
Sociedad	31.12.2016			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Servicios contratados	
<u>Sociedades asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	3.903	-	-	
Gasoducto GasAndes S.A.	18.709	-	-	
<u>Otras sociedades</u>				
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	593	-	
Petronado S.A.	2.401	-	-	
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	208.650	

(1) Corredor Americano S.A. es parte relacionada por estar controlada en forma indirecta por los mismos accionistas que CGC

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 27 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Las normas contables requieren la contabilización del impuesto a las ganancias por el método del impuesto diferido. Este criterio implica el reconocimiento de partidas de activos y pasivos por impuesto diferido en los casos que se produzcan diferencias temporarias entre la valuación contable y la valuación fiscal de los activos y pasivos, así como por los quebrantos impositivos recuperables.

La composición del impuesto a las ganancias incluido en el Estado de Resultados Consolidado y la composición del Impuesto Diferido es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
Impuesto a las ganancias del ejercicio		
Impuesto corriente - Pérdida	(749)	(7)
Impuesto diferido - Ganancia	191.476	121.829
Total impuesto a las ganancias	190.727	121.822

El detalle de los principales componentes del activo y pasivo por impuesto diferido es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
<u>Activo por impuesto diferido</u>		
Propiedad, planta y equipo	18.358	60.801
Provisión para deterioro de activos no financieros	11.836	10.964
Provisión para juicios	8.172	3.867
Provisión para abandono de pozos	214.560	223.258
Provisión para deudores incobrables	45.011	40.502
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	437	387
Quebrantos impositivos	299.104	150.604
Otros	3.192	7.006
Total activo por impuesto diferido	600.670	497.389
<u>Pasivo por impuesto diferido</u>		
Propiedad, planta y equipo	(234.462)	(313.901)
Otros	(36.478)	(45.206)
Desvalorización activos financieros	-	(28)
Total pasivo por impuesto diferido	(270.940)	(359.135)
Total activo neto por impuesto diferido	329.730	138.254
	31.12.2017	31.12.2016
Clasificación de impuesto diferido		
<u>Activo por impuesto diferido</u>		
Activo por impuesto diferido (Unitec Energy S.A.)	35.135	53.844
Activo por impuesto diferido (CGC)	294.595	84.410
Total del Activo diferido consolidado	329.730	138.254

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Activo diferido neto:	Inicio	Movimientos del ejercicio	Cierre
Previsión para deterioro de activos no financieros	10.964	872	11.836
Desvalorización activos financieros	(28)	28	-
Provisión para juicios	3.867	4.305	8.172
Provisión para abandono de pozos	223.258	(8.698)	214.560
Provisión para deudores incobrables	40.502	4.509	45.011
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	387	50	437
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(253.100)	36.996	(216.104)
Quebrantos impositivos (*)	150.604	148.500	299.104
Otros	(38.200)	4.914	(33.286)
Total	138.254	191.476	329.730

(*) La Dirección de la Sociedad evalúa el recupero de los quebrantos tomando en consideración, entre otros elementos, la rentabilidad proyectada de los negocios y las estrategias de planificación fiscal atendiendo al plazo de prescripción de quebrantos. Toda la evidencia disponible, tanto positiva como negativa, debidamente ponderada, es considerada en el análisis. Al 31 de diciembre de 2017, los quebrantos impositivos de la Sociedad a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Monto
2014	2019	5.434
2015	2020	64.564
2016	2021	28.810
2017	2022	200.296
		299.104

La conciliación entre el cargo a resultados registrado por impuesto a las ganancias y el resultante de aplicar las tasas establecidas por las normas vigentes en la materia al resultado contable del ejercicio es la siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(602.799)	(354.041)
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado del ejercicio	35%	35%
Subtotal	210.980	123.914
Efecto por cambio de la tasa impositiva (Nota 3.2.13.3)	(132.492)	-
Efecto de las diferencias permanentes y provisiones	112.239	(2.092)
Total por impuesto a las ganancias	190.727	121.822

NOTA 28 - PARTICIPACION EN AREAS DE PETROLEO Y GAS

La Sociedad reconoce en sus estados financieros los activos, pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en las operaciones conjuntas en los diferentes consorcios y UTES de exploración y producción de hidrocarburos. Al 31 de diciembre 2017 y 2016, se han utilizado los estados financieros e informes de gestión de los negocios conjuntos a dichas fechas.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

a) A continuación se detallan las áreas y negocios conjuntos en las cuales CGC ha participado durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 (adicionalmente ver Nota 29).

Cuenca	Área	% de participación	Operador	Duración Hasta	Actividad
Argentina					
Noroeste	Aguaragüe	5,00	Tecpetrol S.A.	2027	Exploración y explotación
	Palmar Largo	17,85	High Luck	2017	Explotación
Austral	Santa Cruz I	100,00 (2 y 5a)	CGC	2023/35	Exploración y explotación
	Santa Cruz I Oeste	100,00	CGC	2033	Explotación
	Santa Cruz II	100,00 (2)	CGC	2027/33	Explotación
	Glencross	87,00	CGC	2033	Explotación
	Estancia Chiripa	87,00	CGC	2033	Explotación
	CA2-Laguna de los Capones	100,00 (2 y 5a)	CGC	2026	Exploración y explotación
	Tapi Aike	100,00 (4 y 5b)	CGC		Exploración
	Piedrabuena	100,00 (1)	Unitec Energy S.A.	29 g)	Exploración
	Mata Amarilla	100,00 (1)	Unitec Energy S.A.	29 g)	Exploración
Neuquina	Angostura	100,00	CGC	29 c)	Exploración
	CNQ6-El Sauce	(3)	CGC	2025	Exploración y explotación
Golfo San Jorge	Sarmiento	100,00 (1)	Unitec Energy S.A.	29 h)	Producción
Venezuela	Campo Onado	26,004	Petronado S.A.	2026	Explotación
Guatemala	A-9-96	100,00	CGC	29 f)	Exploración

- (1) Áreas consolidadas de Unitec Energy S.A.
- (2) Con fecha 27 de junio de 2016 se celebró un acuerdo de prórroga con el Instituto de Energía de Santa Cruz por la primer prórroga por 10 años del plazo de las Concesiones Santa Cruz I Fracción A, B, C y D, Santa Cruz II Fracción A y B y Laguna de los Capones. Dicho acuerdo fue ratificado con fecha 5 de julio de 2016 por Decreto del Poder Ejecutivo Provincial y mediante el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz mediante Ley N° 3.500, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz con fecha 22 de noviembre de 2016.
- (3) Con fecha 20 de julio de 2017, se han presentado CGC (en carácter de Cesionaria) y Central Argentina International LLC (Suc Argentina) (en carácter de Cedente) en la Secretaría de Energía de la provincia de Neuquén, a los fines de solicitar la autorización del Poder Ejecutivo de la Provincia a los fines de ceder la totalidad de derechos y obligaciones correspondientes a la participación de la Cedente en favor de la Cesionaria en la Concesión de Explotación sobre el área “CNQ6-El Sauce”. Con fecha 4 de agosto de 2017, CGC ha notificado a Energía Compañía Petrolera S.A. que asumió el 100% de los derechos y obligaciones derivados de la Concesión de Explotación sobre el área “CNQ6-El Sauce” y se los cede a Energía Compañía Petrolera S.A., acordando traspasar la posesión y la operación de la concesión con fecha efectiva 1° de septiembre de 2017. El 15 de agosto de 2017, la Compañía, conjuntamente con Energía Compañía Petrolera S.A., solicitó a la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén la autorización de dicha cesión. A la fecha, las autorizaciones de ambas cesiones en los términos previstos en el artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos se encuentran pendientes de otorgamiento.
- (4) Con fecha 7 de septiembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 775/2017 dictado por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz, en virtud del cual, en el marco de la licitación IESC N° 1/17, se adjudicó a la Compañía la exploración y eventual explotación del área “Tapi Aike”. Con motivo de ello, el 25 de septiembre de 2017, la Compañía suscribió con la Provincia de Santa Cruz el contrato que regula las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las tareas de exploración en el área. Dicho contrato se ratificó por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz mediante el Decreto Provincial 1154/2017 .

