

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018 (presentados en forma comparativa)

COMPañA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONOMICO
INICIADO EL 1º DE ENERO DE 2018 Y FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

Indice

Memoria

Informe sobre el código de gobierno societario

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

Estados financieros individuales (en miles de pesos)

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

**Información adicional a las notas a los estados
financieros individuales requerida por el Art.
Nº12 – Capítulo III - Título IV – del Régimen
informativo periódico de la Comisión Nacional de
Valores.**

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

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

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

Informe de la Comisión Fiscalizadora

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Memoria y Estados Financieros

al 31 de diciembre de 2018

MEMORIA

2018



CONTENIDOS

Directorio
Comisión Fiscalizadora
Management

MEMORIA

- I. El Contexto Macroeconómico del Año 2018
- 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. Gestión Comercial
- VII. Desarrollo Social y Medioambiente
- VIII. Financiamiento
- IX. Síntesis de la Estructura Patrimonial, de Resultados y Flujo de Efectivo Consolidada de la Sociedad
- X. Análisis de los Resultados, Situación Patrimonial y Flujo de efectivo Consolidada
- XI. Perspectivas
- XII. Distribución de Resultados no Asignados
- XIII. 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	Matias María Brca
Director Titular	Ignacio Noel

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares	Síndicos Suplentes
Carlos Oscar Bianchi	Juan Pablo Bianchi
Carlos Fernando Bianchi	Héctor Oscar Romero
Mariano Miguel De Apellaniz	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 99º ejercicio económico, finalizado el 31 de diciembre de 2018, información que debe ser leída, analizada e interpretada en forma conjunta para tener una visión completa de los asuntos societarios relevantes del ejercicio.

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo a normas contables y disposiciones de los organismos de control, los cuales se detallan en las notas que acompañan a los mismos.

I. El Contexto Macroeconómico del Año 2018

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.

Hacia fines del año 2017, todo hacía suponer que la Argentina se posicionaba en un camino de crecimiento de la economía con una caída de la inflación prevista para el año 2018. Durante el segundo semestre de 2017, se habían aprobado las reformas a las leyes de pensiones, laborales y fiscales favorables al mercado.

Sin embargo la situación cambió a finales del mes de abril de 2018, los rendimientos de los títulos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años subieron por encima del 3% y sacudieron fuertemente los activos de mercados emergentes que durante años habían sido atractivos para los inversores que buscan altos rendimientos.

Argentina fue el primer país de la región en sentir los efectos. Afectados por la turbulencia en los mercados emergentes, los inversores perdieron la confianza en la política monetaria del Banco Central, quien cambió los objetivos de inflación y redujo las tasas de interés a pesar de que no había signos de disminución de la inflación.

A partir del mes de mayo sucedieron una serie de hechos que alteraron el rumbo económico y las expectativas. Un virtual cierre del mercado de capitales para Argentina desencadenó una crisis que desembocó en una fuerte devaluación de nuestra moneda, golpeó la actividad, aceleró la inflación y redujo las expectativas de recuperación.

La crisis de balanza de pagos derivó en el salto del tipo de cambio y en un aumento anual del 101,07% en el precio del dólar, que impactó de lleno en el nivel general de precios, pero no fue acompañado con el mismo ímpetu en el incremento de los salarios. Esto provocó una caída de casi 20 puntos en el poder adquisitivo, que se vio reflejado en la contracción del consumo y la inversión.

Entre las acciones tomadas por el Gobierno para estabilizar y encaminar nuevamente la economía es importante destacar, el upgrade a Mercado Emergente otorgado a nuestro país por el MSCI, el apoyo conseguido del Fondo Monetario Internacional y el aval obtenido de la comunidad financiera internacional. El acuerdo de un préstamo Stand By del FMI cerrado en el mes de junio le permitió al Gobierno relanzar el programa económico.

Los cambios presentados implicaron una recalibración de los principales lineamientos económicos. Los principales objetivos macroeconómicos planteados apuntan a incrementar la velocidad del gradualismo fiscal, ajustar las metas de inflación y ampliar la autonomía de la autoridad monetaria. Para contener el espiral inflacionario, desde octubre, el Banco Central cambió su política monetaria y abandonó el sistema de metas de inflación para implementar el mecanismo de agregados monetarios. Con tasas reales altas y menos dinero en circulación, la entidad mantuvo el dólar estable en los últimos meses, lo que permitió desacelerar la variación de precios.

En este sentido, el Gobierno continúa mostrando avances en su objetivo de reducir el desequilibrio fiscal en línea con el objetivo de alcanzar el equilibrio primario en 2020.

Según datos del INDEC la inflación acumulada del año 2018 alcanzó el 47,6%. De este modo, la inflación terminó en el nivel más alto desde 1991. Muy lejos de la meta del 15% que se había planteado inicialmente el gobierno de Mauricio Macri.

El tipo de cambio \$/US\$ había culminado el año 2017 en un valor de 18,65 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 37,50 pesos por dólar al cierre de diciembre de 2018, resultando por lo tanto aproximadamente un 101,07% superior a la cotización observada a finales de 2017, posicionándose de esta manera muy por encima del aumento de precios.

El Presupuesto 2019 estima que la inflación interanual promedio será del 23%, prevé un tipo de cambio promedio de \$ 40,1 y una caída de 0,5% del Producto Bruto Interno (PBI). La balanza comercial pasará de un resultado negativo de 216.953 millones de pesos (5.478 millones de dólares) en el 2018 a un superávit de 183.819 millones de pesos (4.641 millones de dólares) el año próximo,

Sin embargo las proyecciones de los especialistas no coinciden con los datos que proyecta el Poder Ejecutivo para el año próximo, un factor que puede ser determinante en el curso económico es cómo se desenvuelva el panorama político en un año electoral. Según proyecciones del FMI la economía argentina continuará en recesión durante 2019, por las políticas más estrictas dirigidas a reducir los desequilibrios, por lo cual registraría una caída del 1,7% del PBI, para volver al crecimiento en 2020, con un 2,7 por ciento y estima para 2019 una inflación en torno al 30%.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 54,57 al cierre del mes de diciembre de 2018, lo que representa una disminución del 17,9% frente a la cotización de US\$ 66,49 al cierre de diciembre de 2017 debido a una producción de crudo demasiado elevada y un descenso de la demanda.

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 una serie de reformas que se espera que mejoren los fundamentos a largo plazo del sector de petróleo y gas, a partir de la recuperación del marco regulatorio y en particular por las medidas tomadas para el desarrollo del gas no convencional.

La producción de gas llegó en 2018 a 47.021 millones de metros cúbicos, con un aumento del 5,3% con relación a 2017, mientras la de petróleo totalizó 28,39 millones de metros cúbicos, apenas un 2% más que en el año anterior, cuando se había registrado el nivel más bajo desde 1980. En gas, los hidrocarburos no convencionales ya representan un tercio de la producción total, luego de que su volumen creció más de 250%. Esto permitió que este año la Argentina pueda volver a exportar gas luego de más de una década.

Entre las principales acciones llevadas a cabo por el Gobierno durante el año 2018, relacionadas con el segmento del upstream, pueden mencionarse:

- Convergencia del precio del petróleo crudo: El Gobierno continuó una política de convergencia entre el precio local y el internacional de referencia.

- Incentivos al gas natural no convencional vía precios: se mantiene la política de incentivos a la producción de recursos no convencionales, con un precio para el 2019 de USD 7,0 por millón de BTU bajando paulatinamente a razón de USD 0,50 hasta el 2021 para alcanzar USD 6,0 por millón de BTU. Sin embargo, y en razón del éxito de la concesión de Fortín de Piedra que alcanzó duplicar la curva de producción estimada originalmente, la Secretaría de Gobierno de Energía, anunció una reinterpretación del cálculo de los incentivos correspondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución 46/2017, imponiendo un límite a la misma en función de volúmenes de producción estimados en las presentaciones originales, que probablemente afecte la actividad. Derivado de esta política de estímulo, la producción de gas natural aumentó en la Cuenca Neuquina 8,0 MMm3/d, y en la Cuenca Austral 3 MMm3/d.

- Reforma laboral: Se mantiene el acuerdo con sindicatos y empresarios para abaratar costos y fomentar inversiones en shale gas y oil para incentivar las inversiones en Vaca Muerta. En el mismo sentido se está negociando en la Provincia de Santa Cruz, para incorporar algunos cambios en las condiciones laborales en los convenios colectivos, para alcanzar mayor productividad y bajar costos.

- Continúa el paulatino ajuste de precios y tarifas del gas natural, eliminando subsidios a los consumidores, para reducir el déficit presupuestario, pero con un ritmo menor por el deterioro macroeconómico derivado de la devaluación del peso. A partir de este nuevo escenario el gobierno nacional ha decidido tomar medidas que modifican la política de determinación de precios de la energía. Se comienza a correr el foco del precio que paga la demanda y se empieza a mirar el precio que recibe la oferta con un enfoque más asociado al esfuerzo compartido al momento de reducir subsidios.

- Exportaciones de gas natural: en agosto de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SGH N° 9/2018, que estableció un nuevo Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural. Luego de una década, en septiembre de 2018, la República Argentina volvió a exportar gas a Chile. Los envíos inaugurales correspondieron a la región de Magallanes, en el extremo sur chileno. CGC, fue la primera empresa en ser autorizada por la Secretaría de Energía para retomar los envíos a Chile.

-Regulaciones fiscales:

- Impuesto a los débitos y créditos bancarios: en mayo de 2018, mediante el Decreto N° 409/2018, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso que podrá computarse el 33% de las sumas debitadas del impuesto tanto por las acreditaciones como por los débitos que se efectúen en la cuenta.

- Derechos de exportación: El 3 de septiembre de 2018 se emitió el Decreto N° 793/2018 del Poder Ejecutivo Nacional que establece una retención general del 12% a las exportaciones de bienes desde Argentina, entre los que se encuentran los hidrocarburos, con vigencia desde el 4 de septiembre de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicha retención tiene un tope de cuatro pesos por cada dólar de valor FOB exportado. Esta medida termina acentuando la baja del precio interno del petróleo, sumado al marcado retroceso del precio internacional, lo cual podría incidir en las decisiones de inversión de las empresas para el 2019.

II. Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio

- ✓ **CGC consolida su producción de gas en la cuenca Austral:** la producción anual de gas se incrementó en un 52% durante 2018 mientras que la reposición de reservas de gas fue del 205%.

Este logro se justifica con las campañas de desarrollo y exploración llevadas a cabo en el área Campo indio Este-El Cerrito.

A fines del junio de 2017 la producción de gas era de 2,4 millones de metros cúbicos diarios, pero con el aporte de las inversiones en gas no convencional se pasó a 5,0 millones de metros cúbicos diarios a fines de 2018.

En la Cuenca Austral, se perforaron durante el año 2018, 47 pozos, entre los que se cuentan 6 pozos exploratorios. Durante el ejercicio se trabajó con 2 equipos de perforación.

De los pozos perforados, 38 (entre los que se incluyen 8 horizontales) correspondieron al "programa de estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" al cual CGC adhirió en enero de 2018.



- ✓ **Hallazgo de un nuevo yacimiento de gas no convencional:** CGC descubrió un yacimiento de gas no convencional (tight gas) en la provincia de Santa Cruz, a través del pozo El Puma x-3, ubicado en la concesión "Campo Indio Este - El Cerrito" de la Cuenca Austral. El hallazgo es, el más occidental dentro de la Cuenca Austral en la provincia de Santa Cruz y está ubicado a 15 km al oeste del yacimiento El Cerrito. La zona fue explorada en 2006 mediante los sondeos de los pozos El Puma x-1 y El Puma x-2, perforados por la compañía Petrobras Argentina, para luego ser abandonados al considerárselos estériles.

Como parte de nuestra política de revisión integral de la zona, hemos identificado un potencial exploratorio remanente, por lo que se decidió retomar los esfuerzos exploratorios luego de 12 años de inactividad en esa zona.

La campaña exploratoria, sumada al desarrollo de nuestro proyecto de gas no convencional, representa un salto cualitativo y cuantitativo en el conocimiento y desarrollo de la Cuenca Austral, una cuenca con un potencial similar a la Neuquina, pero completamente subdesarrollada y aún sub explorada.

- ✓ **CGC resulta adjudicataria de la exploración y eventual explotación del área "Paso Fuhr":** Con fecha 28 de febrero de 2019 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz emitió el Decreto N°0199/2019, en virtud del cual, en el marco de la licitación IESC N° 2/17, se adjudicó a CGC, junto con YPF, el permiso de exploración en el área Paso Fuhr, ubicado en la provincia de Santa Cruz, en el margen oeste de la Cuenca Austral.

Se trata de un área exploratoria de 4668 Km2.

A partir de esta propuesta, se avanzará sobre la exploración de los objetivos convencionales y tight (gas apretado) de la Cuenca, actualmente explorados y desarrollados por CGC.

Ambas compañías decidieron aunar esfuerzos para esta licitación, con el objetivo de maximizar la experiencia que cada una viene desarrollando en los últimos años.

La concreción de este proyecto constituirá un hito tanto en la exploración de la cuenca como en la del país, al iniciar la evaluación del shale de la Cuenca Austral, donde, a través del consorcio constituido, YPF aportará su amplia y exitosa experiencia en la exploración y desarrollo de Vaca Muerta operando dicha actividad no convencional.

- ✓ **CGC la primera compañía en volver a exportar gas a Chile desde 2004:** Luego de más de una década, Argentina volvió a exportar gas a Chile. A partir del decreto 962 del PEN, se permitió la exportación ilimitada de gas con el único requisito de tener una demanda interna adecuadamente abastecida.

CGC ha sido uno de los primeros productores autorizados para suministrar gas al vecino país. En el mes de septiembre de 2018 comenzaron las exportaciones a Methanex. Se trata de la primera exportación que no incluye un intercambio, esto es, sin la obligación de la compañía de volver a importar el mismo volumen que coloca en el exterior.

CGC ha sido la primera empresa en utilizar esta facultad para colocar sus excedentes de gas en épocas estivales.

En octubre se inicia operación de exportación al cliente Colbun bajo condición interrumpible, el fluido es transportado por el gasoducto GasAndes (sociedad vinculada).

GasAndes Argentina ha firmado varios contratos de transporte interrumpible con los principales productores del país, para la potencial exportación en la estación estival. En particular, el 31 de octubre de 2018, se reanudaron las exportaciones, que en el mes de diciembre se estabilizaron en una media de 3,2 millones de m3 por día.

- ✓ **CGC Comercializador de gas:** Por Resolución ENARGAS N° 104 de fecha 8 de Noviembre de 2017, se otorgó a CGC la inscripción en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS. En el mes de septiembre de 2018 se inicia esta nueva actividad, con la compra de gas a otros productores de la Cuenca Neuquina y Cuenca Noroeste para su posterior venta a clientes industriales, de generación termoeléctrica y de exportación, logrando complementar con dichas compras la producción disponible operada por CGC y adicionalmente optimizando precios y obteniendo márgenes adicionales a la actividad principal de CGC.
- ✓ **Acuerdo con Echo Energy Plc. ("Echo Energy"):** En octubre de 2017, la sociedad suscribió con Echo Energy Plc. ("Echo Energy") dos acuerdos de inversión conjunta para la exploración de cuatro bloques en la cuenca Austral de la Provincia de Santa Cruz (las Fracciones C y D del área Santa Cruz I, el área Laguna de los Capones y Tapi Aike). Durante el trimestre del año 2018 se han formalizado los Joint Operating Agreements y la constitución de uniones transitorias de empresas (U.T.E.) para llevar adelante las operaciones conjuntas en el área

- ✓ **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.