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (5) Con fecha 31 de octubre de 2017, la sociedad suscribió con Echo Energy Plc. (“Echo Energy”) los siguientes acuerdos de inversión conjunta para la exploración de cuatro bloques en la cuenca Austral de la Provincia de Santa Cruz:
- a) Acuerdo de farmout para las concesiones de explotación sobre las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones. De acuerdo a los términos del acuerdo, la sociedad le transferirá a una sucursal argentina de Echo Energy Plc. con efecto a partir del 1 de enero de 2018, el 50% de los derechos y obligaciones derivados de las concesiones de explotación sobre las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones y Echo Energy se compromete a abonar el 100% de los costos e inversiones del plan de trabajos por hasta un monto máximo de US\$ 70 millones, más IVA. Adicionalmente Echo Energy se comprometió a abonar a la sociedad hasta US\$ 10 millones en tres pagos, sujeto al cumplimiento de determinados hitos. Con fecha 1 de noviembre de 2017 se recibieron US\$ 2,5 millones correspondientes al primer pago.
- b) Acuerdo de farmout para el área “Tapi Aike”. En virtud de este acuerdo de cesión, y sujeto a determinadas condiciones, la Compañía cederá y transferirá a una sucursal argentina de Echo Energy el 50% de todos los derechos y obligaciones derivados del permiso de exploración sobre el área Tapi Aike con efecto a partir del 1 de enero de 2018. En contraprestación por la cesión de los derechos y obligaciones de la Compañía sobre el área Tapi Aike, Echo Energy se compromete a abonar el 65% de costos e inversiones del plan de exploración básico para el primer período exploratorio.
- En ambos acuerdos la Sociedad será la operadora del área. Dichos acuerdos han llevado a la firma de Joint Operating Agreements y la constitución de uniones transitorias de empresas para llevar adelante las operaciones conjuntas en el área. En caso de incumplimiento de cualquier obligación por parte de Echo Energy, la Compañía podrá resolver los acuerdos y obtener la retrocesión de las participaciones cedidas.
- (6) Mediante decreto N° 2439 del 2 de diciembre de 2015 se establece la finalización del 1° período exploratorio en las áreas Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto y tramitar su reversión total.

- b) A continuación se exponen los importes de los estados de situación financiera consolidados totales relacionados con las participaciones de la Sociedad en las operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los estados de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	31.12.2017	31.12.2016
Activo No Corriente	56.531	71.744
Activo Corriente	5.643	2.557
Total Activo	62.174	74.301
Pasivo No Corriente	34.587	35.271
Pasivo Corriente	20.830	25.537
Total Pasivo	55.417	60.808
	31.12.2017	31.12.2016
Pérdida operativa (*)	82.636	96.453
Pérdida neta (*)	111.237	105.104

(*) No se incluyen ventas en los negocios conjuntos debido a que la producción es asignada directamente a cada uno de los partícipes (ver Nota 3.2.16).

- c) Compromisos de inversión: al 31 de diciembre de 2017, la participación de la Sociedad en los compromisos mínimos de estas áreas ascendía aproximadamente a US\$ 99,5 millones, de los cuales US\$ 18,2 millones corresponden al área Angostura, y US\$ 76,4 millones al área Tapi Aike (Nota 28 a (4)).

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 29 - SITUACION DE AREAS DE PETROLEO Y GAS

a) Aguarague

En diciembre de 2012 la Provincia de Salta y los socios de la UTE Aguarague, acordaron la prórroga por 10 años de la concesión del área a partir de la fecha de su vencimiento, es decir hasta el 14 de noviembre de 2027. Los socios asumieron, entre otras obligaciones, realizar inversiones en perforación de pozos de desarrollo y en la ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos durante los 2 primeros años desde la entrada en vigencia del Acta Acuerdo. Las inversiones comprometidas se están cumpliendo de acuerdo a lo programado.

b) Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste

Con fecha 31 de marzo de 2015, el Directorio de la Sociedad aprobó la compra a PESA de su participación en las UTEs Santa Cruz I (71%) y Santa Cruz I Oeste (50%).

El 9 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto Provincial N° 2216/2015 que autorizó la cesión a CGC del 100% de la participación de PESA sobre los derechos y obligaciones que le correspondían sobre las concesiones de explotación sobre las áreas: (i) “Bajada Fortaleza”, “Campo Boleadoras”, “Campo Indio”, “Cañadón Deus”, “Dos Hermanos”, “El Cerrito”, “La Paz”, “La Porfiada”, “Laguna del Oro”, “Puesto Peter”, “Santa Cruz I Fracción A”, “Santa Cruz I Fracción B”, “Santa Cruz I Fracción C”, “Santa Cruz I Fracción D”, “An Aike” que conforman la UTE Santa Cruz I; (ii) “El Campamento”, “El Cerrito Oeste”, “Estancia Agua Fresca”, “Puesto Oliverio”, que conforman la UTE Santa Cruz I Oeste; (iii) “Barda Las Vegas”, “María Inés”, “María Inés Oeste”, “Santa Cruz II Fracción A”, “Santa Cruz II Fracción B”, que conforman la UTE SCII y (iv) “Estancia Chiripá”, “Glencross”, “La Menor” (en reversión), y “Ea. Librún” (en reversión), todas ellas ubicadas en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz.

Esta operación representa para la Sociedad la terminación anticipada de dichos contratos de UTE.

c) Angostura

Por Resolución MP 470/12 del 17 de abril de 2012, el Ministerio de la Producción de la Provincia de Río Negro extendió el vencimiento del Primer período exploratorio del área Angostura por 180 días corridos con vencimiento el 18 de octubre de 2012. En octubre de 2012, en forma previa al referido vencimiento, CGC procedió a (i) notificar, como evento de “Caso Fortuito o Fuerza Mayor” en los términos y con los alcances previstos en los artículos 2.9 y 23 del Pliego de Bases y Condiciones del Concurso 01/07 y el artículo 8 del Contrato emergente del Concurso 01/07, la oposición a la realización de trabajos en el área por parte de superficiarios y la imposibilidad de restablecer las condiciones mínimas y necesarias para asegurar el desarrollo pacífico y normal de los trabajos correspondientes a la campaña de perforación originalmente prevista para 2011-2012; y (ii) solicitar, como consecuencia de ese evento de fuerza mayor, la prórroga de UN (1) año del plazo previsto en el artículo 1° de la Resolución 407 del Ministerio de la Producción de la Provincia de Río Negro con el fin de contar con tiempo suficiente para superar el evento de fuerza mayor y posteriormente realizar los trabajos suspendidos en virtud del mismo.

Simultáneamente se solicitó a la provincia la afectación del área al Decreto 1541/11 de la Provincia de Río Negro. Dicho decreto daba la posibilidad de mantener hasta el término de 4 años aquellos permisos de exploración que podían calificarse como no convencionales. El decreto fue sorpresivamente derogado en noviembre del 2012 sin emitir en su reemplazo normativa aplicable para hidrocarburos no convencionales.

En octubre de 2012, CGC declaró la comercialidad del Lote de Explotación “Alto Las Hormigas” y solicitó la correspondiente Concesión de Explotación en los términos del artículo 27 y ss. de la Ley 17.319 y el contrato emergente del Concurso 01/07. El 12 de noviembre de 2012, la Secretaria de Hidrocarburos de la

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Provincia de Río Negro mediante Nota N° 387/2012 SH informó que dio inicio a las gestiones para el otorgamiento de la Concesión de Explotación sobre el Lote “Alto Las Hormigas”.

El conflicto con los superficiarios (que dieron lugar al evento de fuerza mayor denunciado en octubre de 2012) derivó a partir de agosto de 2013, en el cese de actividades en la zona norte del área en donde se ubican los yacimientos “Alto Las Hormigas” y “Las Moras” debido a que los superficiarios de esa zona prohibieron en forma ilegítima a que CGC lleve adelante las actividades autorizadas por el Decreto PEP N° 354/07.

Con fecha 24 de enero de 2014, CGC reiteró, en los términos del artículo 8 del Contrato emergente del Concurso 01/07, la declaración de fuerza mayor realizada en octubre de 2012. En esa presentación, CGC también solicitó (i) la suspensión transitoria de la fecha de vencimiento del Primer Período Exploratorio (prorrogado a su vez por la Resolución MEP N° 407/12) hasta tanto se supere el evento de fuerza mayor denunciado en la Notas GCRG 159/12, Nota S/N del 23.02.2012, Nota CGRG 027/12, Nota CGRG 069/12, Nota CGRG 104/12 y CGRG 141/12; y (ii) el otorgamiento de una prórroga de UN (1) año del plazo previsto en el artículo 1° de la Resolución MP 407/12 contado desde la fecha en que se superen efectivamente los hechos que han dado lugar al Evento de Fuerza Mayor.

Con fecha 6 de octubre de 2014, la Secretaría de Energía de la Provincia de Río Negro reconociendo la situación de “caso fortuito o fuerza mayor” ha convocado a una comisión de enlace que no se ha realizado a la fecha de emisión de los presentes estados contables, a efectos de definir un plan de Trabajo que permita dar cumplimiento a las obligaciones asumidas, así como resolver la petición de explotación del Lote “Alto Las Hormigas”

Finalmente, con fecha 13 de noviembre de 2017 se suscribió una adenda al contrato emergente del concurso 1/2007, entre la Provincia de Río Negro, representada por el Secretario de Energía y CGC, por la cual se le otorga a la empresa una extensión del plazo exploratorio por el término de 18 meses contado a partir de su aprobación por Decreto del Poder Ejecutivo Provincial. En virtud de esta adenda CGC se compromete a ejecutar en el área 3.652 unidades de trabajo, equivalentes a 7 reparaciones de pozos y la perforación de 7 pozos exploratorios. A la fecha, dicha adenda se encuentra pendiente de aprobación por el Poder Ejecutivo Provincial de la Provincia de Río Negro.

Al 31 de diciembre de 2017 CGC mantiene activados en el rubro Propiedad, Planta y Equipos \$ 116,5 millones correspondientes a las inversiones de exploración y evaluación realizadas en el área Angostura, las cuales a la fecha no han sido suficientes para confirmar la existencia de hidrocarburos suficientes para justificar su desarrollo comercial.

d) El Sauce

Con fecha 20 de julio de 2017, se han presentado CGC (en carácter de Cesionaria) y Central Argentina International LLC (Suc Argentina) (en carácter de Cedente) en la Secretaría de Energía de la provincia de Neuquén, a los fines de solicitar la autorización del Poder Ejecutivo de la Provincia a los fines de ceder la totalidad de derechos y obligaciones correspondientes a la participación de la Cedente en favor de la Cesionaria en la Concesión de Explotación sobre el área “CNQ6-El Sauce”. Con fecha 4 de agosto de 2017, CGC ha notificado a Energía Compañía Petrolera S.A. que asumió el 100% de los derechos y obligaciones derivados de la Concesión de Explotación sobre el área “CNQ6-El Sauce” y se los cede a Energía Compañía Petrolera S.A., acordando traspasar la posesión y la operación de la concesión con fecha efectiva 1° de septiembre de 2017. El 15 de agosto de 2017, la Compañía, conjuntamente con Energía Compañía Petrolera S.A., solicitó a la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén la autorización de dicha cesión. A la fecha, las autorizaciones de ambas cesiones en los términos previstos en el artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos se encuentran pendientes de otorgamiento.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

e) Campo Onado (Venezuela)

Las operaciones en Venezuela a partir del 1° de abril de 2006 son realizadas a través de la sociedad Petronado S.A. en lugar del Consorcio Onado. CGC detenta el 26,004% de participación accionaria en dicha sociedad (Nota 30 (5)).

f) Area A-9-96 (Guatemala)

En julio de 1997, se adjudicó a la Sociedad el 100% de los derechos de exploración sísmica correspondientes al área A-9-96 (contrato 4-98) en Guatemala. En esa área, que se encuentra ubicada dentro del área central de producción de Guatemala, se comenzaron las tareas de exploración en 1998. De acuerdo con los términos de la licitación, éste es un contrato de exploración en virtud del cual la Sociedad, una vez recuperadas todas las inversiones, compartirá los ingresos netos obtenidos con el gobierno de Guatemala.

La oferta de la Sociedad contemplaba para el gobierno de Guatemala el 48,84% de los ingresos netos obtenidos del área A-9-96, en relación con niveles de producción de hasta 20.000 Bbls/día.

Con fecha 16 de julio de 2012 la Sociedad firmó un acuerdo para la cesión de la totalidad de los derechos, intereses y obligaciones contractuales del Contrato 4-98 a Quattro Exploration & Production a cambio de que el adquirente asuma la obligación de hacerse cargo de todos los compromisos de inversión y demás obligaciones derivadas del mismo. El 5 de diciembre de 2012 se presentaron memoriales ante el Ministerio de Energía y Minas solicitando la autorización de la cesión, la que a la fecha se encuentra pendiente de aprobación.

La Sociedad ha registrado contablemente una previsión por desvalorización de los activos relacionados (créditos fiscales).

g) Áreas de exploración – Piedrabuena y Mata Amarilla

Al 31 de diciembre de 2017 UNITEC es el único titular de los contratos sobre los permisos de exploración y eventuales concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas hidrocarburíferas Piedrabuena y Mata Amarilla, ubicadas en la Provincia de Santa Cruz.

Las Áreas Laguna Grande, Lago Cardiel, Piedrabuena, Mata Amarilla y Guanaco Muerto fueron adjudicadas a Oil M&S S.A. y UNITEC mediante los Decretos N°2034/08 y 3317/08 (Laguna Grande), 2037/08 y 3312/08 (por Lago Cardiel), 2036/08 y 3316/08 (por Piedrabuena), 2035/08 y 3313/08 (por Mata Amarilla) y 2040/08 y 3315/08 (por Guanaco Muerto), todos de la Provincia de Santa Cruz, y de los Decretos de autorización de cesión 3072/09 (por Piedrabuena), 3070/09 (por Mata Amarilla), 3074/0 (por Guanaco Muerto), 3071/09 (por Laguna Grande) y 3073/09 (por Lago Cardiel), emitidos conforme a los artículos 72 y 74 de la Ley 17.319 y de las escrituras definitivas de cesión firmadas con fecha 30 de marzo de 2010. Con tal fin, con fecha 30 de marzo de 2010, Oil M&S S.A. y UNITEC constituyeron la Unión Transitoria de empresas (“UTE Santa Cruz”) con el objetivo de desarrollar las tareas, obras, inversiones y actividades en los términos de la ley 17.319 (y sus modificatorias) de exploración, evaluación, desarrollo, y explotación de las áreas y eventual comercialización conforme lo decidan las partes, así como celebraron el Acuerdo de operaciones conjuntas respectivos.

Con fecha 29 de abril de 2015, se ha firmado un acuerdo en el que Oil cede a UNITEC el 100% de los derechos y obligaciones de Oil derivados de los permisos de exploración y los contratos de adjudicación sujetos a la aprobación de la cesión por la autoridad concedente. En contraprestación por la cesión UNITEC asume el compromiso de abonar conceptos adeudados a la autoridad concedente. Mediante el Decreto N° 2416 del 30 de noviembre de 2015, se autoriza a la empresa Oil M&S Sociedad Anónima a ceder la totalidad de los derechos y obligaciones que ostenta derivados de la titularidad del 50 % de los permisos de exploración sobre las áreas Piedrabuena, Mata Amarilla, Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto a

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Unitec Energy S.A., quién pasará a tener el 100% de los derechos y obligaciones inherentes a los permisos de exploración sobre las áreas antes mencionadas.