- ✓ **Fusión con Unitec Energy S.A.:** Con fecha 8 de marzo de 2018 el Directorio de CGC aprobó un compromiso previo de fusión entre CGC, como sociedad absorbente y su controlada 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 tiene vigencia y efecto desde el 1° de enero de 2018 y permite una mayor eficiencia de recursos, aprovechando la mayor escala de negocios y experiencia de la sociedad absorbente. Con fecha 24 de agosto de 2018, el Directorio de la Comisión Nacional de Valores emitió la resolución RESFC-2018-19701-APN-DIR#CNV, mediante la cual se aprobó la fusión por absorción de Unitec Energy S.A. y se remitieron las actuaciones a la Inspección General de Justicia ("IGJ"). Con fecha 12 de noviembre de 2018 la IGJ realizó la inscripción de la fusión, en el Registro Público.

A través de la fusión con Unitec Energy, CGC incorpora principalmente operaciones en áreas de exploración de hidrocarburos en la zona norte de la cuenca Austral de la provincia de Santa Cruz.

- ✓ **EBITDA:** El EBITDA Ajustado de la Compañía en el ejercicio 2018 ascendió a \$9.576 millones, aumentando con respecto al ejercicio anterior en \$7.563 millones, lo que representa un 375,6%.
- ✓ **Reservas:** Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2018 ascendieron a 10.165 Mm3 de petróleo equivalente, aumentando respecto al 31 de diciembre de 2017 en un 19%. Las reservas al 31 de diciembre de 2018, están compuestas en un 16% por petróleo y líquidos y en un 84% por gas natural.
- ✓ **Inversiones en actividades de explotación y exploración:** Las inversiones en el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2018 alcanzaron la suma de 160,6 millones de dólares, un 20,3% superior que el año anterior, las cuales se concentraron principalmente en actividades de Desarrollo (87,4%) y se ejecutaron algunos proyectos en actividades de Exploración (12,6%).

La inversión acumulada durante los últimos 24 meses, ha alcanzado la suma de 294,1 millones de dólares, inversión que refleja la firme visión de la Compañía en su crecimiento.

- ✓ **Producción:** La producción anual 2018 de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.882,9 Mm3 de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 37%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 17,4% y el gas natural, el 82,6%.

III. 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:

UPSTREAM

País/ Cuenca	Area	Participación %	Operador	Actividad
ARGENTINA				
Austral	El Cerrito	100,00	CGC	Exploración y explotación
	Dos Hermanos	100,00		
	Campo Bolcadoras	100,00		
	Campo Indio Este / El Cerrito	100,00		
	María Inés	100,00		
	Cóndor	100,00		
	La Maggie	50,00		
	Glencross	87,00		
	Estancia Chiripa	87,00		
	Tapi Aike	50,00		Exploración
	Piedrabuena	100,00		Exploración
Neuquina	Angostura	100,00	CGC	Exploración
Noroeste	Aguaragüe	5,00	Tecpetrol S.A.	Exploración y explotación
VENEZUELA				
Oriental	Campo Onado	26,004	Petronado S.A.	Explotación
GUATEMALA				
	A-9-96	100,00	CGC	Exploración

MIDSTREAM

País	Sociedad	Participación directa e indirecta %
Argentina	Transportadora de Gas del Norte S.A.	23,07 (*)
	Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	39,99
	Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	10,90
Chile	Gasoducto GasAndes S.A.	39,99

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

IV. Evolución de los Indicadores de CGC

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

	UPSTREAM		TRANSPORTE GAS NATURAL		TOTAL	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Ingresos por Ventas (MM \$)	7.959,9	17.708,9	1.791,2	3.149,5	9.751,1	20.858,4
Margen Bruto (MM \$)	169,5	6.560,4	716,0	1.503,4	885,4	8.063,8
Resultado Operativo (MM \$)	(708,0)	4.778,8	492,0	1.144,3	(216,1)	5.923,1
Producción Petróleo (m³/día) (1) (3)	921	894			921	894
Producción Gas (Mm³/día)	2.835	4.250			2.835	4.250
Reservas Petróleo (Mm³) (1) (2) (3)	1.673 (a)	1.591 (b)			1.673 (a)	1.591 (b)
Reservas Gas (Mm³) (2) (3)	6.902 (a)	8.574 (b)			6.902 (a)	8.574 (b)
Reservas Totales (Mm³ P.E.) (1) (2) (3)	8.575 (a)	10.165 (b)			8.575 (a)	10.165 (b)
Relación Reservas/Años	6,2	5,4			6,2	5,4
Gas Transportado (Mm³/día)	---	---	12,4	12,5	12,4	12,5

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 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.

(b) Corresponden a reservas auditadas por DeGolyer and MacNaughton al 31.12.18, a excepción de áreas no operadas que corresponde a reservas estimadas por la compañía al 31.12.18.

V. Actividades y Negocios de la Compañía

Upstream

Áreas de exploración y producción de la Compañía

Durante 2018 la Compañía fue el sexto productor de gas y el decimotercer productor de petróleo (incluye gasolina) de Argentina considerando producción operada, de acuerdo con información publicada por el IAPG.

La Compañía es el principal operador de la Cuenca Austral contando con 26 concesiones. En la mayoría de ellas, donde se concentra aproximadamente el 95% de la producción, tiene el 100% de participación. Las operaciones se concentran en 25 yacimientos productivos. Además, la Compañía opera en la Cuenca Neuquina, concesión Angostura, con 100% de participación y en la Cuenca del Noroeste está asociada en la concesión Aguaragüe, con participaciones del 5. Fuera de Argentina, la Compañía participa con un 26% en área Onado de Venezuela.

La producción operada por CGC hacia fines de 2018 fue de 5 MMm³/d de gas y de 1.100 m³/d de petróleo. La suma de reservas probadas y probables remanentes al 31/12/2018 son de 10.5 miles de millones de metros cúbicos de gas y 1.94 millones de metros cúbicos de petróleo (incluye petróleo, gasolina y LPG).

Tanto la producción como las reservas de la compañía provienen en su gran mayoría de las áreas ubicadas en la Cuenca Austral. También es donde se concentran las principales actividades. En esta cuenca, la producción de gas acumulada de la Compañía se incrementó en un 52% durante 2018 respecto al 2017. La reposición de reservas de gas 1P fue del 205% (incorporación de reservas en relación a las reservas consumidas durante el año), mientras que para petróleo, la reposición fue del 86%. Este logro se justifica con las campañas de desarrollo y exploración llevadas a cabo principalmente en los yacimientos Campo Indio, El Cerrito Oeste, El Puma y Estancia Agua Fresca.

Para la incorporación de nuevos pozos se contó durante todo el año con dos equipos de perforación, los cuales perforaron un total de 47 pozos, entre los que se cuentan 8 pozos horizontales y 6 pozos exploratorios. Además operaron en la cuenca un equipo de terminación y reparación de pozos, un set de fractura hidráulica para estimulación de pozos y un equipo de coiled tubing. También se construyeron nuevas instalaciones de superficie necesarias para la evacuación, compresión y acondicionamiento de los hidrocarburos para su venta.

Campañas de desarrollo y exploración

Como se mencionó anteriormente, se perforaron un total de 47 pozos. 38 de los mismos, entre los que se incluyen 8 horizontales correspondieron al "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" al cual CGC adhirió en enero de 2018. Estas inversiones correspondieron a los pozos perforados en la concesión Campo Indio Este - El Cerrito que incluye los yacimientos Campo Indio, El Cerrito, El Cerrito Este y El Puma.

Campo Indio:

Este yacimiento fue desarrollado en los años 90 en la formación Springhill a unos 3000 m de profundidad desde donde se extrajo petróleo. Luego de 2002 comenzó el desarrollo de gas de la formación Magallanes Inferior a 1400 m de profundidad. Los primeros pozos produjeron de la zona occidental del yacimiento, llamada "convencional". Desde 2017 CGC realiza un desarrollo intensivo de la zona oriental que es calificada como "no convencional" debido a su baja permeabilidad. Las características del reservorio en la zona oriental, hace que se requieran técnicas de estimulación y de perforación horizontal que mejoran la productividad de los pozos. También se recurre a técnicas como la perforación de sondeos desviados desde una misma locación de superficie y la terminación de pozos tipo "monobore" (una sola cañería) para optimizar los costos de desarrollo. Durante 2018 se perforaron 21 pozos verticales desviados y 8 pozos horizontales. Se logró extender el área desarrollada principalmente en la zona norte del yacimiento por lo que se incorporaron significativas reservas. Las instalaciones de superficie aumentaron su capacidad gracias a la

puesta en marcha de la Batería 2, que cuenta con capacidad de separación primaria, deshidratación y compresión de hasta 1.7 Mmm3/d.

El Cerrito Oeste:

Este yacimiento de gas se descubrió en 2017 con la perforación del pozo EC.a-1010. La formación productiva es Magallanes Inferior, calificada como "no convencional" por su baja permeabilidad. Durante 2018 se perforaron 4 pozos que ayudaron a delinear el área del reservorio e incorporaron nuevas reservas a desarrollarse con unos 17 pozos a ser perforados. Para evacuar esta producción, se comenzó la construcción de una cañería de 8" de 5,5 km que conecta EC.a-1010 a la planta de tratamiento y compresión de gas El Cerrito. Adicionalmente, se instaló una planta de deshidratación TEG con una capacidad adicional para El Cerrito de 1000 Mm3/d.

El Puma:

En 2006 se perforaron 2 pozos exploratorios que resultaron estériles. A partir de una reinterpretación de la zona, en 2018 se decide perforar un tercer pozo exploratorio que resulta en el descubrimiento de un nuevo yacimiento. Durante el mismo año se realiza la perforación de un pozo de avanzada y un pozo exploratorio más para explorar otra anomalía sísmica. Este nuevo campo ha probado la presencia de gas en 3 niveles de la Formación Anita (entre 1750 y 1850 mbbp) y en un nivel de la Formación Magallanes Inferior (1450 mbbp). La Formación Anita tiene características petrofísicas variadas mientras que Magallanes tiene bajas permeabilidades dentro de los rangos de reservorios "no convencional". También se incorporaron significativas reservas que serán desarrolladas con unos 6 pozos adicionales. Para evacuar la producción, se comenzó la construcción del gasoducto de 8" de 12,5 km desde El Puma hasta El Cerrito.

Estancia Agua Fresca:

Este yacimiento petrolero produce de la Formación Anita a 1400 m de profundidad y fue desarrollado desde 2007. Durante 2018 se perforaron 4 pozos que lograron producir petróleo a caudales moderados, a excepción del pozo EaAF-59 que logró una producción inicial superior a los 200 m3/d de petróleo.

Otros pozos exploratorios:

La campaña de exploración del año 2018 en la cuenca Austral abarcó seis pozos exploratorios, 2 se perforaron en asociación con Echo Energy, con la cual existe un contrato de U.T.E.

El Puma x-3 ubicado en la concesión "Campo Indio Este - El Cerrito" que descubrió un yacimiento de gas no convencional (tight gas) con caudales comerciales para la Fm Magallanes. El hallazgo es, el más occidental dentro de la Cuenca Austral en la provincia de Santa Cruz y está ubicado a 15 km al oeste del yacimiento El Cerrito.

El Puma x-5 ubicado en la concesión "Campo Indio Este - El Cerrito". Con objetivo exploratorio en la Fm Magallanes resultó negativo pero el objetivo secundario de la Fm Anita (en una posición de avanzada del pozo EL Puma x-3) resultó positivo con caudales comerciales.

Estancia La Leonor.x-1: el pozo investigó una estructura al norte del yacimiento Dos Hermanos, en la concesión Mata Amarilla. La formación objetivo fue Piedra Clavada. El pozo fue no productivo.

El Cerrito Este.x-1: el pozo tuvo como objetivo la formación Magallanes Inferior al este del yacimiento El Cerrito. Si bien se comprobó la presencia de petróleo, los caudales ensayados fueron insuficientes para justificar su conexión a las instalaciones de superficie.

Estancia Los Alamos.x-1: el pozo tuvo como objetivo las formaciones Springhill y Serie Tobífera en una estructura al sur del yacimiento Laguna de los Capones. El pozo no fue ensayado por considerarse estéril.

El Molino Sur.x-1001: el pozo tuvo como objetivo la formación Serie Tobífera en la zona oriental de la cuenca. Resultó no productivo.

Cuenca Neuquina, Área Angostura:

Durante 2018 se intervino el pozo Alto las Hormigas-4. En el mismo se realizó una estimulación hidráulica que buscó aumentar la productividad de la formación Quintuco sin lograr un caudal que justifique la conexión del pozo a las instalaciones de superficie. Además se realizó un ensayo de producción en el pozo La Boa.x-1, el mismo no logró una producción significativa de petróleo.

Reparaciones de pozos:

Se realizaron reparaciones de pozos con distintos objetivos. En Cañadón Salto se punzaron capas gasíferas en tres pozos, en uno de ellos, CSO-85, se ensayó gas según lo esperado. En otro, CSO-80 resultó productor de petróleo de un objetivo secundario y el tercer pozo fue no productivo. En el yacimiento María Inés, se intervinieron dos pozos en los cuales se desarrollaron reservas de capas aún no punzadas. En Campo Boleadoras se intervino sin éxito el pozo CBo-15 para desarrollar la formación Magallanes. El pozo El Galpón Norte.x-1, ubicado en la concesión Piedrabuena se intervino para su puesta en marcha. Si bien logró producir petróleo, la rápida declinación y la lejanía a las instalaciones de superficie no justificaron mantenerlo en producción.

Con el mismo equipo se realizaron 21 trabajos de pulling en los cuales se realizaron adecuaciones o reparaciones del sistema extractivo de pozos petroleros

Estimulaciones:

El equipo de fractura realizó durante 2018 las terminaciones de la mayoría de los pozos perforados en Campo Indio, El Cerrito Oeste y El Puma. En total se estimularon 32 pozos verticales y 8 pozos horizontales. Estos últimos terminados a pozo abierto con sistemas de packer y camisas con activación mediante bolas. El equipo de coiled tubing realizó la limpieza e inducción de la mayoría de estos pozos.

Actividad en Áreas no Operadas

Aguaragüe:

Se concluyó la perforación del pozo CD-1016 y perforación de los pozos CD-1017 e ICUA.x-1001. Estos tres pozos forman parte del compromiso acordado entre la UTE AguaraGüe y el Ministerio de Ambiente y Producción Sustentable de la Secretaría de Energía de la provincia de Salta firmado en Acta Acuerdo Modificatorio del día 3 de abril de 2017. CD-1016 y CD-1017 fueron pozos de desarrollo perforados en la estructura Campo Duran, dentro del Área de explotación Campo Duran – Madrejones. Ambos resultaron productores de gas y condensado de la Formación Tupambi. El pozo ICUA.x-1001 se perforó en una estructura al NE de Campo Durán. El objetivo principal era investigar el potencial de las formaciones Tranquitas y San Telmo como reservorio de hidrocarburo. El pozo se encuentra en estudio del potencial hallado en la Formación San Telmo.