Adicionalmente, mediante el Decreto N° 2439 del 2 de diciembre de 2015 se han ratificado las Resoluciones del Directorio del Instituto de Energía Nros: 035/IES D./15; 036/IES D./15; 037/IES D./15; 038/IES D./15 y 039/IES D./15 donde se fijan los canon adeudados del año 2013, 2014 y 2015 en \$6.080.372,53; se fijan las unidades de capacitación pendientes y se fijan las unidades de trabajo pendientes para el caso de Lago Cardiel. Adicionalmente, dichas resoluciones establecen la finalización del primer período del permiso de exploración sobre las áreas Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto y tramitar su reversión y en el caso de las áreas Piedrabuena y Mata Amarilla resuelven autorizar el pase al segundo período de exploración, reducir los compromisos para el segundo período y tramitar la solicitud de reversión parcial solicitadas mediante notas del 20 de marzo de 2013 y del 29 de septiembre de 2015.

Al 31 de diciembre de 2017, UNITEC mantiene activado en el rubro propiedad, planta y equipos, 47.344, que corresponde a las inversiones de exploración y evaluación. Las inversiones mencionadas no han sido suficientes para confirmar la existencia de Hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial.

h) Sarmiento

UNITEC es operadora del Área Sarmiento ubicada en la provincia de Chubut desde Marzo de 2011 mediante un contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a Riesgo ("SOAR") firmado con YPF S.A. (titular de la concesión) cuya duración es de 6 años (vencimiento en el año 2017) prorrogable hasta el año 2021, si se cumplen ciertas condiciones.

Considerando que el 14 de noviembre de 2017 finalizó el contrato de servicios de operación con YPF S.A. para operar el área Sarmiento y no previendo una extensión, Unitec Energy S.A. ha imputado a otros egresos 1.779 al 31 de diciembre de 2017 por los costos estimados que demanda la devolución de la operación del área y 619 por los costos estimados que demanda el abandono de las instalaciones.

NOTA 30 - SITUACION DE LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS Y OTRAS SOCIEDADES

Las inversiones en sociedades en las que CGC no ejerce el control societario, corresponden principalmente a las inversiones dedicadas al transporte de gas natural. El detalle de las inversiones es el siguiente:

Sociedad	Ref.	% de participación	
		31.12.2017	31.12.2016
<u>Asociadas</u>			
Gasinvest S.A.	(1) (4) (6)	40,8574	40,8574
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.		39,9999	39,9999
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)		39,9999	39,9999
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)		50,0000	50,0000
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(3) (4)	0,0465	0,0465
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	(2) (6)	10,8988	10,8988
<u>Otras Sociedades</u>			
Petronado S.A. (Venezuela)	(5)	26,0040	26,0040

- (1) Controlante de Transportadora de Gas de Norte S.A. con el 56,3538 %.
- (2) Los estados financieros de Transportadora Gas del Mercosur S.A. (TGM) indican que como consecuencia de la crisis energética que afecta al país y los problemas relacionados con el desabastecimiento interno en el mercado del gas, el Gobierno Nacional emitió un conjunto de medidas tendientes a restringir y limitar las exportaciones de gas. En este contexto, por dificultades en la disponibilidad de gas natural que afectan al único usuario de la capacidad de transporte del gasoducto de la Sociedad, la central térmica brasileña AES Uruguiana Emprendimientos S.A. ("AES U"), se han generado disputas contractuales entre TGM y su único cliente YPF S.A. ("YPF"). Si bien TGM facturaba un cargo fijo mensual en dólares por servicio de transporte firme en condiciones "take or pay" en concepto de reserva de capacidad, YPF ha rechazado y no ha pagado los cargos de transporte firme desde septiembre 2008 en adelante. Fundada en esta circunstancia, el 15 de abril de 2009 TGM ha declarado

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

resuelto el contrato de transporte con YPF y las disputas se debatieron en un proceso de arbitraje internacional. El 26 de junio de 2013, el Tribunal Arbitral, por mayoría, resolvió hacer lugar a las pretensiones de TGM contra YPF, tanto respecto a las facturas adeudadas bajo el contrato de transporte firme de gas natural que vinculara a ambas firmas y el Acta Acuerdo oportunamente firmada entre TGM e YPF como así también las pretensiones de daños y perjuicios derivados de la resolución de ambos acuerdos. Luego de resueltas algunas cuestiones de competencia relacionadas con recurso de nulidad interpuesto por YPF, el Tribunal dio inicio a la segunda etapa del arbitraje el 17 de diciembre de 2013, que tendrá por objetivo la determinación de los daños derivados del laudo parcial sobre la responsabilidad antes referido. En enero de 2014 TGM presentó ante el Tribunal Arbitral la demanda por daños que asciende a US\$ 362,6 millones, la cual fue contestada por YPF en abril de 2014. Sin embargo, YPF planteó la nulidad del laudo inicial, planteo que al ser rechazado en lo formal por el Tribunal Arbitral, dio lugar a la queja que YPF interpuso inicialmente ante la justicia nacional en lo comercial, y que actualmente tramita en el fuero en lo contencioso-administrativo federal. Basada en la opinión de sus asesores legales, la Sociedad considera que la justicia argentina es incompetente para entender en cualquier cuestión vinculada al laudo inicial, debido a que la sede del arbitraje (Montevideo) determina la jurisdicción exclusiva de la justicia uruguaya. No obstante, YPF obtuvo un pronunciamiento de un tribunal argentino que asumió la jurisdicción sobre el caso y ordenó la suspensión cautelar del proceso arbitral. Dicho pronunciamiento fue recurrido por TGM por vía de queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, que fue desestimada. En septiembre de 2015 el tribunal arbitral decidió reanudar el procedimiento arbitral y llevó a cabo las audiencias de interrogatorio a los testigos expertos citados por las partes. En Diciembre de 2015, el tribunal Argentino declaró, a instancias de YPF la nulidad del laudo inicial. En febrero de 2016 TGM interpuso un recurso extraordinario contra dicho fallo. Asimismo, se informa que con fecha 26 de abril de 2016, la compañía fue notificada del laudo sobre estimación de daños dictado por mayoría en arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional mediante la cual se condena a YPF a pagar a TGM la suma de US\$ 319.067.022, en concepto de capital por facturas, contribuciones irrevocables e indemnización por la resolución anticipada del contrato de transporte. El 20 de diciembre de 2017 la Asamblea Extraordinaria de TGM resolvió por mayoría aprobar la celebración de un acuerdo transaccional con YPF (el “Acuerdo Transaccional”) que puso fin al conflicto entre ambas partes. En esencia, el Acuerdo Transaccional, que fue asimismo aprobado por el Directorio de YPF se encuentra vigente y ha tenido principio de ejecución, establece la obligación de YPF de pagar a TGM en concepto de indemnización la suma de US\$ 107 millones en enero de 2018, más la suma de US\$ 7 millones en siete (7) cuotas anuales e iguales entre febrero de 2018 y febrero de 2024, como pago total y definitivo de todas las acciones arbitrales y legales, y reclamos que TGM pudiera tener contra YPF en virtud de los laudos arbitrales.

Con fecha 2 de enero de 2018, YPF canceló la cuota indemnizatoria del Acuerdo Transaccional por un monto de US\$ 107 millones. Adicionalmente, el 1° de febrero de 2018, YPF canceló la primera cuota anual en concepto también de dicha indemnización, por un monto de US\$ 1 millón.

Adicionalmente, TGM e YPF celebraron un contrato de transporte interrumpible de exportación. En diciembre de 2017, la Sociedad e YPF, celebraron un contrato de transporte bajo las condiciones especiales del Servicio de Transporte Interrumpible de Exportación (“STI”), por un volumen máximo de 2,8 MMm3/d desde Aldea Brasileira, Provincia de Entre Ríos, hasta la localidad de Paso de los Libres, Provincia de Corrientes. Dicho contrato tiene vigencia desde el 29 de diciembre de 2017 y hasta al 28 de diciembre de 2027. Como contraprestación por el STI, YPF pagará a la Sociedad US\$ 32 por cada mil metros cúbicos transportados, con arreglo a lo previsto en el Decreto 689/2002. YPF se obliga irrevocablemente a pagar a TGM anualmente, en cada año desde el 2018 hasta el 2024, ambos inclusive, en concepto de pago a cuenta no reembolsable del precio contractual, la suma anual de US\$ 1.857.143 como pago a cuenta, haya hecho uso o no del STI. Dicho pago a cuenta confiere a YPF el derecho a ejercer un derecho de make up gas entre 2018 y 2024.

Considerando el acuerdo transaccional alcanzado entre YPF y TGM, la Sociedad ha desafectado la previsión para desvalorización que afectaba la inversión en TGM, y ha registrado la inversión bajo el método de la participación al 31 de diciembre de 2017.

- (3) Los estados financieros de Transportadora Gas del Norte S.A. (TGN) indican que, a raíz de los cambios sustanciales operados en las principales variables macroeconómicas en la República Argentina desde fines del año 2001, a partir de enero de 2002 el Estado Nacional emitió leyes, decretos y diversas regulaciones que implicaron un profundo cambio del modelo económico vigente hasta ese momento, y que produjeron efectos de importancia en la ecuación económica y financiera de la Sociedad, en su negocio y en el marco regulatorio.

Con la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 (“LEP”) a comienzos del año 2002, y su continua renovación desde entonces, las tarifas por servicios de transporte de gas quedaron pesificadas y congeladas.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dado que la regulación posterior a la sanción de la LEP no estableció ningún mecanismo de revisión tarifario alternativo, se provocó de manera directa el quiebre de la ecuación económico-financiera de la Licencia.

Entre julio de 1999 y marzo de 2014 las tarifas de TGN estuvieron congeladas en pesos, privando a la Sociedad de la posibilidad de seguir invirtiendo en ampliaciones del sistema, siendo sustituida en ese rol por fideicomisos públicos organizados a partir de 2004 por la ex Secretaría de Energía de la Nación que se financiaron mediante cargos tarifarios que, al momento de su establecimiento, superaban ampliamente la tarifa percibida por TGN.

El efecto conjunto del mencionado congelamiento tarifario y el sostenido incremento en los costos y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense ha deteriorado sustancialmente el resultado operativo de TGN, que fue negativo desde 2011 y hasta el primer trimestre de 2016 inclusive. TGN no ha recibido ni recibe subsidio alguno por parte del Estado Nacional.

En abril de 2014 y en junio de 2015 TGN recibió sendos aumentos transitorios de tarifas del 20% y 69,1% respectivamente.

En febrero de 2016 TGN celebró un segundo Acuerdo Transitorio con los Ministerios de Hacienda y Finanzas y de Energía y Minería (“MINEM”) que fijó las pautas básicas para una adecuación transitoria de sus tarifas y de una futura Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), sujeto a la celebración de un acuerdo de renegociación contractual integral.

El 31 de marzo de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución I/ 3723 disponiendo un aumento transitorio de las tarifas de TGN del 289,2% a partir del 1° de abril de 2016. Asimismo, el ENARGAS estableció un plan de inversiones obligatorias. Interin, TGN no podrá distribuir dividendos sin autorización previa del ENARGAS.

El 30 de marzo de 2017 TGN celebró con el Ministerio de Hacienda y con el MINEM un acuerdo de renegociación integral de la Licencia (el “Acuerdo Integral”), cuya vigencia está supeditada a la aprobación del PEN, previa intervención de la Procuración del Tesoro de la Nación, de la Sindicatura General del Estado Nacional, y de ambas cámaras del Congreso Nacional previo dictamen de una comisión bicameral. En marzo de 2017 TGN obtuvo un nuevo aumento transitorio promedio de tarifas del 49%, y en diciembre del mismo año otro aumento transitorio promedio de tarifas del 71,6%, en ambos casos a cuenta del aumento mayor que aplicará como resultado de la RTI llevada a cabo por el ENARGAS y contra la ejecución de inversiones obligatorias por \$ 457 millones a ejecutarse hasta marzo de 2018.

El Acuerdo Integral, que fue ratificado por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 14 de junio de 2017, pone fin a un período de quince años de inestabilidad jurídica y regulatoria iniciado en 2002 con la LEP. Contiene los términos y condiciones convenidos entre el PEN y TGN para adecuar la Licencia, establece las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017-2022 y concluye el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la LEP. Sus previsiones, una vez puesto en vigencia dicho acuerdo a partir de su ratificación por el PEN, abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia.

Entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 la Sociedad deberá ejecutar un Plan de Inversiones Obligatorias por aproximadamente \$ 5.600 millones. El Acuerdo Integral estableció, asimismo, las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017 – 2022.

Como condición previa a la ratificación del Acuerdo Integral, TGN solicitó la suspensión del juicio iniciado contra el Estado Nacional reclamando los daños y perjuicios que la Sociedad sufrió como resultado de la pesificación y posterior congelamiento de sus tarifas. Asimismo, dentro del plazo de noventa días corridos computados desde que entre y se mantenga en vigencia la resolución del ENARGAS que apruebe el cuadro tarifario resultante de la RTI, o del último escalón del incremento, que no podrá exceder el 1° de abril de 2018, o de las resoluciones que aprueben los cuadros tarifarios de distribución que incluyan los cuadros tarifarios antedichos, según corresponda, TGN deberá desistir íntegra y expresamente del derecho y de la acción entablada contra el Estado Nacional, como también de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar o entablar contra el Estado Nacional, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas respecto de la Licencia a partir de la LEP y/o por haber quedado sin efecto la aplicación por la anulación del PPI. Otro tanto deberán hacer el accionista controlante de la Sociedad, Gasinvest, y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de Gasinvest S.A. (“Gasinvest”).

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

El Acuerdo Integral contiene una cláusula de indemnidad en beneficio del Estado Nacional. TGN se compromete a mantener indemne al Estado Nacional para el supuesto que cualquiera de sus accionistas y/o de Gasinvest y/o sus eventuales cesionarios, obtuvieran una sentencia o laudo final e inapelable, en la República Argentina o en el exterior, que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica, de la índole que fuera, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas respecto de la Licencia, a partir de la situación de emergencia establecida por la LEP y/o en la anulación del PPI, incluyendo costas y honorarios.

En tal caso, la Sociedad no tendrá derecho a reclamar reparación, indemnización ni compensación alguna de parte del Estado Nacional, y los gastos y costos que TGN deba asumir en ningún caso podrán trasladarse en modo alguno a los usuarios del servicio de transporte.

Por otro lado, con relación a los laudos arbitrales obtenidos con anterioridad a la firma del Acuerdo Integral por los ex accionistas CMS y Total, la Sociedad se compromete a mantener indemne al Estado Nacional. El monto de dicha indemnidad, a ser definido, no incluirá el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido o se vaya a establecer en los acuerdos de pagos respectivos, excluirá las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago por parte del Estado Nacional y se calculará a valor presente. Como referencia se mencionan los montos contenidos en los laudos: CMS Gas Transmission Company c. República Argentina (caso ARB/01/8, con laudo favorable a CMS por US\$ 133,2 millones de fecha 12 de mayo de 2005), y Total S.A. c. República Argentina (caso ARB/04/1, con laudo favorable a Total por US\$ 85,2 millones, de fecha 27 de noviembre de 2013).

La indemnidad, por los valores que se definan sobre la base de lo mencionado anteriormente, será asumida por TGN exclusivamente mediante inversiones sustentables, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias en el marco de la RTI, en gasoductos e instalaciones complementarias en la “Cuenca Neuquina”. Estas inversiones no serán incorporadas a la base tarifaria de la Sociedad.