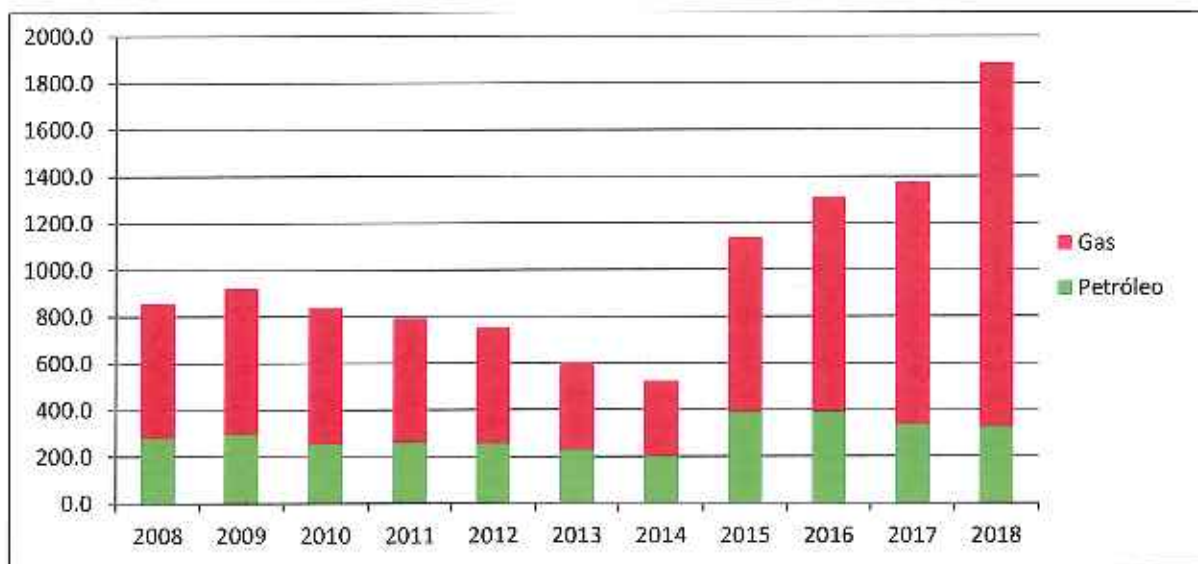
Nuevas Áreas

El 28 de febrero de 2019 la Compañía obtuvo la adjudicación del área Paso Fuhr en la Cuenca Austral, luego de que se presentara una oferta conjunta con YPF, donde CGC será el operador. Se trata de un área exploratoria de 4668 Km², entre las concesiones El Cerrito Fracción 2 y La Paz, operadas por CGC. Teniendo en cuenta la geología de las concesiones linderas, el objetivo exploratorio se centrará en las formaciones Magallanes y Palermo Aike y será de tipo “no convencional”.

Evolución Producción anual (Mm3eq/año) (1)

En el ejercicio 2018 la producción total de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.882,9 Mm3 de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 37,0%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 17,4% y el gas natural el 82,6%.

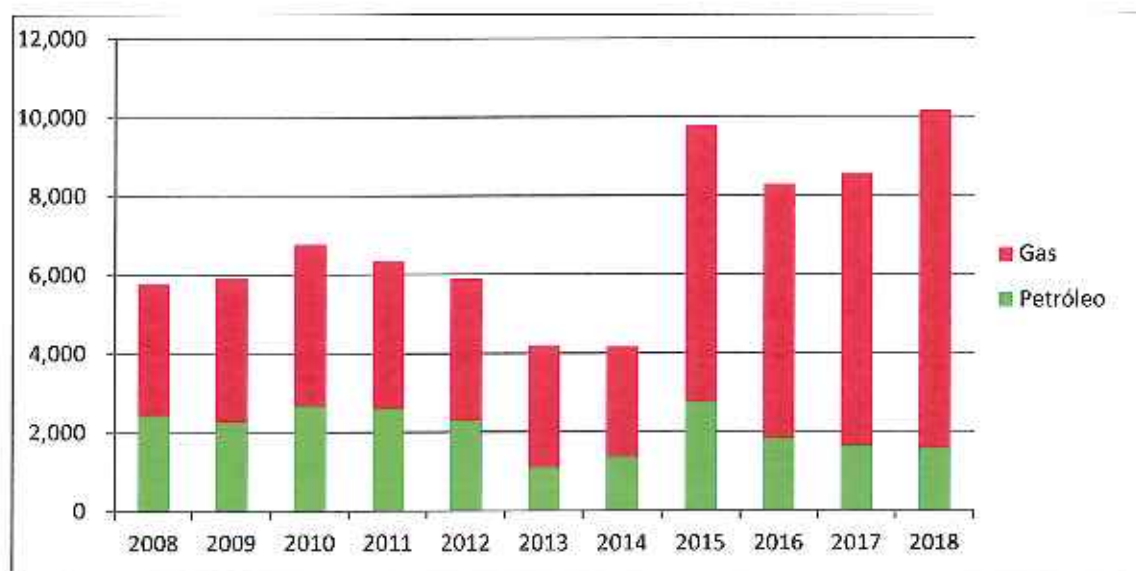
En base a la producción para el ejercicio 2018 y considerando las reservas probadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas estimadas de la Compañía representaron aproximadamente una vida promedio de 4,9 años para petróleo y 5,5 años para gas, o una vida promedio de la combinación de las reservas netas probadas de aproximadamente 5,4 años.



(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 2018 fueron de 10,165 Mm3 de petróleo equivalente. Estas reservas están compuestas en un 16% por petróleo y en un 84% por gas natural.

Evolución Reservas (Mm3eq) (1)



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

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 "Enteerriano" 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 2018, los contratos de transporte firme de la Sociedad desde cabecera de los gasoductos totalizaban 48,12 MMm3/d, correspondiendo 23,19 MMm3/d al gasoducto Norte y 24,93 MMm3/d al Centro Oeste.

Como hechos salientes de este año cabe destacar el incremento de disponibilidad de gas que se verificó en la cuenca neuquina a partir de los desarrollos de gas no convencional y una baja de la importación desde Bolivia en el segundo semestre del año.

Con respecto a la demanda por segmentos de consumo, si bien se observó un invierno con temperaturas cercanas al promedio de los últimos años, el consumo residencial estuvo por debajo de lo registrado años anteriores, lo que permitió incrementar el abastecimiento a la industria y a la generación eléctrica.

El volumen de gas recibido por TGN alcanzó un valor de 19.904 MMm3, o sea, en promedio, 54,53 MMm3/d de los cuales, 24,82 MMm3/d correspondieron al gasoducto Centro Oeste, 20,56 MMm3/d al gasoducto Norte, y 9,15 MMm3/d recibidos en la Provincia de Buenos Aires. Los valores máximos de inyección en cabeceras fueron de 30,17 MMm3/d en el gasoducto Centro Oeste y 25,12 MMm3/d en el gasoducto Norte. En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 4,75 MMm3/d, la inyección de gas importado desde el Estado Plurinacional de Bolivia alcanzó en promedio 15,76 MMm3/d, y desde la República de Chile se recibieron 87,1 MMm3 de GNL inyectados en la comuna de Mejillones y transportados a través del gasoducto Norandino, a razón de 1,3 MMm3/d entre los meses de julio y septiembre. En el gasoducto Centro Oeste, además de la producción nacional, se recibieron desde la República de Chile 104,6 MMm3 de GNL transportados a la República Argentina por el gasoducto GasAndes entre los meses de julio y agosto.

Con respecto a la inyección recibida en la Provincia de Buenos Aires, se registraron valores promedio de 5,6 MMm3/d de GNL en la localidad de Escobar, Provincia de Buenos Aires y 3,7 MMm3/d desde Transportadora de Gas del Sur S.A., en la localidad de General Rodríguez, Provincia de Buenos Aires.

A través del gasoducto Centro Oeste, se exportaron a la República de Chile 108 MMm3 por medio del gasoducto Gas Andes; a razón de 1,5 MMm3/d entre los meses de noviembre y diciembre.

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

Los aumentos tarifarios implementados entre 2016 y 2018 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 RTT 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.

TGN considera que los pasos adoptados durante 2016 y 2018 por el PEN, el MINEM y el ENARGAS importaron 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.

TGN estima que las tarifas de transporte 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 2018 TGN distribuyó dividendos en efectivo de acuerdo a lo decidido en la Asamblea de Accionistas celebrada en abril de 2018 por \$495,4 millones.

En el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2018, TGN registró una ganancia neta de \$3.721,9 millones, que resultó en una ganancia de \$858,6 millones para CGC.

Los activos de TGN ascienden a \$46.269 millones y el patrimonio a \$29.077 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.

La Compañía es operada por CGC en base a un contrato de operación y mantenimiento el cual se encuentra vigente.

Como consecuencia del importante déficit de abastecimiento de gas producto de la crisis energética existente desde la década pasada en Argentina, los clientes vieron disminuidas las exportaciones de gas, lo que los llevó a un planteo sobre la vigencia de los contratos. Los cargadores tomaron distintas actitudes tendientes, ya sea a renegociar los términos de los contratos de transporte en firme o a cuestionar la exigibilidad o la vigencia de ciertos términos de dichos contratos. La Compañía mantiene contratos de largo plazo para el transporte de gas natural con Gasvalpo S.A. y con Metrogas S.A. (Chile) con vigencia hasta junio de 2028 y abril de 2027 respectivamente. Este último acuerdo representa alrededor del 73% de las ventas de la Compañía.

La Compañía ha contratado en 2018 con ENARSA el servicio de transporte de Gas desde Chile hacia la Argentina por una cantidad de 116 millones de m³, esta cantidad, sensiblemente menor que los años anteriores, obedece al aumento sustantivo de la producción de gas natural no convencional en la Cuenca Neuquina, que tiende a saturar la capacidad de transporte, en particular el gasoducto Centro Oeste, el cual conecta con Gas Andes para conducir la Reversión. Si bien el mercado de gas natural de la Argentina seguirá siendo deficitario en invierno, por la saturación de la capacidad de transporte desde Neuquén, no se estima que se repita el proceso de Reversión por los próximos años.

Durante el ejercicio 2018 el déficit de abastecimiento de gas se está revirtiendo y en consecuencia con fecha de 22 de agosto de 2018 se publicó en el boletín oficial la Resolución 104/2018 del Ministerio de Energía que fijó el procedimiento para la autorización de exportación de gas natural. En el anexo que integra la resolución se establecen las clases de autorizaciones que existen, particularidades aplicables a exportaciones estivales e intercambios operativos. La información que se presente a los efectos de la solicitud de autorización de exportación tendrá carácter público, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de la misma.

Respecto de las perspectivas de actividad operativa y comercial, y a la luz del aumento de la producción de gas natural en Neuquén y de la Resolución 104/2018, GasAndes Argentina ha firmado varios contratos de transporte interrumpible con los principales productores del país, para la potencial exportación en la estación estival. En particular, el 31 de octubre de 2018, se reanudaron las exportaciones, que en el mes de diciembre se estabilizaron en una media de 3,2 millones de m³ por día.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N° 793/2018, en virtud del cual el gobierno fijó un nuevo derecho de exportación que regirá hasta el 31 de diciembre de 2020, del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura común del Mercosur (NCM). El derecho de exportación del 12% no podrá exceder de \$ 4 para productos primarios ni de \$ 3 para el resto, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El gravamen a la exportación de servicios se hará por ley. El derecho sobre las exportaciones de servicios recién aplicará a partir del 1° de enero de 2019, mientras que, para el caso de los bienes, empieza a aplicar a partir del 4 de septiembre de 2018.

Los objetivos para el año 2019 serán esencialmente mantener una operación segura y confiable del sistema de gasoductos y seguir cumpliendo con los contratos vigentes con nuestros clientes, adicionando nuevos clientes derivado del nuevo contexto del transporte estival de gas natural desde la Argentina hacia algunas centrales de generación de Ciclo Combinado en la V Región en Chile.

Al cierre del ejercicio, los activos de GasAndes totalizaban \$1.359 millones y US\$39,4 millones y el patrimonio ascendía a \$1.068,2 millones y US\$18,0 millones en las sociedades argentina y chilena respectivamente. A su vez, los resultados netos aportaron ganancias en el caso de la sociedad argentina por \$ 85,8 millones y en el caso de la sociedad chilena por US\$6,1 millones. En el ejercicio 2018 las sociedades distribuyeron dividendos en efectivo de acuerdo a lo decidido en las Asambleas de Accionistas celebradas en 2018 por \$61,6 millones en el caso de la sociedad argentina y US\$3,3 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.

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. Esto generó un litigio con YPF, relacionado con el incumplimiento del contrato de transporte firme de gas natural por un volumen de 2,8 MMm3/d, en condiciones "take or pay" suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y la Sociedad. Este contrato, que fue rescindido por TGM en abril de 2009 por incumplimiento de YPF representaba el 99,9% de los ingresos de la Sociedad.

Luego de distintas acciones legales la Sociedad e YPF celebraron en diciembre de 2017, un Acuerdo Transaccional que establece la obligación de YPF a 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 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, actual o eventualmente, pudiera tener contra YPF en virtud de laudos arbitrales.

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.

En tal sentido el Gobierno nacional otorgó en enero de 2019 a la empresa Wintershall Energía Sociedad Anónima una autorización para exportar gas natural a la República Federativa del Brasil por primera vez desde Vaca Muerta. La autorización tiene "carácter de interrumpible", por lo que la secretaría de Energía podrá solicitar en cualquier momento que el cese de la exportación si sube la demanda local y aumentan las necesidades de abastecimiento.

El gas saldrá desde la Cuenca Neuquina e irá con destino a AES Uruguiana Empreendimentos Sociedad Anónima, de acuerdo con los compromisos que constan en la oferta para la compraventa y será transportado por el Gasoducto de TGM.

TGM, logró con el Acuerdo Transaccional arriba 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 materia de dividendos, en abril de 2018 TGM pagó 57,03 millones de dólares en concepto de dividendos, de los cuales CGC percibió la suma de 6,2 millones.

En el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2018, TGM registró una pérdida neta de \$13,1 millones, que resultó en una pérdida de \$1,4 millones para CGC.

Los activos de TGM ascienden a \$518,3 millones y el patrimonio a \$384,6 millones.

VI. Gestión Comercial

Ventas de Petróleo y Gas

Las políticas energéticas y regulatorias que rigen el mercado de hidrocarburos en la Argentina han permitido a CGC mantener su activo rol en el mercado interno y externo tanto en petróleo crudo como en gas natural.

Venta de Petróleo Crudo: En el ejercicio 2018, el 41% de las ventas de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 59% restante se exportó principalmente a Chile, la costa del golfo de México de Estados Unidos y Rotterdam atento la baja temporal en el refinamiento en el mercado local. Las ventas de petróleo crudo al mercado local se realizaron mediante contratos a término y/o spot para los petróleos crudo tipo María Inés de la cuenca Austral, tipo Medanita desde la cuenca Neuquina y Condensado de la cuenca Noroeste. Los precios se acuerdan con las empresas refinadoras siguiendo al precio internacional.

Venta de Gas Licuado de Petróleo (GLP): En el ejercicio 2018, el 46% de las ventas de GLP tuvieron como destino el mercado de exportación, con destino final Chile. Los precios resultan de una fórmula, utilizando las cotizaciones internacionales de Propano y Butano (Mont Belvieu). Las ventas de GLP al mercado local se realizaron bajo el "Acuerdo Propano Redes", a precio regulado y subsidiado, y en el mercado spot, a Paridad de Exportación que emite la Secretaría de Gobierno de Energía.

Venta de Gas: La producción de gas propiedad de CGC, que es comercializada por la misma, proviene de su participación en los yacimientos en la Cuenca Austral, Noroeste y Neuquina. La Compañía comercializa el gas natural mediante contratos de venta negociados a término, spot y en el MEGSA ("Mercado Electrónico de Gas S.A.") a empresas distribuidoras, industrias, Gas Natural Comprimido ("GNC"), usinas de generación termoeléctrica y comercializadores. Adicionalmente en 2018 se retomaron ventas de exportación.

Volumen vendido de gas natural: Las ventas de gas natural de producción propia durante el año 2018 fueron de 1.541 MMm³, lo que representa un incremento de 524 MMm³ (51,5%) con respecto a las cantidades vendidas en el ejercicio anterior. El mayor volumen de gas proviene del desarrollo del área Campo Indio Este - El Cerrito en la cuenca Austral.

Distribución de ingresos: Durante el 2018, los ingresos de CGC correspondieron aproximadamente en un 45% a usuarios industriales, 23% generadoras de energía eléctrica, 3% exportación, 2% GNC, 13% intercambio con ENARSA y 14% a licenciataria del servicio de distribución.

Gas para el segmento de distribución: En noviembre de 2017, CGC suscribió junto con otros productores las BASES Y CONDICIONES PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A DISTRIBUIDORAS DE GAS POR REDES (en adelante, las "Bases"). Las mismas contemplaban, entre otros aspectos, volumen mínimo a contratar con dicho segmento, un sendero de precios a recorrer entre los años 2018 y 2019 y un tipo de cambio de cancelación, correspondiente al del día anterior de la fecha de pago. En línea con dichas Bases, CGC estableció contratos con ciertas licenciataria de distribución para el año 2018.

Como consecuencia de las variaciones macroeconómicas derivadas de la devaluación del peso respecto del dólar, los créditos por ventas del gas natural entregado por CGC a las empresas distribuidoras bajo dichos contratos para las entregas entre abril 2018 y septiembre 2018 se cobraron a un tipo de cambio diferente al pactado, debido a que las distribuidoras utilizan para el pago el mismo tipo de cambio que el considerado por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") en la aprobación de sus cuadros tarifarios, el cual resulta significativamente menor al establecido en los contratos.

Adicionalmente, para las entregas a partir de octubre 2018, los precios que se trasladaron a tarifas para las distribuidoras resultaron menores a los previstos originalmente en el sendero de precios de las Bases. En consecuencia, dichos precios fueron renegociados. Adicionalmente, son también pagados por las distribuidoras con el mismo tipo de cambio considerado en sus cuadros tarifarios, en lugar del tipo de cambio contractual.

Con fecha 15 de noviembre de 2018 se publicó el Decreto 1053/2018 que establece en su Artículo 7 que "... el Estado Nacional asume, con carácter excepcional y con el alcance previsto en este artículo, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período." El artículo 9 del mismo decreto faculta al ENARGAS a instrumentar su reglamentación, la cual a la fecha del presente no se encuentra publicada.

Gas de Intercambio: durante 2018, el 12% del volumen comercializado por CGC se correspondió con la modalidad de intercambio con Energía Argentina S.A. (ENARSA) (hoy, "IEASA"). Estos volúmenes representaron el 13% de la facturación. Este mecanismo permitió comercializar cantidades correspondientes a licenciatarias de distribución en Cuenca Austral dentro y fuera del sistema de transporte, en este último caso físicamente sólo conectadas a las instalaciones de CGC, en la Cuenca del Noroeste, a mejores precios que aquellos de dichas licenciatarias, asegurando evacuación de producción y posicionando adicionalmente a CGC en una cuenca donde la demanda de gas natural continúa creciente y donde la oferta está altamente restringida por la declinación de la producción local, con consecuentes condiciones comerciales más beneficiosas.

Reanudación de exportaciones de gas a la República de Chile: en los meses de septiembre y octubre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación le otorgó a CGC, los permisos de exportación 12/2018 y 57/2018, por los cuales se autorizó la exportación de volúmenes interrumpibles de gas convencional hacia Chile a Methanex en Cuenca Austral y Colbún en Cuenca Neuquína, respectivamente.

La primera de estas exportaciones se inició el 28 de septiembre a Methanex Chile (planta industrial productora de metanol, ubicada en Punta Arenas). Este contrato prevé cantidades diarias máximas de hasta 750.000 m³/d, provenientes de la producción de CGC en Cuenca Austral. Los volúmenes exportados a Methanex durante 2018 fueron 39,5 MMm³, representando un 3% de las ventas.

La segunda exportación se inició el 30 de octubre a Colbún S.A. (generador térmico). La cantidad máxima a exportar es de 1.300.000 m³/d de gas natural a través del Gasoducto Gas Andes. Los volúmenes a exportar podrán provenir de reservorios de gas convencional producido por CGC en la Cuenca Austral y/o la Cuenca Neuquína, o bien producido por terceros en Cuenca Neuquína y comercializado por CGC en su carácter de comercializador. Los volúmenes exportados a Colbún durante 2018 fueron 38,8 MMm³. En este caso, todos los volúmenes fueron adquiridos por CGC a terceros en su carácter de comercializador.

Por el carácter interrumpible de los mismos, ambos contratos prevén poder exportar a la República de Chile excedentes de gas natural no requeridos por el mercado local.

Gas no convencional: Mediante Resolución N° 38/2018, del 27 de enero de 2018, la Secretaría de recursos Hidrocarbúricos 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.

CGC Comercializador de gas: Por Resolución ENARGAS N° 104 de fecha 8 de Noviembre de 2017, se otorgó a CGC la inscripción en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS. En el mes de septiembre de 2018 se inicia esta nueva actividad, con la compra de gas a otros productores de la Cuenca Neuquína y Cuenca Noroeste para su posterior venta a clientes industriales, de generación termoeléctrica y de exportación, logrando complementar con dichas compras la producción disponible operada por CGC y adicionalmente optimizando precios y obteniendo márgenes adicionales a la actividad principal de CGC.

Los volúmenes comprados ascendieron a 246,8 Mm³.

VII. Desarrollo Social y Medioambiente

Desarrollo Social

Como parte de la integración de CGC con los diferentes actores de la sociedad donde la compañía actúa, durante el año 2018 se ha puesto énfasis en dos programas con epicentro en la Ciudad de Río Gallegos y sus zonas de influencia.

Comunidad CGC. Este programa, que se gesta en el año 2017, surge de la necesidad de la Compañía de dejar una huella en la comunidad de Río Gallegos que trascienda el horizonte empresarial. Para ello, se realizó un acuerdo estratégico con Creer Hacer, empresa dedicada a crear puentes entre la comunidad y el sector privado, para aprovechar la sinergia entre la Compañía, los proyectos y las organizaciones e instituciones que forman parte de la sociedad, contribuyendo con el desarrollo sostenible de la población, sus instituciones en las áreas de educación, salud, deporte, cultura y promoción social.

Durante el 2018, se han desarrollado diversas actividades dentro de Comunidad CGC, tales como:

- **Barrio Abierto – Junio 2018.** Primer Barrio Abierto en Río Gallegos, el cual tiene por objetivo inspirar a las personas que asisten a esta jornada, a liderar su propio proyecto de vida. De esta manera, se trata de empoderar a las comunidades y promover el desarrollo personal en la sociedad donde pertenecen. Son jornadas de testimonios brindados por sus protagonistas donde líderes sociales comparten sus historias y su propósito de vida con los vecinos de su barrio. La jornada es co-organizada entre la Compañía, organizaciones y la comunidad de barrios del sector social.
- **Programa de Transformadores Sociales:** Entre los meses de Julio y Diciembre 2018. Busca potenciar y formar líderes de alto impacto social. Se trata de Cursos de liderazgo de 8 módulos para la formación en habilidades socio- emocionales de personas que buscan ser agentes de cambio. Cada módulo está dictado por profesionales especialistas en formación y liderazgo. A estos Programas han participado y concluido 75 personas de Río Gallegos de diferentes ámbitos sociales y sindicales.

Barrios Unidos: Programas de vínculos solidarios. Estos Programas de carácter social continúan activos con el objetivo de acoger distintas acciones solidarias entre los voluntarios, la empresa y la comunidad. Esas acciones solidarias generan vínculos, enlaces y redes de acción especialmente focalizados hacia la comunidad vecina a nuestros yacimientos. “Navidad Compartida” CGC participo de este evento solidario a través del cual 160 Familias de la ciudad de Río Gallegos, con carencias económicas, pudieron disfrutar de tres Cenas: Navidad, Año Nuevo y Reyes.

Para el 2019, se prevé organizar el segundo Barrio Abierto en Río Gallegos, continuar con el Programa de Transformadores Sociales. Adicionalmente, se prevé realizar Diplomaturas en Transformación Social, y otros programas como Hacedores y Mesa de Mentores para Emprendedores.

Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP): se inicia en abril de 2017 como idea para afianzar el compromiso de CGC con su cadena de valor local en la Cuenca Austral, y reactivar el tejido productivo de las pymes de la zona.

CGC cree en la necesidad de desarrollar a sus proveedores y apoyar a su crecimiento tanto en volumen, como en calidad y eficiencia con el objetivo de una industria cada vez más competitiva. Para ello plantea la oportunidad de tener un plan de desarrollo integral.

El PDP tiene una visión de largo plazo, una visión local comprometida con la Cuenca Austral y una actitud para actuar en la planificación, la gestión y el uso eficiente de los recursos.

Durante el 2017 se seleccionó el primer grupo de empresas con las que se realizaron actividades de conocimiento y diagnóstico de las capacidades y competencias de los proveedores locales y entender sus necesidades.

En 2018 se comenzó el programa con la presentación del proyecto. Se dio continuidad con reuniones de networking y módulos de capacitación.

Los ejes donde se desarrolla el PDP, definidos en conjunto con los proveedores, son:

- **Networking:** Fortalecer las relaciones entre empresarios, CGC y otros, para el armado de agendas comunes. Realizar talleres para alinear problemas comunes, plan de actividades y comunicación.
- **Capacitación:** Plan de Actividades / Seminarios, en temas comunes: Costos, Procesos, Planificación estratégica, toma de decisiones, manejo de conflictos, negociación, manejo de crisis, seguridad, etc.
- **Consultoría:** Propuestas para la mejora de gestión según necesidades de los participantes.
- **Capital Humano:** Realizar acciones con foco en la educación, con el apoyo de CGC y los proveedores, para el fortalecimiento de la escuela técnica y la universidad locales. Armado de redes de conocimiento
- **Sindicato:** Colaborar para el desarrollo de agendas comunes e involucramiento en la actividades de capacitación.

Asimismo, CGC continúa con el apoyo a diversas instituciones de Río Gallegos. Durante 2018 CGC 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: El Consejo Provincial de Educación (CPE) y el Instituto de Energía de Santa Cruz (IESC) firmaron un convenio con CGC para que cinco estudiantes, que obtuvieron calificaciones destacadas en escuelas industriales de Zona Sur, realicen prácticas profesionalizantes. Este convenio les permitirá participar durante dos meses del "Curso de Introducción a la Práctica Profesional de la Industria Petrolera" y desempeñar distintas tareas, bajo supervisión docente y de la empresa, en el Yacimiento Barda Las Vegas ubicado a 150 km de Río Gallegos. A través de este dispositivo de formación continua los estudiantes adquirirán conocimientos generales e introductorios a la Industria Hidrocarbúrfica; Seguridad Personal y Cuidado del Medio Ambiente; Generales y Básicos del Equipamiento empleado y de los procesos y ciclos productivos. De la firma de convenio, que se llevó a cabo en la Sala Gregores de Casa de Gobierno, participó la gobernadora Alicia Kirchner, la presidenta del Consejo Provincial de Educación María Cecilia Velázquez y el presidente del Instituto de Energía de Santa Cruz, Matías Kalmus.
- Contribuir con las propuestas deportivas y culturales de Río Gallegos: "Festival Popular 60 Años Santa Cruz Nos Une". Para la concreción del "Festival Popular 60 Años Santa Cruz Nos Une", aunaron esfuerzos los distintos ministerios y entes del gobierno provincial, Consejo Federal de Inversiones (CFI) y CGC, siendo estos dos últimos los que realizaron el financiamiento del acontecimiento. El Festival se realizó el 8 y 9 de julio, con entrada libre y gratuita, en el Boxing Club y se invitó a toda la comunidad a participar de este acontecimiento que formó parte del cronograma de actividades que se llevaron adelante a lo largo de 2018, en el marco de los sesenta años de vida institucional de la provincia.
- Convenio de colaboración 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 Secretaría 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, incentivando el crecimiento del deporte en Río Gallegos mediante entradas para los empleados de la Compañía a los partidos del club en Río Gallegos.

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 ejercicio 2018 se trabajó con diferentes metodologías preventivas (como evaluaciones de riesgos, auditorías, gestión de calidad de procesos y tarjetas de control), para reducir la ocurrencia de incidentes que pudieran afectar a personas, instalaciones y el ambiente.

Se cumplió con toda la normativa vigente en las jurisdicciones de competencia, y se trabajó en la gestión y actualización de procedimientos, planes de contingencia, programas de capacitación y simulacro, monitoreos ambientales y estudios de impacto, con el fin de que la actividad de la empresa se realice en forma segura, en un proceso de mejora continua.

Se continuó trabajando en acciones tales como:

- utilización de productos químicos declarados y aguas de reciclaje en la extracción de hidrocarburos no convencionales, la generación de lodos de perforación y el tratamiento de los productos obtenidos, con el fin de evitar la afectación de suelos y fuentes de agua dulce.
- caracterización y control de acuíferos freáticos.
- reducción de la pisada ambiental por el uso de técnicas de perforación direccionales y de locación múltiple.
- 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.
- gestión ambiental continua para asegurar el saneamiento de cualquier pasivo existente.
- control y gestión de riesgos laborales, en particular los relacionados con la conducción de vehículos.
- control de la salud de los trabajadores, e implementación de acciones de seguimiento y prevención de dolencias y condiciones.
- seguimiento de la integridad de las instalaciones y los riesgos inherentes a nuevos proyectos.
- disponibilidad de elementos de contingencia para la inmediata atención de salud y de siniestros operativos.

VIII. Financiamiento

La estrategia financiera consiste en mantener niveles de endeudamiento conservadores y vencimientos acordes a los ciclos de inversión, de manera de asegurar la generación los fondos necesarios para desarrollo y exploración de hidrocarburos, en línea con la estrategia de largo plazo de la compañía.