Los aumentos tarifarios implementados desde el año 2016 le han permitido a TGN financiar sus gastos de operación y mantenimiento, ejecutar ciertas obras y cancelar sus vencimientos financieros. A los efectos de que las tarifas se mantengan en valores reales a lo largo del tiempo y de esta forma poder atender las exigencias que demanda la operación y el mantenimiento del sistema de gasoductos, la RTI llevada a cabo por el ENARGAS introduce mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de transporte, entre revisiones tarifarias quinquenales, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado.

La participación directa e indirecta de CGC en TGN asciende al 31 de diciembre de 2017 al 23,07%.

- (4) Con fecha 10 de julio de 2014 Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional S.L.U. (en conjunto los “Compradores”) y Total Gas y Electricidad Argentina S.A. y Total GasAndes S.A. (en conjunto los “Vendedores”) celebraron un acuerdo de compraventa de acciones en relación con las tenencias accionarias que los Vendedores poseen en Transportadora Gas del Norte S.A. (“TGN”) y en su controlante GASINVEST S.A. (“GASINVEST”). Los Vendedores poseen en conjunto el 0,0309% del capital de TGN, más el 15,35% indirectamente a través de GASINVEST.

La operación referida se encontraba sujeta principalmente a la aprobación por parte del ENARGAS de la venta de las acciones de GASINVEST descriptas precedentemente y de la cesión del Contrato de Asistencia Técnica. Al cumplirse durante el mes de febrero de 2016 las condiciones a las que estaban sujetas las compraventas y una vez abonado el precio de compra que ascendió a \$ 78.608 y la efectiva transferencia de las acciones con fecha 3 de marzo de 2016, la participación de CGC en TGN y GASINVEST ascendió al 0,0465% y 40,8574% del capital, respectivamente y entonces la participación directa e indirecta de CGC en TGN ascendió al 23,07% al 31 de diciembre de 2017.

- (5) En el mes de septiembre de 1997, se firmó el contrato por el cual el gobierno de Venezuela otorgó los derechos de exploración de Campo Onado por un plazo de veinte años a un consorcio integrado, entre otros, por Compañía General de Combustibles S.A., con una participación mayoritaria en el mismo.

De acuerdo con el contrato de producción, el gobierno de Venezuela posee los derechos exclusivos de propiedad de todos los hidrocarburos extraídos en el área, mientras que el consorcio recibirá el total de los fondos netos de la venta, hasta el período de repago, y entre un 30% y un 60% por los años posteriores.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En el año 2005 el gobierno venezolano anunció la conversión obligatoria de los 32 convenios operativos celebrados por filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. ("PDVSA") y empresas petroleras privadas entre 1992-1997, dentro de los cuales se encuentra el Convenio Operativo de Tercera Ronda Campo Onado celebrado el 29 de julio de 1997 entre CGC y Corpoven, S.A., filial de PDVSA (el "Convenio Operativo"). La conversión incluye la migración de los convenios operativos a estructuras de empresas mixtas conforme a las previsiones de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (participación del Estado mayor a 50%).

En agosto de 2006, se firmaron los contratos de conversión de los convenios operativos, a través de los cuales se estableció que la participación de las empresas petroleras privadas en las nuevas sociedades fuera del 40%, correspondiéndole al estado venezolano la participación del 60%.

Como resultado de este proceso de migración, el Convenio Operativo del área Campo Onado se convirtió en la empresa mixta Petronado S.A.

Conforme la nueva estructura societaria, CGC posee una participación accionaria en Petronado S.A. del 26,004%.

Petronado S.A., al igual que el resto de las empresas mixtas, deben vender a PDVSA todos los hidrocarburos líquidos que produzcan en el área delimitada, de acuerdo con una fórmula de precios asociada a marcadores internacionales como el WTS y WTI.

Por otra parte Venezuela está atravesando una profunda crisis económica, con el petróleo en su precio más bajo en más de una década, producto de cuya exportación depende la economía venezolana, altísimos niveles de inflación y escasez de productos. Esto ha obligado al Gobierno a decretar el Estado de Emergencia Económica el 14 de enero de 2016, que le permitirá al presidente Nicolás Maduro establecer medidas especiales para la construcción de políticas estratégicas que ayuden a reformular el sistema productivo y financiero del país. La expectativa es que en el 2018 se reducirá aún más el volumen de divisas que se ofrecerán y/o aprobarán a través del sistema de control cambiario.

Adicionalmente los cambios en los mecanismos cambiarios han planteado incertidumbres en materia de reporte financiero debido a que se han tenido que reconsiderar nuevamente las tasas de cambio que se aplican para remedir los activos y pasivos monetarios denominados en bolívares y los ingresos y gastos relacionados

A pesar del difícil entorno operativo en Venezuela, la Sociedad continuará con sus operaciones en ese país en un futuro previsible, a través de su asociada Petronado S.A.

Luego de evaluar diferentes factores, la Sociedad ha determinado que a partir del 1° de octubre de 2015 se ha perdido la influencia significativa sobre dicha sociedad, debido principalmente, a la falta de acceso a la información contable. Por lo tanto, se ha decidido contabilizar la inversión en Petronado S.A. utilizando el método del valor razonable con cambios a través de ganancias y pérdidas de acuerdo con la NIC 39 y NIIF 9 (en lugar del método de la participación), tomando como medición inicial el valor registrado al 1° de octubre de 2015, en base a la información financiera disponible a esa fecha.

Es por esto que se ha reconocido en 2017 y 2016 una ganancia de 947 y 197, respectivamente, que se ha registrado en el rubro de resultados financieros por medición a valor razonable de instrumentos financieros para valorar la inversión en Petronado S.A. a su valor razonable en el rubro de inversiones no corrientes por 11.064 y 10.117 en 2017 y 2016, respectivamente.

- (6) El 27 de julio de 2011 CGC y Tecpetrol Internacional S.L. ("Tecpetrol") en forma conjunta, iniciaron una demanda arbitral ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra Argentinean Pipeline Holding Company S.A. (APHC) - anteriormente denominada Petronas S.A. ("Petronas") - en la que reclaman el incumplimiento de la demandada a los acuerdos de accionistas en relación con el ejercicio de preferencia que entienden existe a su favor, como consecuencia de la transferencia del porcentaje de la participación accionaria de Petronas en las sociedades TGM y Gasinvest S.A. (sociedades en las cuales CGC, Tecpetrol y Petronas son accionistas junto con otras compañías).

Con fecha 26 de junio de 2013, el Tribunal Arbitral pronunció el Laudo Final en el cual -tras declarar que C.G.C y Tecpetrol emitieron válidamente su aceptación a la oferta, de conformidad con los Acuerdos de Accionistas- condenó a APHC a:

- i.- cumplir con el contrato de compraventa de acciones perfeccionado entre APHC y CGC / Tecpetrol en virtud de dicha aceptación de la oferta; y
- ii.- abonar a CGC y Tecpetrol, la suma de \$ 278 con más sus intereses desde el día 14 de junio de 2012, en

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

concepto de lucro cesante por los dividendos generados por las acciones objeto de la controversia.

No obstante, es de señalar que el Tribunal Arbitral explicó que se veía impedido de disponer medidas de ejecución del Laudo Final respecto de RPM en virtud del carácter convencional de la competencia arbitral, y del hecho que RPM no había participado de tal convención de la que nacía su jurisdicción para obligarla.

Claro que esto, en modo alguno implicaba que no pueda exigírsele a RPM extra-judicialmente y, eventualmente, a través del ente jurisdiccional competente que acate el Laudo Final que le es oponible en función de los efectos de la medida cautelar de anotación de la litis, de su propia mala fe y de las limitaciones contenidas en su título de adquisición.

Por ello, con fecha 12 de julio de 2013, CGC y Tecpetrol notificaron a SADESA y a RPM Gas, el Laudo Final y le hicieron saber que, en virtud de los propios términos de su título de adquisición y de la anotación de litis dispuesta, se extendieron a su respecto los efectos del Laudo Final.

Asimismo, las intimaron a que comuniquen a las sociedades correspondientes que registren a favor de CGC y Tecpetrol todos los bienes, activos y derechos comprendidos en el CCA RPM Gas y Sadesa rechazaron este requerimiento.

Consecuentemente, CGC y Tecpetrol solicitaron medidas cautelares complementarias en sede judicial, las que fueron rechazadas en el entendimiento de que no puede afectarse -en el proceso de medidas precautorias- los derechos de un tercero.

No obstante, la Sala F habilitó la promoción -por CGC y Tecpetrol- de un proceso ordinario contra RPM Gas.

Con fecha 11 de julio de 2014, CGC y Tecpetrol promovieron ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 18, Secretaría N° 35 una demanda ordinaria contra RPM GAS S.A. a los efectos de que se la condene a transferirles todas las acciones, créditos, derechos y obligaciones, objetos del CCA perfeccionado entre APHC y CGC/Tecpetrol. A la fecha, la jueza tuvo por contestada la demanda por RPM y ordenó correr traslado de la documental ofrecida.

En el caso que la situación se resolviera en forma favorable a CGC, la participación de CGC en TGM y Gasinvest se incrementaría un 1,867% y un 6,0951% respectivamente.

NOTA 31 - ACTIVOS GRAVADOS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y OTRAS GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen bienes cuya disponibilidad se encuentre restringida. Ver constitución de prenda detallada en la nota de hechos posteriores (Nota 32)

NOTA 32 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2017, no se han producido otros hechos, situaciones o circunstancias que no sean de público conocimiento, que incidan o puedan incidir significativamente sobre la situación patrimonial, económica o financiera de la Sociedad, en adición a los tratados en las notas a los presentes estados financieros consolidados, excepto por emisión de la siguiente Obligación Negociable.

- Emisión de Obligaciones Negociables Clase 10

Con fecha 12 de enero de 2018 se emitieron y liquidaron Obligaciones Negociables Clase “10” a tasa fija del 9,7% nominal anual por valor de US\$ 100 millones, bajo el Programa de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 250 millones autorizado por la CNV mediante su Resolución N° 17.570 del 10 de diciembre de 2014. La amortización y vencimiento de capital será en un solo pago a los 42 meses contados desde la emisión, es decir con fecha 12

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

de julio de 2021. Los intereses se pagan en forma semestral, con fecha 12 de enero y 12 de julio. La primera fecha de pago de intereses será el 12 de julio de 2018.

Las Obligaciones Negociables Clase 10 son obligaciones negociables simples no convertibles en acciones emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.575 (junto con sus modificatorias, la “**Ley de Obligaciones Negociables**”) sin recurso contra CGC y con Garantía. Son sin recurso porque la única fuente de pago será los fondos que se obtengan como resultado de (i) el pago de dividendos y/u otras distribuciones bajo las acciones de Gasinvest S.A., Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. de propiedad de la compañía (“las acciones afectadas”), y/o (ii) la venta y/o subasta pública de dichas acciones. Los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables serán pagados exclusivamente con los Fondos Disponibles (según se define más adelante). En caso que en cualquier fecha de pago de intereses, no existan fondos disponibles suficientes para cancelar la totalidad o parte de los montos de intereses compensatorios adeudados bajo las Obligaciones Negociables pagaderos en dicha Fecha de Pago de Intereses, la totalidad o la parte de los intereses compensatorios pagaderos en dicha Fecha de Pago de Intereses que excedan del monto de los Fondos Disponibles que existan en dicha Fecha de Pago de Intereses serán automáticamente capitalizados en dicha Fecha de Pago de Intereses. En caso que por cualquier motivo los Fondos Disponibles no sean suficientes para pagar la totalidad de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores no podrán reclamar a la Compañía el pago de los saldos de capital, intereses y/u otros conceptos impagos bajo las Obligaciones Negociables que no hayan sido pagados con los Fondos Disponibles por ser insuficientes tales Fondos Disponibles. La obligación de la Compañía respecto de los pagos que deban realizarse bajo las Obligaciones Negociables se limitará exclusivamente a destinar y/o causar que se destinen los Fondos Disponibles al pago de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables conforme con lo previsto en el presente, no asumiendo la Compañía responsabilidad alguna en caso de que por cualquier motivo dichos Fondos Disponibles sean insuficientes para cancelar la totalidad de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables. En caso que luego de cancelados la totalidad de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables existiera cualquier remanente de Acciones Afectadas y/o de Fondos Disponibles, dichas Acciones Afectadas y/o Fondos Disponibles serán de propiedad exclusiva de la Compañía.

A fin de garantizar que los Fondos Disponibles serán exclusivamente destinados al pago de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las Obligaciones Negociables, con fecha 27 de diciembre de 2017, la Compañía celebró con el Agente de Garantía (Banco de Valores S.A.): (i) un contrato de prenda de acciones, bajo el cual la Compañía otorgará a favor del Agente de Garantía, para beneficio de los tenedores, un derecho real de prenda en primer grado de privilegio sobre las Acciones Gasinvest; y (ii) un contrato de fideicomiso, bajo el cual la Compañía constituirá un fideicomiso para beneficio de los tenedores de obligaciones negociables clase 10, cuyo activo fideicomitido serán los Fondos Disponibles, los cuales deberán ser recibidos y mantenidos por el Agente de Garantía, en calidad de fiduciario, en una o más cuentas fiduciarias en dólares y/o pesos y utilizados por el fiduciario para realizar los pagos de capital, intereses y demás conceptos bajo las Obligaciones Negociables. Las Acciones de Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. no estarán preñadas bajo el Contrato de Prenda ni bajo ningún otro documento.

Los fondos netos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables serán aplicados por la Compañía, de conformidad con lo previsto en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, en particular, para cualquiera de los siguientes destinos: (i) la inversión en activos físicos situados en el país, particularmente a inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos en la provincia de Santa Cruz (cuenca Austral), (ii) refinanciación de pasivos y (iii) integración de capital de trabajo en el país. La aplicación de fondos que se encuentren pendientes podrán ser invertidos transitoriamente por la Compañía en Inversiones Permitidas.

De acuerdo con los términos y condiciones establecidos en la emisión de las presentes obligaciones negociables bajo el programa internacional, CGC, deberá cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 33 - RESERVAS

Reservas petroleras y gasíferas (Información no cubierta por el Informe de los Auditores)

El siguiente cuadro refleja las reservas probadas estimadas de petróleo (incluye petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (LGN)) y gas natural al 31 de diciembre de 2017 (Nota 5 a)):

	Probadas Desarrolladas		Probadas no Desarrolladas		Total Reservas Probadas	
	Petróleo crudo, condensado y LGN (a)	Gas natural (b)	Petróleo crudo, condensado y LGN (a)	Gas natural (b)	Petróleo crudo, condensado y LGN (a)	Gas natural (b)
Argentina	1.335	5.374	337	1.528	1.672	6.902
Total	1.335	5.374	337	1.528	1.672	6.902

(a) En Miles de m3

(b) En Millones de m3

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2017

La presente Reseña Informativa, que ha sido confeccionada en cumplimiento con lo dispuesto por las normas vigentes de la Comisión Nacional de Valores (Régimen Informativo Periódico – Título IV – Capítulo III – Artículo 4º), es complementaria de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017.

1. Breve comentario sobre las actividades de la Sociedad en el período incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio.

En lo que respecta a las actividades de la Sociedad, ver Punto IV de la Memoria a los presentes estados financieros.

Para las situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio, ver Nota 32 a los presentes estados financieros.

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior

Ver Puntos VIII y IX de la Memoria a los presentes estados financieros.

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior

Ver Punto VIII y IX de la Memoria a los presentes estados financieros.

3. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior

Ver Punto VIII de la Memoria a los presentes estados financieros.