Obligaciones Negociables Clase 10 Sin Recurso y con Garantía

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" Sin recurso y con Garantía por valor de US\$100 millones, con vencimiento en 2021, a una tasa de interés fija anual de 9,7%.

La estructura de dichas Obligaciones Negociables, la primera emisión de estas características en el Mercado de Capitales local, contempla como única fuente de pago los fondos que se obtengan como resultado de:

- i) el pago de dividendos y/u otras distribuciones bajo las Acciones Afectadas - posición accionaria de la compañía sobre Gasinvest S.A., representativa del 40,86% del capital social, posición accionaria sobre Gasoducto GasAndes Argentina S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (Chile), representativas del 39,99% del capital social en ambos casos - y/o;
- ii) la venta y/o subasta pública de las Acciones Afectadas.

La obligación de la Compañía respecto del repago de los montos de capital e intereses bajo las Obligaciones Negociables Clase 10 se limitará exclusivamente a destinar y/o causar que se utilicen los fondos mencionados en los incisos (i) y (ii) para el pago de dichos conceptos, no asumiendo responsabilidad alguna en caso de que por cualquier motivo dichos fondos sean insuficientes para cancelar la totalidad de los conceptos adeudados.

Amortización anticipada parcial Obligaciones Negociables Clase 10 y Solicitud de Consentimiento

Con fecha 10 de septiembre de 2018, en base a los términos previstos por el apartado "Amortización Anticipada Obligatoria" de la sección "Términos y Condiciones" del suplemento de precio correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase 10, la compañía realizó una amortización de capital parcial anticipada por la suma de US\$ 20.222.466,85 a fines de restituir el Ratio Mínimo de Valor al nivel de 1,75, el cual se había mantenido por debajo dicho umbral durante 10 diez días hábiles consecutivos al 27 de agosto de 2018, disparando el inicio del período correspondiente para efectuar la cancelación necesaria.

El Ratio Mínimo de Valor se define como el cociente entre:

- i) El valor de la tenencia de CGC en Transportadora Gas del Norte S.A. (TGN), medida como el producto entre el valor de capitalización bursátil de TGN y la posición accionaria indirecta de CGC a través de Gasinvest S.A. y;
- ii) El Valor Pendiente, definido como el total de montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables Clase 10 correspondiente a capital, intereses y cualquier otro concepto incluido bajo esta definición.

Cabe destacar que la amortización anticipada debe realizarse con los fondos disponibles provenientes de las Acciones Afectadas, sin tener la compañía ninguna obligación de responder con su patrimonio ante la activación de esta cláusula, tal como se menciona en el punto 1. No obstante, considerando el valor estratégico que tienen estos activos para CGC, la sociedad optó por cancelar con fondos propios el monto correspondiente.

Posteriormente a la amortización de capital parcial mencionada, el 14 de septiembre de 2018 la compañía envió una Solicitud de Consentimiento a los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 10 para modificar por un plazo de 6 meses, contados a partir de la fecha recepción de los votos favorables, el Ratio Mínimo de Valor de 1,75 a 1,40.

La solicitud de consentimiento tuvo como objetivo evitar el impacto negativo para la compañía y para los tenedores de nuevas amortizaciones anticipadas, en base a razones exógenas y coyunturales que implicaron la fluctuación del valor de la acción de TGN (compañía controlada por Gasinvest S.A. y valor de referencia para calcular el Ratio Mínimo de Valor), producto de la volatilidad del tipo de cambio y del valor de los activos argentinos durante el último año.

Finalmente, el 5 de octubre de 2018 la compañía obtuvo el voto favorable requerido de los consentimientos de los tenedores, representativos del 94,2% del capital de las Obligaciones Negociables (siendo 51% el porcentaje necesario para obtener la aprobación). La sociedad se comprometió a no distribuir dividendos durante el plazo que dure la dispensa del Ratio Mínimo de Valor.

Cancelación de deuda bancaria y financiación de capital de trabajo

Adicionalmente, durante 2018 y posteriormente al cierre del ejercicio se destacan los siguientes aspectos financieros:

- Durante el ejercicio 2018 se procedió al cumplimiento de las obligaciones financieras mediante la utilización de fondos propios y de préstamos de corto plazo en el mercado bancario local. A tal fin se utilizaron tanto líneas de descubierto disponibles como prefinanciaciones a las exportaciones por un total de US\$56,4 millones, con un costo financiero promedio de 6,10%.
- Con fecha 20 de febrero de 2019 se canceló la última cuota de capital del préstamo sindicado organizado por el Industrial and Commercial Bank Of China (Argentina) S.A., 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., por un monto total de US\$72 millones.

Los objetivos financieros de la Sociedad para el ejercicio 2019 consisten en la optimización de la estructura de capital, la disminución del costo financiero y la búsqueda de fuentes adicionales de financiamiento, con el fin de asegurar los fondos adecuados para cubrir las necesidades de capital de trabajo, el plan de inversiones previsto y el cumplimiento de las obligaciones financieras.

IX. Síntesis de la Estructura Patrimonial y de Resultados Consolidada de la Sociedad

(en millones de pesos)

Los estados financieros se exponen siguiendo los criterios adoptados por la Comisión Nacional de Valores respecto a la aplicación de normas internacionales IFRS.

Al 31.12.2018 los Estados Financieros han sido ajustados por inflación ya que la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" ("NIC 29") requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Las cifras correspondientes al ejercicio 2017 han sido reexpresadas al 31 de diciembre de 2018 a los fines comparativos.

Estructura Patrimonial consolidada

	2018	2017
Activo no corriente	23,061.8	14,995.9
Activo corriente	9,771.6	4,809.1
Total Activo	32,833.4	19,805.0
Pasivo no corriente	16,264.3	10,435.7
Pasivo corriente	6,716.3	3,777.5
Total Pasivo	22,980.6	14,213.2
Total Patrimonio	9,852.8	5,591.8
Total Pasivo y Patrimonio	32,833.4	19,805.0

Estructura de Resultados consolidado

	2018	2017
Ingresos	17,708.9	7,959.9
Costo de ingresos	(11,148.5)	(7,790.4)
Ganancia bruta	6,560.4	169.5
Gastos de comercialización	(361.8)	(170.5)
Gastos de administración	(794.4)	(496.1)
Gastos de exploración	(348.3)	0.0
Otros ingresos y egresos operativos	(381.3)	(270.6)
Ganancia (pérdida) operativa	4,674.6	(767.7)
Resultado de inversiones en asociadas	1,011.2	785.0
Resultados financieros, netos	(5,175.9)	(472.5)
Resultado antes de Impuestos	509.9	(455.2)
Impuesto a las ganancias	(34.9)	106.9
Ganancia (Pérdida) neta del Ejercicio	475.0	(348.3)
Resultado del ejercicio atribuible a:		
Accionistas de la Compañía	475.0	(348.3)

Evolución de flujos de efectivo consolidado

	2018	2017
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	342.5	3,451.4
Efectivo neto generado (aplicado) por las operaciones	5,633.8	1,988.4
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(5,754.2)	(3,555.0)
Efectivo neto (aplicado) generado por las actividades de financiación	330.0	(1,265.3)
Resultados financieros generados por el efectivo	481.4	(277.0)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio	1,033.5	342.5

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

Resultados

El resultado ajustado del ejercicio 2018 muestra una ganancia neta final de \$475,0 millones, frente a una pérdida neta final del ejercicio 2017 de \$348,3 millones, como consecuencia principalmente de la mejora del margen bruto por los mayores volúmenes de venta de gas y la suba en los precios de venta del Gas y del Crudo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor carga financiera generada por el endeudamiento en moneda extranjera.

El EBITDA correspondiente al ejercicio 2018, ascendió a \$9.331,8 millones, un 391% superior al del ejercicio 2017. Esta variación se origina principalmente en un significativo incremento en el volumen de gas vendido lo cual fue acompañado por un incremento en los precios de venta. En 2018, la producción de gas ascendió a 1.555,6 millones m3, siendo un 50% mayor a la del año anterior, la cual fue de 1037,5 millones m3. El mayor volumen proviene del desarrollo de los reservorios no convencionales en el área Campo Indio Este-El Cerrito en la Cuenca Austral.

Los ingresos netos del ejercicio bajo análisis fueron de \$17.708,9 millones, lo que representa un aumento del 122% con respecto al ejercicio anterior. Este aumento se origina principalmente por (i) una mayor venta de gas, se incrementó en un 276% respecto al ejercicio anterior, debido a las mayores cantidades vendidas, en un 74% (52% por entregas de propia producción y 22% por comercializador) y al aumento de los precios promedio en un 116%, (ii) mayores ingresos por estímulo a la producción de gas, los que aumentaron un 84% respecto al ejercicio anterior (\$1.390 millones) y (iii) una mayor venta de crudo, se incrementó en un 16% respecto al ejercicio anterior, por un aumento en los precios del 55%, compensado por un menor cantidad vendida (25%).

La ganancia bruta ajustada del ejercicio 2018 ascendió a \$6.560,4 millones, \$6.390,9 millones superior al registrado en el ejercicio 2017, con márgenes sobre ventas del 37% en 2018 y del 2% en el ejercicio comparativo.

El aumento en la ganancia bruta se explica principalmente por el incremento en las ventas, explicado en el párrafo anterior. El costo de ventas totalizó \$11.148,5 millones en el año 2018, representando un aumento del 43% comparado con los \$7.790,4 millones registrados en el año 2017, el aumento en los costos operativos se explica principalmente por: i) mayores costos de amortizaciones principalmente por mayor nivel de inversiones puestas en producción durante el ejercicio por el desarrollo de los yacimientos en el área Campo Indio Este-El Cerrito ii) el cargo por regalías, vinculado con el aumento de la producción y iii) aumento en los precios relativos por ajustes de tarifas y costos.

El incremento en los costos inferior en relación a las ventas determinó que el margen de utilidad bruta aumentara un 37% respecto al ejercicio anterior.

Los gastos de administración en el ejercicio 2018 aumentaron en \$298,3 millones es decir un 60% respecto al ejercicio anterior. Los mayores incrementos corresponden a i) Sueldos y cargas sociales, aumentaron \$184 millones, derivado principalmente de nuevas incorporaciones y recomposiciones salariales otorgadas, en su mayor parte como compensación por inflación, ii) Honorarios y retribuciones por servicios, aumentaron \$89 millones.

Los gastos de comercialización en el ejercicio 2018 aumentaron en \$191,3 millones es decir un 112% respecto al ejercicio anterior debido a mayores cargos de impuestos por el mayor volumen de ventas.

Los gastos de exploración en el año 2018 ascendieron a \$348,3 millones, los mismos corresponden principalmente a la baja de inversiones en perforaciones exploratorias improductivas y sísmica exploratoria en las áreas Angostura y Mata Amarilla.

El rubro Otros Ingresos y Egresos Operativos totalizó pérdidas por \$381,3 millones en el ejercicio 2018 derivadas principalmente del cargo por deterioro del valor en ciertos activos de producción y desarrollo de la cuenca austral (UGE Dos Hermanos y UGE La Maggie) y pérdidas de \$70,6 millones en el ejercicio comparativo, por ajustes en las provisiones por créditos incobrables y deterioro de activos no financieros.

El rubro de Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación totalizó ganancias de \$1.011,2 millones en el ejercicio 2018 y \$785,0 millones en el ejercicio comparativo. La variación de \$226 millones obedece principalmente a (i) el resultado de la participación en Gasinvest en el año 2018 representó una ganancia de \$885,3 millones mientras que en el 2017 fue de \$494,7 millones, (ii) mayores ganancias en Gasoducto GasAndes Chile por \$53,2 millones con respecto al ejercicio anterior, originadas principalmente por la recuperación en el valor de deterioro del activo fijo y (iii) el resultado de la participación en TGM en el año 2017 representó una pérdida de \$1,4 millones mientras que en 2017 obtuvo una ganancia de \$211,7 millones originada en el acuerdo transaccional con YPF, descrito en el punto "V Actividades y Negocios de la Compañía".

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 presentaron una pérdida por \$5.175,9 millones, superior en \$4.703,4 millones a la registrada en el ejercicio 2017, como consecuencia principalmente del impacto de las diferencias de cambio generadas por el endeudamiento en moneda extranjera.

Situación Patrimonial

		2018	2017
Liquidez	(a)	1.45	1.27
Solvencia	(b)	0.43	0.39
Inmovilización del capital	(c)	0.70	0.76
Rentabilidad	(d)	0.06	(0.06)

Índices Comparativos

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

Al 31 de diciembre de 2018, los activos consolidados de la Sociedad ascendieron a \$32.833,4 millones que, frente a un pasivo de \$22.980,6 millones determinaron un patrimonio de \$9.852,8 millones.

El total de activo aumentó en \$13.028,4 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación fue originada principalmente por:

- un aumento de \$1.935 millones en el rubro Propiedad, Planta y Equipo, principalmente por efecto neto de altas y bajas (\$5.611 millones), mayores inversiones derivadas del Plan de Inversiones ejecutado durante el presente ejercicio relacionado con la campaña de perforación ejecutada en

Cuenca Austral, y depreciaciones registradas durante el presente ejercicio por \$3.676 millones, como consecuencia de las mayores inversiones y del incremento en los niveles de producción de la Sociedad.

- ii) un aumento de \$3.899 millones en el rubro cuentas comerciales por cobrar consecuencia principalmente del mayor volumen de ventas en el ejercicio 2018. Los créditos por ventas del gas natural entregados por CGC a las empresas distribuidoras correspondientes al período abril a septiembre de 2018 se están cobrando parcialmente debido a que si bien la facturación, de acuerdo a lo previsto en los contratos entre la CGC y las distribuidoras, es en dólares, las distribuidoras están pagando a un tipo de cambio menor al vigente (alineado al considerado en la aprobación de sus tarifas). Al 31 de diciembre de 2018 los saldos pendientes de cobro, a valor actual, ascienden a \$407 millones.
- iii) un aumento de \$1.652 millones en el rubro Otros créditos consecuencia principalmente del aumento de los créditos a cobrar del orden de los \$1.155 millones derivados del Programa de incentivos a la producción de Gas.
- iv) un aumento de \$4.661 millones en el rubro Inversiones en compañías asociadas generado principalmente por las ganancias devengadas en el ejercicio (\$1.011 millones) principalmente generada por las empresas Gasinvest y GasAndes Chile y por la aplicación en 2018 del "modelo de revaluación de activos" en las empresas de midstream. El efecto de la revalorización efectuada en las asociadas Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., a la participación de CGC, ascendió a \$3.406, millones, que se reconoció en la cuenta de "otros resultados integrales" del estado de resultados integrales.

El total del pasivo aumentó \$8.767 millones, las principales variaciones se originaron en:

- i) aumento neto de las deudas financieras de \$6.640 millones, originado principalmente por la colocación de una nueva ON y por el efecto de la fluctuación cambiaria del dólar con respecto al peso, la devaluación del peso en el año 2018 fue del 102%.
- ii) un aumento de \$1.715 millones en las cuentas comerciales por pagar al cierre del ejercicio consecuencia principalmente del mayor nivel de actividad e inversión.