5. Datos estadísticos comparativos con el ejercicio anterior

Ver Puntos IV y V de la Memoria a los presentes estados financieros.

6. Índices comparativos con el ejercicio anterior

Ver Punto IX de la Memoria a los presentes estados financieros.

7. Breve comentario sobre perspectivas para el siguiente ejercicio

Con la decisión del Gobierno Nacional de alinear el precio internacional del crudo, que empezó a regir a partir del 1 de enero de 2018 y en los hechos a partir de octubre de 2017 y la normalización del sector del gas en un plazo de 4 años, las expectativas del sector petrolero son positivas. El nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural para los proyectos gasíferos no convencionales, estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, las petroleras que adhieran al plan recibirán un precio mínimo de US\$ 7,5 el millón de BTU en el año 2018, de US\$ 7 en 2019, de US\$ 6,5 en 2020 y de US\$ 6 en 2021, durante el programa el Estado Nacional compensará al productor hasta

alcanzar el valor del precio de estímulo, en caso de que no reciba ese valor por la venta del gas en el mercado interno. Se estima que la transición durante 2018 y 2019 permitirá alcanzar los precios internacionales lo que redundará en el incremento de la producción para reducir importaciones y retomar las exportaciones.

La empresa a partir del acuerdo suscripto con la Provincia de Santa Cruz de inversión hidrocarburífera en virtud del cual CGC es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área “Campo Indio Este-El Cerrito”, del primer proyecto de gas no convencional que ha sido otorgado fuera de la cuenca neuquina, se centrará en el desarrollo del tight gas en esa zona, mediante la utilización de tecnologías de avanzada que incluye pozos horizontales, direccionales con monogor, sin tubing y fracturas de gran magnitud.

En concordancia con lo realizado en 2017, que con una oferta de 3,5 millones de metros cúbicos diarios de gas, se colocó en el top five del ranking de mayores productores del país, según estadísticas del IAPG, el compromiso es duplicar su producción de gas en dos o tres años. Se continuará trabajando en pos de lograr nuevos descubrimientos, a través de la exploración continua y el desarrollo de las áreas en las que trabaja. La Sociedad va a seguir priorizando proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

En materia de financiamiento, los esfuerzos continúan enfocados en la optimización de la estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a los objetivos de inversión.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2018.

Véase nuestro informe de fecha
8 de marzo de 2018
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Compañía General de Combustibles S.A.
Domicilio legal: Bonpland 1745
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
C.U.I.T. 30-50673393-2

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas (en adelante “la Sociedad”) que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017, los estados de resultados integrales consolidados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, y un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2016, son parte integrante de los estados financieros auditados mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). Asimismo, el Directorio es responsable de la existencia del control interno que considere necesario para posibilitar la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades.

Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), como fueron adoptadas en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica N° 32 y sus respectivas Circulares de Adopción. Dichas normas exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en función a las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2017, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Compañía General de Combustibles S.A., que:

- a) los estados financieros consolidados de Compañía General de Combustibles S.A. se encuentran asentados en el libro "Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros individuales de Compañía General de Combustibles S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa de los estados financieros consolidados, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2017 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Compañía General de Combustibles S.A. que surge de los registros contables y de las liquidaciones de la Sociedad ascendía a \$ 9.292.071, no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21º, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 representan:
 - e.1) el 91% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 52% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - e.3) el 47% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;

- f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Compañía General de Combustibles S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2018

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 F° 85

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Señores Accionistas de
Compañía General de Combustibles S.A.

En nuestro carácter de miembros de la Comisión Fiscalizadora de Compañía General de Combustibles S.A. de acuerdo con lo dispuesto por la Ley General de Sociedades y las normas reglamentarias sobre información contable de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado con el alcance que se describe en el capítulo II, los documentos detallados en el capítulo I siguiente. La preparación y emisión de los documentos citados es una responsabilidad del Directorio de la Sociedad en ejercicio de sus funciones exclusivas. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos en base al trabajo realizado con el alcance que se menciona en el capítulo II.

I) DOCUMENTOS EXAMINADOS

- a) Estado de situación financiera individual y consolidado al 31 de diciembre de 2017.
- b) Estado del resultado integral individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017.
- c) Estado de cambios en el patrimonio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017.
- d) Estado de flujo de efectivo individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017.
- e) Notas a los estados financieros individual y consolidado al 31 de diciembre de 2017.
- f) Reseña informativa e Información adicional a las notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2017, requeridas por el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y por el artículo N° 12 del capítulo III Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), respectivamente.
- g) Inventario al 31 de diciembre de 2017.
- h) Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017.

II) ALCANCE DEL EXAMEN

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes establecidas por la Resolución Técnica N° 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren que el examen de los estados financieros se efectúe de acuerdo con las normas de auditoría vigentes establecidas en la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, e incluya la verificación de la congruencia de los documentos e información examinados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la Ley y los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en los ítems a) a e) del capítulo I, hemos efectuado una revisión de la auditoría efectuada por los auditores externos, Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe de acuerdo con las normas de auditoría de la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, con fecha 8 de marzo de 2018. Nuestra revisión incluyó la planificación de la auditoría, la naturaleza, alcance y oportunidad de los procedimientos aplicados y las conclusiones de la auditoría efectuada por dichos auditores.

Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la inexistencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados financieros. Una auditoría incluye examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados financieros, así como evaluar la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, las estimaciones significativas efectuadas por el Directorio de la Sociedad y la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Dado que no es responsabilidad de la Comisión Fiscalizadora efectuar un control de gestión, el examen no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son responsabilidad exclusiva del Directorio.

Con relación a la Memoria del Directorio, la Reseña informativa requerida por el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), y la Información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), todos por el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017, hemos constatado que, respectivamente, estos documentos contengan, la información requerida por la Ley General de Sociedades N° 19.550, el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), siendo las afirmaciones sobre el marco económico en que se desarrolló la Sociedad, la gestión empresarial y hechos futuros, todas ellas incluidas en los documentos citados, responsabilidad exclusiva del Directorio de la Sociedad. Asimismo, en lo que respecta a los datos numéricos contables incluidos en los documentos citados, en lo que es materia de nuestra competencia, hemos constatado que tales datos surgen de los registros contables auxiliares de la Sociedad u otra documentación pertinente.

III) DICTAMEN

- a) En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2017, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.
- b) La Memoria del Directorio, la Reseña informativa requerida por el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y la Información adicional a las notas a los estados financieros requerida por el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), todos por el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2017, contienen, respectivamente, la información requerida por la Ley General de Sociedades, el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), siendo las afirmaciones sobre el marco económico en que se desarrolló la Sociedad, la gestión empresarial y hechos futuros, señaladas en los documentos citados, responsabilidad exclusiva del Directorio. En lo que respecta a los datos numéricos contables incluidos en dichos documentos, en lo que sea materia de nuestra competencia, concuerdan con los registros contables auxiliares de la Sociedad y otra documentación pertinente.
- c) Las cifras de los estados financieros señalados en los apartados a) a e) del capítulo I de este informe surgen de los registros contables de la Sociedad, los que se encuentran transcritos en los libros rubricados. Asimismo, los estados financieros y la información señalada en los apartados a) a h) del capítulo I de este informe se encuentran transcritos en el libro Inventario y balances.

IV) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 340/99 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 340/99 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que:

- a) las políticas de contabilización aplicadas para la preparación de los estados financieros mencionados en los ítems a) a e) del capítulo I están de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera; y
- b) los auditores externos han desarrollado su auditoría aplicando las normas de auditoría vigentes, establecidas por la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren la independencia y la objetividad de criterio del auditor externo en la realización de la auditoría de los estados financieros.

V) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN C.D. N° 77/2011 DEL CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención del lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

VI) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 606/12 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 606/12 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el Anexo a la memoria del Directorio contiene la información requerida por dicha resolución.

Ciudad de Buenos Aires, 8 de marzo de 2018.

CARLOS OSCAR BIANCHI
Por Comisión Fiscalizadora