Flujos de efectivo

Durante el año 2018, la generación de caja operativa alcanzó los \$5.633,8 millones, o sea un 183% mayor con respecto al ejercicio anterior. Este aumento de \$3.645 millones se generó por el aumento del EBITDA y una leve disminución del capital de trabajo.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión durante el 2018 fue de \$5.754,2 millones un 62% mayor al del ejercicio anterior. Las inversiones en propiedad, planta y equipo totalizaron \$5.925 millones en 2018, un 48% superior con respecto a las del año anterior, acorde al plan de inversión de la compañía.

En el año 2018 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación totalizó en \$330,0 millones, mientras que en el 2017 la Sociedad tuvo una disminución neta de fondos por \$1.265,3 millones. Esta variación de \$1.595,3 millones fue generada por una mayor toma de deuda por \$1.949,3 millones y por un mayor pago de intereses por \$354,0 millones.

Al 31 de diciembre de 2018 la posición de efectivo y equivalentes asciende a \$1.033,5 millones. La deuda financiera a esa fecha es mayoritariamente en dólares y asciende a \$16.918 millones.

XI. Perspectivas

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 ha centrado en el desarrollo del tight gas en esa zona, mediante la utilización de tecnologías de avanzada.

En 2018 CGC consolidó su producción de gas en la cuenca Austral. Los incrementos de producción gasífera por parte de CGC en la cuenca Austral, que alcanzaron el 48% respecto del año anterior, proyectan la continuidad de las inversiones. A fines del junio de 2017 la producción de gas era de 2,4 millones de metros cúbicos diarios, pero con el aporte de las inversiones en gas no convencional se pasó a 5,0 millones a fines de 2018. No todo el incremento proviene de áreas no convencionales, ya que si bien una parte importante proviene de recursos tight gas (arenas compactas de baja permeabilidad, a diferencia del shale que queda alojado en la roca madre sin haber migrado), otro considerable volumen se extrae de áreas convencionales.

En 2018 hubo un fuerte aumento de inversiones, con más de 50 pozos, que representaron alrededor de 159 millones de dólares. Para 2019 se estima un plan de inversiones entre 150 y 200 millones de dólares, manteniendo el ritmo de actividad de los últimos dos años. Se distribuirá entre nuevos pozos y sobre todo, en instalaciones que deben ampliarse para seguir aumentando la producción.

En líneas generales, la expectativa de CGC es seguir creciendo en la provincia de Santa Cruz, consolidando un perfil de producción de gas que incluso ya ha significado la apertura de puerta del mercado internacional, con exportaciones hacia Chile. La compañía espera seguir incrementando en 2019 la producción de gas que se exporta a Chile.

Pensando en el largo plazo, se continuará trabajando en pos de lograr nuevos descubrimientos, a través de la exploración continua. Hay un gran potencial, el upside exploratorio de la cuenca Austral es inmenso, es una cuenca con un potencial similar a la Neuquina, pero completamente subdesarrollada y sub explorada aún.

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.

XII. Distribución de Resultados no Asignados

El ejercicio 2018 arrojó una utilidad de \$474,97 millones, mientras que los resultados no asignados al 31 de diciembre de 2018 que surgen del Estado de Cambios en el Patrimonio exponen una utilidad \$3.731,88 millones que incluye los efectos del ajuste contable por desvalorización monetaria que se llevó a cabo en el ejercicio. Considerando lo antedicho, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas que los resultados no asignados mencionados se asignen a: (i) la suma de \$317,90 millones, a absorber el saldo negativo de "Otros"; (ii) la suma de \$294,68 millones, a recomponer la Reserva Legal en virtud de lo establecido por el artículo 70 de la Ley General de Sociedades; y (iii) que el remanente de \$3.119,30 millones se destine a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

XIII. Honorarios de Directores y Síndicos

Al 31 de diciembre de 2018 se han imputado al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$15,07 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$0,54 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de marzo de 2019.

EL DIRECTORIO



Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

INFORME SOBRE EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE GOBIERNO SOCIETARIO

	Cumplimiento		Incumplimiento	Informar o Explicar
	Total	Parcial		
PRINCIPIO L TRANSPARENCIA LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS				
Recomendación L1: 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 períodos 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, con fecha 12 de enero de 2018 CGC ha emitido la Obligación Negociable Clase 10 por US\$ 100.000.000, que contiene compromisos adicionales, los que se encuentran descriptos en la nota 21 de deuda financiera, a los presentes estados financieros consolidados.
Recomendación L2: 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>"). Durante 2018, CGC incorporó la Gerencia de Compliance, cuya labor estará centrada durante 2019 en la creación, publicación y capacitación de: - Código de Conducta - Política para la prevención y tratamiento de los conflictos de interés - Política para la prevención de la corrupción y el soborno (cuyo alcance se extiende a los procedimientos de hospitalidades corporativas y los procesos de debida diligencia a terceros) - Implementación y política de línea ética (comúnmente conocida como Canal de Denuncias). En una segunda instancia, esta Gerencia incorporará la labor de Risk Management, con foco inicial en el fortalecimiento del sistema de control interno.
Recomendación L3: 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 (l.n. 2013) (las "<u>Normas de la CNV</u>"). El Código de Conducta que se implementará detallado en el punto anterior,

				incluye la reglamentación de cuestiones asociadas al uso de información privilegiada.
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 de 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 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. Ver comentarios punto Recomendación I.2
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 empresarial			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. Ver comentarios punto Recomendación I.2
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 considerarse 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. Explicar.		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. Explicar.	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 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.	X			El control de la gestión del negocio es monitoreado periódicamente por la gerencia general en base a la información brindada desde las diferentes 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). Las 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 periodos 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			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

estructura de capital de la Emisora. Explicar.				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 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.			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.
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 sí:				
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			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.

Administración acorde a sus antecedentes,				
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 vitas 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 políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
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. La política para la prevención y tratamiento de los conflictos de interés que se implementará según detallamos en la recomendación 1.2, incluye la reglamentación de cuestiones asociadas a la incompatibilidad de funciones, tanto por su naturaleza como por el tiempo que demandan.
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		Véase respuesta a II.1.1.9.
II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionados 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. AVALUAR 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 sí:

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. Ver comentarios punto Recomendación I.2
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 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.			X	Cada gerencia gestiona los riesgos inherentes a las funciones propias, bajo supervisión de la gerencia general.
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. Ver comentarios punto Recomendación I.2
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 sí:

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			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría.
---	--	--	---	--

independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.				
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 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).			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría. CGC lleva adelante tareas de auditoría interna conforme las normas profesionales aplicables
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 Norma 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	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

contacto entre sí. Detallar.				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 sí:				
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 sí: 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 adquiriente 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 suscrito 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, con fecha 12 de enero de 2018 hemos emitido la Obligación Negociable Clase 10 por US\$ 100.000.000, que contiene compromisos adicionales, los que se encuentran descriptos en la nota 21 de deuda financiera 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,	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

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.				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 deuda financiera emitida informada en la nota 21 a los estados financieros consolidados) o a reservas facultativa o a de previsión o de cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.
---	--	--	--	---

PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD

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 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.	X			CGC cuenta con un sitio web con información sobre la compañía. El sitio es http://www.cgc.com.ar . 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 empresarial (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			X	No aplica porque la sociedad no cuenta con un Comité de Remuneraciones.

por año.				
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 Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
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. Ver comentarios punto Recomendación I.2
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 de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.			X	CGC no cuenta con mecanismos para recibir denuncias de este tipo.
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.
PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO				
Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.				
Responder sí: 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, 11 de marzo de 2019.


EL DIRECTORIO
 Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
 Presidente

NOMENCLATURA

\$	=	Peso
US\$	=	Dólar estadounidense
m3	=	Metro cúbico
Mm3	=	Miles de metros cúbicos
MMm3	=	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 2018
(presentados en forma comparativa)

COMPañIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

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

EJERCICIO ECONOMICO N° 99

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

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: 1° de septiembre de 2100

Sociedad controlante: Latin Exploration S.L.U. (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 31/12/2018
Acciones ordinarias de V/N 1:	
Clase A de 1 voto	279.396.499
Clase B de 1 voto	119.741.357
	<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
11 de marzo de 2019
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Biameli
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Anzenkian
Presidente

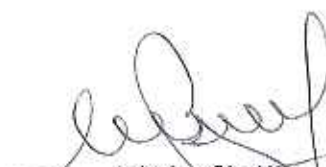
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2018</u>	<u>31.12.2017</u>
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	8	13.673.830	11.738.230
Inversiones en asociadas	9	7.629.554	2.968.808
Otros créditos	10	1.406.972	198.830
Cuentas comerciales por cobrar	12	351.467	90.012
Total del Activo No Corriente		23.061.823	14.995.880
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	11	851.434	703.155
Otros créditos	10	2.757.160	2.313.450
Cuentas comerciales por cobrar	12	4.802.701	1.164.601
Inversiones a valores razonables	13	326.886	283.414
Efectivo y equivalentes de efectivo	14	1.033.415	344.480
Total del Activo Corriente		9.771.596	4.809.100
TOTAL DEL ACTIVO		32.833.419	19.804.980
PATRIMONIO			
Capital social	15	399.138	399.138
Ajuste integral del capital		1.235.386	1.235.386
Reservas	16	381.736	1.086.237
Resultados no asignados	17	3.731.881	2.704.634
Otros resultados integrales	17	4.104.612	166.388
Total del patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad		9.852.753	5.591.783
Participaciones no controladora		-	-
TOTAL DEL PATRIMONIO		9.852.753	5.591.783
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Provisiones para juicios y otros reclamos	18	56.560	48.262
Otras provisiones	19	1.373.749	1.287.368
Pasivo por impuesto diferido	27	422.598	378.543
Deudas fiscales	20	25.631	59.011
Deudas financieras	21	14.385.872	8.580.051
Deudas comerciales	23	-	82.603
Total del Pasivo No Corriente		16.264.410	10.435.838
PASIVO CORRIENTE			
Otras provisiones	19	1.549	17.475
Otras deudas	22	141.780	150.070
Deudas fiscales	20	203.668	73.920
Remuneraciones y cargas sociales		239.863	39.828
Deudas financieras	21	2.531.720	1.696.849
Deudas comerciales	23	3.597.676	1.799.217
Total del Pasivo Corriente		6.716.256	3.777.359
TOTAL DEL PASIVO		22.980.666	14.213.197
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO		32.833.419	19.804.980

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (I.B.A.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009


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 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2018	31.12.2017
Ingresos	24 a)	17.708.913	7.959.885
Costo de ingresos	24 b)	(11.148.549)	(7.790.418)
Resultado bruto		6.560.364	169.467
Gastos de comercialización	24 c)	(361.795)	(170.529)
Gastos de administración	24 d)	(794.403)	(496.107)
Gastos de exploración	24 e)	(348.257)	-
Otros ingresos y egresos operativos, netos	24 f)	(381.353)	(270.610)
Resultado operativo		4.674.556	(767.779)
Resultado de inversiones en asociadas	24 g)	1.011.163	784.977
Ingresos financieros	24 h)	47.520	45.414
Costos financieros	24 h)	(1.536.385)	(991.815)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	24 h)	(129.214)	(244.107)
Otros resultados financieros	24 h)	(3.557.785)	718.076
Resultado antes de impuestos		509.855	(455.234)
Impuesto a las ganancias	27	(34.882)	106.857
Ganancia (pérdida) del ejercicio		474.973	(348.377)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES

Conceptos que no serán reclasificados al estado de resultados

Reserva por revalúo de activos	3.2.3.3)	3.467.045	-
--------------------------------	----------	-----------	---

Conceptos que serán reclasificados al estado de resultados

Diferencia de conversión de estados financieros	3.2.11)	471.179	(35.024)
---	---------	---------	----------

Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos		3.938.224	(35.024)
--	--	------------------	-----------------

Resultado total integral del ejercicio – Ganancia (Pérdida)		4.413.197	(383.401)
--	--	------------------	------------------

Resultado neto, atribuible a:

Accionistas de la Sociedad	474.973	(343.106)
Participaciones no controladora	-	(5.271)
	474.973	(348.377)

Resultado total integral, atribuible a:

Accionistas de la Sociedad	4.413.197	(378.130)
Participaciones no controladoras	-	(5.271)
	4.413.197	(383.401)

Resultado por acción básico y diluido	25	1,200	(0,860)
--	-----------	--------------	----------------

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antanik Eumekian
Presidente

COMPañA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social (Nota 15)	Ajuste integral al Capital	Reserva Legal (Nota 16)	Reserva Facultativa (1)	Otros (nota 16)	Resultados no asignados (Nota 17)	Otros Resultados Integrales Reserva por revalorización de activos (Nota 3.2.3.3)	Diferencia de Conversión	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	Participación no controladora	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2016	399.138	1.235.386	32.228	1.762.673	(317.905)	2.656.981	-	201.412	5.969.913	15.365	5.985.278
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017:											
- Asignación de resultados no asignados	-	-	-	(390.759)	-	390.759	-	-	-	-	-
Adquisición de participación minoritaria - Unitec Energy (nota 3.2.2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.094)	(10.094)
Resultado neto del ejercicio - Pérdida	-	-	-	-	-	(343.106)	-	-	(343.106)	(5.271)	(348.377)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	(35.024)	(35.024)	-	(35.024)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	399.138	1.235.386	32.228	1.371.914	(317.905)	2.704.634	-	166.388	5.591.783	-	5.591.783
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2018:											
- Asignación de resultados no asignados	-	-	-	(552.274)	-	552.274	-	-	-	-	-
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 1 de agosto de 2018:											
- Distribución de dividendos a los Accionistas	-	-	-	(152.227)	-	-	-	-	(152.227)	-	(152.227)
Resultado neto del ejercicio - Ganancia	-	-	-	-	-	474.973	-	-	474.973	-	474.973
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	3.467.045	471.179	3.938.224	-	3.938.224
Saldos al 31 de diciembre de 2018	399.138	1.235.386	32.228	667.413	(317.905)	3.731.881	3.467.045	637.567	9.852.753	-	9.852.753

(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 11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 P° 17
Hernán Rodríguez Cancio
Comisario Público (C.B.A.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 P° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Bursikian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
 (Expresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2018	31.12.2017
Flujo de efectivo de las actividades operativas			
Resultado neto del ejercicio		474.973	(348.377)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	3.675.894	2.262.114
Bajas de propiedad, planta y equipo	8	358.593	2.099
Resultado de inversiones en asociadas	24 g)	(1.011.163)	(784.977)
Resultados financieros netos	24 h)	4.862.888	78.064
Provisión deterioro de activos no financieros	24 f)	181.341	132.720
Aumento neto de las provisiones para créditos	24 f)	209.431	214.009
Aumento neto de las provisiones para juicios y otros reclamos	24 f)	25.197	(14.173)
Cargos por desbalanceo de gas	24 b)	(11.316)	(8.828)
Ingresos devengados por incentivos, netos de contranzas	24 a) y 24 f)	(2.197.513)	(1.682.467)
Resultado por cesión área CNQ6-H Sauce	24 f)	-	(19.070)
Resultado por cesión del 50% Concesión La Maggie	24 f)	78.658	-
Resultado por cesión Concesión Pulmar Largo	24 f)	(12.107)	-
R.E.C.P.A.M.		129.214	244.107
Impuesto a las ganancias devengado	27	34.882	(106.857)
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos		(3.424.763)	452.717
Inventario		(148.350)	606.033
Deudas no financieras		2.494.430	1.072.873
Impuesto a las ganancias pagado		(86.509)	(111.629)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		5.633.780	1.988.358
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipo	8	(5.925.219)	(4.002.600)
Disminución de inversiones en asociadas	9 b)	14.764	46.756
Variación de colocaciones de fondos corrientes		63.562	286.705
Dividendos distribuidos a los accionistas		(152.227)	-
Dividendos cobrados	9 b)	244.879	114.136
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(5.754.241)	(3.555.003)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación			
Intereses pagados por deudas financieras	21	(1.262.306)	(908.251)
Deudas financieras canceladas	21	(3.077.687)	(2.328.188)
Deudas financieras obtenidas	21	4.670.026	1.971.128
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades de financiación		330.033	(1.265.311)
Aumento (Disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		209.572	(2.831.956)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio		342.482	3.451.440
Resultados financieros generados por el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		481.361	(277.002)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio (Nota 14)		1.033.415	342.482
Variaciones que no han significado movimientos de fondos:			
Pagos en el período de propiedad, planta y equipos y propiedad minera de períodos anteriores	8	(37.260)	(161.879)
Activación de costos financieros	8	71.331	75.442
Costo abandonado de pozos activado en propiedad, planta y equipos	8	560.222	307.129

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Abramik Eremekian
Presidente

COMPañA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS al 31 de diciembre de 2018

Índice de las Notas a los Estados Financieros Consolidados

1. Información general
2. Marco regulatorio de los sectores petrolero y gas natural
3. Bases de presentación, preparación y unidad de medida
4. Administración de riesgos financieros
5. Estimaciones y criterios contables críticos
6. Información por segmentos
7. Instrumentos financieros
8. Propiedades, planta y equipos.
9. Inversiones en asociadas
10. Otros créditos
11. Inventarios
12. Cuentas comerciales por cobrar
13. Inversiones a valores razonables
14. Efectivo y equivalentes en bancos
15. Capital social
16. Reservas
17. Resultados no asignados
18. Provisiones para juicios y otros reclamos
19. Otras provisiones
20. Deudas fiscales
21. Deudas financieras
22. Otras deudas
23. Deudas comerciales
24. Composición de los principales rubros del estado de resultados
25. Resultado por acción
26. Saldos y operaciones con partes relacionadas
27. Impuesto a las ganancias
28. Participación en áreas de petróleo y gas
29. Situación de áreas de petróleo y gas
30. Situación de las compañías asociadas y otras sociedades
31. Activos gravados y bienes de disponibilidad restringida y otras garantías otorgadas
32. Hechos posteriores
33. Reservas

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL
EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(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.

1.2 - Grupo de Control

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

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 sitúan 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 venciére 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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

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.

Nuevo régimen de derechos de exportación a los hidrocarburos

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

El 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018 que estableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur ("NCM").

Este derecho de exportación no podrá exceder de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Para las mercaderías que no sean productos primarios, ese límite será de 3 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

El 15 de noviembre de 2018, la Ley 27.467 de Presupuesto Nacional, en su artículo 81, delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, en el marco de las atribuciones en los artículos 755 y concordantes de la ley 22.415 (Código Aduanero), la facultad de fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el TREINTA POR CIENTO (30%) del valor imponible o del precio oficial FOB. También se estableció que ese tope máximo será del DOCE POR CIENTO (12%) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del CERO POR CIENTO (0%) a esa fecha. Dicha delegación podrá ser ejercida por el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, la referida Ley de Presupuesto para el año 2019 ratificó el Decreto 793/2018 como así también toda otra norma vigente que se haya dictado en el marco de aquellas facultades.

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.

Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano

Con fecha 15 de julio de 2002, el ex - Ministerio de Economía ratificó el "ACUERDO DE ESTABILIDAD EN EL PRECIO MAYORISTA DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)" mediante Resolución N° 196/2002 para asegurar las estabilidades en las condiciones de abastecimiento y precio en el suministro del

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.R.C.A.B.A. T° I F° 17

GLP (el “Acuerdo de Estabilidad del Precios Mayoristas del GLP”). La vigencia de este acuerdo se extendió hasta el 30 de septiembre de 2002.

Con fecha 22 de abril de 2003, habiendo finalizado la vigencia de Acuerdo de Estabilidad del Precios Mayoristas del GLP, el ex – Ministro de Economía suscribió con los Productores de GLP un nuevo acuerdo denominado “Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” que fue ratificado por el Decreto N° 934/2003 (el “Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano Redes”).

A la fecha, el “Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano Redes” fue renovado en sucesivas oportunidades, siendo la última de estas renovaciones el denominado “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” del 30 de mayo de 2018 (el “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga”). El Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga tiene vigencia hasta el 1° de abril de 2019.

Las “compensaciones económicas” que perciben los firmantes del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga surge de la diferencia entre: los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes al Precio Acordado, y los ingresos netos que se habrían obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio GLP-Paridad de Exportación tal como ha sido definida en el Artículo 4° de Resolución N° 792 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, que reglamenta lo dispuesto en la ley N° 26.020, en ejercicio de la Autoridad de Aplicación de la misma.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se han registrado ingresos por \$ 45,8 millones y \$ 53,8 millones respectivamente en la línea incentivos del rubro ingresos del estado de resultado consolidado (ver Nota 24 a).

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.

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.

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

"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.

Con fecha 18 de mayo de 2018, se dictó la Resolución ENARGAS N° 56/2018 que aprobó el "PROCEDIMIENTO TRANSITORIO PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL DESPACHO EN EL COMITÉ EJECUTIVO DE EMERGENCIA" en donde se estableció los criterios que deberán adoptar los sujetos de la industria del gas natural en aquellos casos en donde se produzca una crisis de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas y cuya aplicación se estableció desde las 06:00 horas del 23 de mayo de 2019 hasta las 06:00 del 1° de octubre de 2018 (el "Procedimiento Transitorio").

Con fecha 26 de junio de 2018, se dictó la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que (i) aprobó el texto ordenado de las Resoluciones ENARGAS Nros. 716/98, I-1410/10, I-3833/16, I-4407/17, I-4502/17 y 244/18 que comenzó a regir a partir de las 06:00 horas del 30 de junio de 2018 (el "Reglamento Interno De Los Centros De Despacho (T.O. 2018)") y (ii) derogo las Resoluciones ENARGAS Nros. I-1410/10, I-3833/16 y I-4502/17 en cuanto se opongan y/o resultón incompatibles con Reglamento Interno De Los Centros De Despacho (T.O. 2018).

Abastecimiento de la Demanda Prioritaria

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
11 de marzo de 2019

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.

La Compañía celebró, en el marco de las Bases y Condiciones, acuerdos de suministro de gas natural con Metrogas S.A., Gas Natural BAN S.A. y Camuzzi Gas Pampeana S.A. cuya vigencia fue establecida desde el 1º de enero de 2018 a 31 de diciembre de 2018.

Como consecuencia de la variación en la paridad cambiaria, productores y distribuidores de gas natural iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos particulares firmados a instancia de las Bases y Condiciones, con precios nominados en dólares estadounidenses.

El proceso de renegociación, no terminado aún, incluye dos temas principales: i) el pago de las deudas generadas por las diferencias entre el tipo de cambio al que pagaron las distribuidoras y el tipo de cambio previsto contractualmente (período abril – septiembre 2018) y ii) el precio de gas a aplicar para el período octubre – diciembre 2018.

En cuanto a las deudas generadas por las diferencias de cambio, se encuentra aún pendiente de definición e implementación el mecanismo de recupero, ya que el 5 de octubre de 2018 se publicó la Resolución SGE N°20/2018, que dispuso que, para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1º de abril y hasta el 30 de setiembre de 2018, el ENARGAS instruiría a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en 24 cuotas a partir del 1º de enero de 2019. Sin embargo, la Resolución N° 20/2018 fue posteriormente dejada sin efecto por razones de oportunidad mediante la Resolución N° 41/2018 publicada el 12 de octubre de 2018.

Con fecha 15 de noviembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1053/2018 (el “DNU 1053/18”) que estableció, en su artículo 7º, estableció un mecanismo voluntario de adhesión por el cual el Estado Nacional asumirá, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período (el “Mecanismo de Adhesión para Cancelación de Deudas de las Distribuidoras por Diferencias de Tipo de Cambio”). Los montos a cancelar serán determinados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y serán cancelados en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Las cuotas serán percibidas por las Distribuidoras quienes tendrán a su cargo realizar inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados.

El Mecanismo de Adhesión para Cancelación de Deudas de las Distribuidoras por Diferencias de Tipo de Cambio resultará aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que adhieran a este régimen y renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas referidas en el primer párrafo.

A la fecha el ENARGAS no reglamentó el Mecanismo de Adhesión para Cancelación de Deudas de las Distribuidoras por Diferencias de Tipo de Cambio.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 11° 17

(Socio)

Nuevos precios máximos en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) con destino a la generación de electricidad

Con fecha 1° de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 46/2018 del Ministerio de Energía y Minería que instruye a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica y establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1° de agosto de 2018 (la "Resolución 46/2018").

Con fecha 19 de diciembre de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Nota NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA instruyó a CAMMESA para que, en el marco de la Resolución 46/2018, aplique nuevos precios de referencia para cada período estacional del año 2019. Asimismo, en dicha nota se instruye a CAMMESA para que adopte los mismos como precios máximos de referencia conforme a lo establecido en el Anexo 13 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, conforme a la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y demás normas complementarias o modificatoria.

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

Nuevas exportaciones de gas natural

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.

Con fecha 22 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SGE N° 9/2018, la que establece: i) un nuevo Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; ii) deroga la Resolución N° 299/98 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias y establece que los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; iii) deroga la Resolución N° 131/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) deroga la Resolución N° 265/04 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) deroga la Resolución N° 883/05 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) deroga la Resolución N° 8/17 del ex MINEM y sus modificatorias; y vii) delega en la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos las tareas que se encomiendan en este nuevo Procedimiento. La Resolución N° 104/2018 establece que en el caso de solicitudes de exportación proveniente de un proyecto incluido en la Resolución MINEM N° 46-

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

E/2017 (Programa de Estimulo a la Producción de Gas No Convencional), las cantidades de gas natural no serán computadas como parte y/o dentro de la Producción Incluida bajo el Programa mencionado.

En dicho marco, la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a Compañía General de Combustibles S.A. (i) una autorización de exportación de gas natural de largo plazo interrumpible a la República de Chile desde las áreas de explotación convencionales propias ubicadas en la Cuenca Austral (provincia de Santa Cruz) informadas por la empresa, con destino a Methanex Chile Spa por un volumen máximo de setecientos cincuenta mil metros cúbicos por día (750.000 m³/día) de gas natural de 9.300 kcal/m³ hasta las 6:00 horas del 1 de junio de 2020 (Resolución SGE N° 12/2018); y (ii) una autorización de exportación de gas natural de corto plazo interrumpible destinada a la República de Chile desde áreas explotación convencional propias ubicadas en la Cuenca Austral y de terceros ubicadas en la Cuenca Neuquina con destino a Colbún S.A. por un volumen máximo de un millón trescientos mil metros cúbicos por día (1.300.000 m³/día) de gas natural de 9.300 kcal/m³ hasta las 06:00 hs del 1 de mayo de 2019. Los suministros previstos en la presente autorización podrán ser interrumpidos a los fines de garantizar la seguridad de abastecimiento del mercado interno. (Resolución SGE N° 57/2018).

Con fecha 16 de enero de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía autorizó a las Compañía General de Combustibles S.A. a exportar excedente de gas natural a las cantidades diarias previstas en los artículos 1° de las Resoluciones SGE N° 12/2018 y N° 57/2018. Los volúmenes de gas natural que se exporten como excedentes serán contabilizados como parte del volumen total autorizado a exportar en las correspondientes autorizaciones.

Nuevo régimen de registro de exportaciones de hidrocarburos líquidos

El 2 de octubre de 2017 se publicó en el B.O. la Resolución 241/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería que estableció un nuevo procedimiento administrativo para el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación (exportación de petróleo crudo y otros hidrocarburos líquidos) creado por el Decreto 645/2002 y se derogaron las Resoluciones ex SE 38/2002, 202/2002, 1679/2004 y 1338/2006 como, además, la Disposición ex SSC 168/2005.

Este nuevo régimen facilita la registración de las operaciones de exportación vía web. También redujo la lista de productos que requieren autorización para exportar a los siguientes: (i) petróleo crudo, (ii) naftas, (iii) gasoil, (iv) propano crudo, (v) propano, (vi) butano y (vii) mezclas de gas licuado de petróleo.

Programas de incentivo a la producción de hidrocarburos y reservas

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" que se encuentra en trámite de aprobación.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 N° 17

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 regirán por las normas del Programa Gas Plus.

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 Rcs. 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. 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.

Al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad había registrado como ingresos los beneficios de los estímulos a la inyección de gas en la línea incentivos del rubro de ingresos del estados de resultados integrales consolidado por \$1.652 millones (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 2018 y 2017, el saldo de otros créditos correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural refleja 12 meses devengados no pagados por aproximadamente \$ 2.007 y 1.540 millones, respectivamente.

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
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Resolución 97/2018 - Procedimiento de Cancelación de las Compensaciones Pendientes de Liquidación y/o Pago en el marco del Programa de Estimulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II).

El 3 de abril de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 97/2018 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación ("MEyMN") ("la Resolución") que establece un procedimiento voluntario para la cancelación de compensaciones adeudadas bajo el Programa de Estimulo a la Inyección Excedente de Gas Natural por inyecciones efectuadas durante el año 2017. En abril de 2018 la Sociedad adhirió al mecanismo de cancelación.

La propuesta consiste en el pago en treinta cuotas mensuales iguales y consecutivas, a cancelar a partir de enero de 2019. Las cuotas estarán denominadas en dólares y se cancelarán en pesos al tipo de cambio promedio mensual correspondiente al mes anterior al vencimiento de la respectiva cuota.

Con fecha 15 de noviembre de 2018, se sancionó la Ley 27.467 de Presupuesto Nacional (la "Ley 27.467") que, en su artículo 55, autoriza al órgano coordinador de los sistemas de administración financiera a emitir instrumentos de deuda pública con un plazo de amortización mínima de 30 días y por un monto de hasta U\$S mil seiscientos millones (U\$S 1.600.000.000), a los fines de cancelar las obligaciones emergentes en lo dispuesto en el Procedimiento de Cancelación.

Con fecha 30 de enero de 2019, la Sociedad recibió la Nota NOA-2019-057994595-APN-DNEH#MHA en la cual se le comunicó que el monto de las Compensaciones Incluidas calculadas en el marco de la resolución 97/2018 ascendía a la suma de USD 59.385.260. En dicha nota, la Secretaría de Gobierno de Energía informó que la cancelación de las Compensaciones Incluidas se realizaría mediante bonos denominados en dólares estadounidenses a amortizar en un plazo de 30 cuotas y se requirió que se informe un número de la caja de valores en donde sería depositados los bonos correspondientes. La Sociedad informó la cuenta custodia mediante nota del 31 de enero de 2019.

Con fecha 19 de febrero de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía mediante Resolución 54/2019 (RESOL-2019-54-APN-SGE#MHA) estableció que cancelación de las obligaciones emergentes de lo dispuesto la Resolución 97/2018 sería efectuada de acuerdo a lo previsto en el artículo 55 de la ley 27.467 y dispuso que, a los efectos de solicitar la cancelación de los pagos pendientes derivados del Plan Gas II y de los otros programas, las Empresas Beneficiarias de los mismos debían manifestar su consentimiento presentando ante la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda la carta de adhesión (IF-2019-10233114-APN-SSIIYC#MHA) dentro del plazo de diez (10) días de su notificación.

Con fecha 22 de febrero de 2019, a fin de cumplir con lo dispuesto en el artículo 2° de la Resolución 54/2019 (RESOL-2019-54-APN-SGE#MHA), la Sociedad presentó ante la Secretaría de Gobierno de Energía la "carta de adhesión" a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda.

Con fecha 26 de febrero de 2019, la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda dictaron la Resolución Conjunta 21/2019 en donde dispusieron, en el marco de lo establecido en el artículo 55 de la Ley 27.467, la emisión de "BONOS PROGRAMAS GAS NATURAL" a los fines de cancelar las obligaciones emergentes del Procedimiento de Cancelación, con las siguientes condiciones financieras: (i) Monto: hasta un valor nominal dólares estadounidenses un mil seiscientos millones (VN USD 1.600.000.000); (ii) Fecha de emisión: 27 de febrero de 2019; (iii) Fecha de Vencimiento: 28 de junio de 2021; (iv) Plazo: dos (2) años y cuatro (4) meses; (v) Precio de emisión: cien por ciento (100%); (vi) Moneda de emisión: dólares estadounidenses; (vi) Moneda de pago: en pesos al tipo de cambio que surja del promedio aritmético simple del tipo de cambio de referencia de la comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina (BCRA), de los cinco (5) días hábiles anteriores al cuarto día hábil previo al vencimiento de cada servicio de amortización; (vii) El emisor podrá disponer su pago en dólares estadounidenses siempre que lo notifique, a través del Agente de Registro de los bonos, con quince (15) días hábiles de antelación a la fecha de

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

vencimiento correspondiente; (viii) Amortización: veintinueve cuotas (29) mensuales y consecutivas, siendo la primera de ellas de seis coma sesenta y seis por ciento (6,66%) del valor nominal original, las siguientes dieciocho cuotas (18) del tres coma treinta y tres por ciento (3,33 %) del valor nominal original y las restantes diez (10) cuotas del tres coma treinta y cuatro por ciento (3,34 %) del valor nominal original. La primera cuota se abonará el 28 de febrero de 2019 y a partir del 28 de marzo de 2019 se abonará cada cuota los 28 de cada mes hasta su vencimiento. Si el vencimiento de la cuota de amortización no fuere un día hábil, la fecha de pago será el día hábil inmediato posterior a la fecha de vencimiento original; (ix) Intereses: no devengará intereses; (x) Denominación mínima: valor nominal dólares estadounidenses uno (VN USD 1); (xi) Titularidad: se emitirán Certificados Globales a nombre de la Central de Registro y Liquidación de Pasivos Públicos y Fideicomisos Financieros (CRYL), del BCRA en su carácter de Agente de Registro de los Bonos; (xii) Exenciones impositivas: gozarán de todas las exenciones impositivas dispuestas por las leyes y reglamentaciones vigentes en la materia; (xiii) Atención de los servicios financieros: los pagos se cursarán a través del BCRA mediante transferencias de fondos en las respectivas cuentas de efectivo que posean los titulares de cuentas de registro en esa institución; (xiv) Negociación: Los bonos serán acreditados en las cuentas de las empresas participantes y a partir de ese momento no se podrán transferir ni negociar hasta su vencimiento. La Caja de Valores SA bloqueará los bonos en las cuentas de las empresas participantes. Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Resolución MINEM 46-E/2017

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 (el "Plan de Estímulo al Gas No Convencional")

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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 Estimulo 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 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 Estimulo 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 (la "Concesión Incluida").

Con fecha 28 de diciembre, la Compañía reajusto los anteriores Pagos Provisorios considerando la proyección de la producción de la Concesión Incluida que fuera presentada oportunamente en la solicitud de adhesión al Programa de Estimulo al Gas No Convencional e interpretó que tales proyecciones serían volumen máximo a considerar en el cálculo de las compensaciones, sean provisorios o definitivas. La Compañía rechazó dicho cambio de interpretación del régimen legal aplicable al Programa de Estimulo al Gas No Convencional y efectuó las reservas de derecho correspondientes a los fines de percibir, en el momento de determinación y liquidación de las compensaciones definitivas (Ajuste de Pago), un monto equivalente a los volúmenes reales de producción provenientes de la Concesión Incluida.

Al 31 de diciembre de 2018 la Sociedad ha registrado como ingresos los beneficios del Programa de Estimulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales en la línea incentivos del rubro ingresos del estado de resultados integrales consolidados por \$ 3.042,6 millones (ver Nota 24 a)).

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACION, PREPARACION Y UNIDAD DE MEDIDA

3.1.a) - BASES DE PRESENTACION, PREPARACION Y UNIDAD DE MEDIDA

Los presentes estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 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).

La CNV a través de la Resolución General N°622/13 estableció la aplicación de las 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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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. Excepto que se indique lo contrario todas las cifras se redondean a miles de pesos, como tal pueden ocurrir diferencia de redondea insignificante. Un guión (-) indica que no se informan datos. Se han reclasificado ciertas cifras no significativas al 31 de diciembre de 2017 que se exponen en los presentes estados contables a efectos comparativos.

Unidad de medida

La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" ("NIC 29") requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio 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. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, 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%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018.

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo tanto, mediante su Resolución General 777/2018 (B.O. 28/12/2018), al Comisión Nacional de Valores (CNV) dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

De acuerdo con la NIC 29, los estados financieros de una entidad que informa en la moneda de una economía de alta inflación deben reportarse en términos de la unidad de medida vigente a la fecha de los estados financieros. Todos los montos del estado de situación financiera que no se indican en términos de la unidad de medida actual a la fecha de los estados financieros deben actualizarse aplicando un índice de precios general. Todos los componentes del estado de resultados deben indicarse en términos de la unidad de medida actualizada a la fecha de los estados financieros, aplicando el cambio en el índice general de precios que se haya producido desde la fecha en que los ingresos y gastos fueron reconocidos originalmente en los estados financieros.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A.T.º I Fº 17

(Socio)

Los principales procedimientos para el ajuste por inflación mencionado anteriormente son los siguientes:

- Los activos y pasivos monetarios que se contabilizan a moneda de cierre del balance no son reexpresados porque ya están expresados en términos de la unidad monetaria actual a la fecha de los estados financieros;
- Activos y pasivos no monetarios que se contabilizan a costo a la fecha del balance, y los componentes del patrimonio, se reexpresan aplicando los coeficientes de ajuste correspondientes;
- Todos los elementos en el estado de resultados se actualizan aplicando los factores de conversión relevantes;
- El efecto de la inflación en la posición monetaria neta de la Sociedad se incluye en el estado de resultados, dentro de los resultados financieros, en el rubro "Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M.)";
- Las cifras comparativas se han ajustado por inflación siguiendo el mismo procedimiento explicado en los puntos precedentes.

En la aplicación inicial del ajuste por inflación, las cuentas del patrimonio fueron reexpresadas de la siguiente manera:

- El capital fue reexpresado desde la fecha de suscripción o desde la fecha del último ajuste por inflación contable, lo que haya sucedido después. El monto resultante fue incorporado en la cuenta "Ajuste de capital";
- La diferencia de conversión fue reexpresada en términos reales;
- Los otros resultados integrales fueron reexpresados desde cada fecha de imputación contable; y
- Las otras reservas de resultados no fueron reexpresadas en la aplicación inicial.

Para la preparación de los estados financieros 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 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.

Los presentes estados financieros consolidados de CGC han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 11 de marzo de 2019.

3.1.b) - 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, modificaciones e interpretaciones obligatorias para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2018 y no adoptadas anticipadamente

NIIF 9, "Instrumentos financieros"

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

La Sociedad adoptó la NIIF 9 “Instrumentos financieros” a partir del 1 de enero de 2018 que dio como resultado cambios en las políticas contables, pero no han representado cambios significativos en estos estados financieros.

El nuevo modelo de desvalorización requiere el reconocimiento de provisiones por desvalorización basadas en las pérdidas crediticias esperadas más que en las pérdidas crediticias incurridas. La sociedad no ha determinado efecto significativo por la aplicación de esta norma.

Desde el 1 de enero de 2018, la Compañía clasifica sus instrumentos financieros en las siguientes categorías de medición: Costo Amortizado: Activos que se mantienen para la recolección de flujos de efectivo contractuales donde esos flujos de efectivo representan únicamente los pagos de capital e intereses. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en los ingresos financieros utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Valor razonable con impacto en otros resultados integrales ("VRORI"): Activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivos contractuales y para vender los activos financieros, donde los flujos de efectivo de los activos representan únicamente pagos de capital e intereses. El interés ganado de estos activos financieros se incluye en los ingresos financieros utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias o pérdidas no realizadas se registran como un ajuste del valor razonable en el estado de resultados integral consolidado y se transfieren al estado de resultados consolidado cuando el activo financiero se vende. Las ganancias y pérdidas cambiarias y los gastos por deterioro relacionados con los activos financieros se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado.

Valor razonable con impacto en resultados ("VRR"): Activos que no cumplen con los criterios de costo amortizado o VRORI. Los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros a VRR se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado.

La clasificación depende del modelo de negocios de la Compañía para administrar los activos financieros y los términos contractuales de los flujos de efectivo.

NIIF 15, “Ingresos por contratos con clientes”

En mayo de 2014, el IASB emitió la NIIF 15 “Ingresos provenientes de contratos con clientes” que establece el nuevo modelo de reconocimiento de ingresos derivados de contratos con clientes. Dicha norma deroga las actuales guías para el reconocimiento de ingresos incluidas en la NIC 18 “Ingresos”, NIC 11 “Contratos de construcción” y las interpretaciones relacionadas a ella.

Para la aplicación de la NIIF 15, la Sociedad aplicó el enfoque retrospectivo modificado siendo el día de primera aplicación el 1 de enero de 2018. De acuerdo a este método, la Sociedad aplicó la NIIF 15 a todos aquellos contratos vigentes a la fecha de su primera aplicación. Es por ello que la información comparativa al 31 de diciembre de 2017 no fue modificada y se expone de acuerdo a NIC 11, NIC 18 y sus interpretaciones.

El principio fundamental del modelo es el cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes. La NIIF 15 estructura este principio a través de los siguientes cinco pasos:

Paso 1: Identificar el contrato con el cliente.

Paso 2: Identificar las obligaciones de desempeño separadas del contrato.

Paso 3: Determinar el precio de la transacción.

Paso 4: Distribuir el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Paso 5: Contabilizar los ingresos cuando (o a medida que) la entidad satisface las obligaciones.

El nuevo modelo de ingresos es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto aquellos que se encuentren dentro del alcance de otras NIIF, como arrendamientos, contratos de seguros e instrumentos financieros. El reconocimiento de intereses e ingresos por dividendos están fuera del alcance de esta norma.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1º 17

(Socio)

De acuerdo a la NIIF 15, entre otras cuestiones, se establece un mecanismo de asignación del precio de la transacción entre las distintas obligaciones de desempeño. La Sociedad deberá reconocer sus ingresos una vez que las obligaciones de desempeño sean satisfechas, es decir, una vez que el "control" sobre los bienes o servicios sea transferido al cliente. La norma especifica también la registración de costos incrementales para obtener un contrato y los costos directamente relacionados en cumplir el contrato.

Luego de efectuado su análisis, la gerencia de la Sociedad ha concluido que las prácticas de reconocimiento de ingresos aplicadas por la Sociedad de acuerdo a la NIC 18, NIC 11 e interpretaciones vigentes al 31 de diciembre de 2017, son consistentes con los requerimientos de la NIIF 15. En virtud del análisis efectuado, la Sociedad no registró ajuste alguno sobre los resultados acumulados al 1 de enero de 2018.

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones obligatorias que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2018 y no han sido adoptadas anticipadamente por la sociedad

En enero de 2016, el CNIC emitió la NIIF 16, "Arrendamientos". El nuevo estándar dará lugar al reconocimiento de casi todos los arrendamientos reconocidos en el estado de posición financiera, ya que se elimina la distinción entre arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16 afectará principalmente a la contabilidad de los arrendatarios y tendrá como resultado el reconocimiento de casi todos los contratos de arrendamiento en el estado de situación financiera. La norma elimina la distinción actual entre arrendamientos operativos y financieros y requiere el reconocimiento de un activo (el derecho de uso del bien arrendado) y de un pasivo financiero por el pago de las rentas, esto para prácticamente todos los contratos de arrendamiento. Existe una exención opcional para los arrendamientos a corto plazo y de valor poco significativo.

El estado de resultados también se verá afectado ya que el gasto total es normalmente más alto en los primeros años del contrato de arrendamiento y más bajo en los últimos años. Además, los gastos de operación se reemplazarán con intereses y depreciación, por lo que cambiarán indicadores clave como el EBITDA.

Los flujos de efectivo operativos serán mayores ya que los pagos en efectivo por la porción principal de la deuda por arrendamiento son clasificados dentro de las actividades de financiamiento. Solo la parte de los pagos que refleja intereses puede seguir presentándose como flujo de efectivo de operación.

La contabilidad por parte de los arrendadores no cambiará significativamente. Algunas diferencias pueden surgir como resultado de la nueva guía sobre la definición de un arrendamiento. De acuerdo con la NIIF 16, un contrato es, o contiene, un arrendamiento si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo.

La sociedad ha evaluado el impacto de la aplicación de la NIIF 16 en los estados financieros, la cual genera un activo y un pasivo al 1 de enero de 2019 que ascendería a \$ 2.310 millones.

3.2.2 Consolidación - Subsidiarias

Los estados financieros de CGC al 31 de diciembre de 2018, se consolidaron con la mejor información financiera disponible a esas fechas, de la siguiente sociedad:

Sociedad	País	Moneda Funcional	Cantidad de acciones (participación directa e indirecta)	% de participación (directa e indirecta)	Cantidad de votos posibles
Compañía General de Combustibles Internacional Corp.	Panamá	Dólar estadounidense	100	100%	100

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO, S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Al 31 de diciembre de 2017 los estados financieros de CGC se han consolidado con los estados financieros de Unitec Energy S.A. (compañía fusionada con efecto al 1º de enero de 2018) y con Compañía General de Combustibles Chile Ltda. que se encuentra sin actividad y en liquidación.

Fusión de Unitec Energy S.A. (subsidiaria 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 tuvo efecto desde el 1º 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 incorpora al patrimonio de la absorbente, la totalidad de derechos, obligaciones, activos y pasivos de la absorbida. El acuerdo definitivo de fusión fue formalizado el 21 de junio de 2018 y se inscribió en la Comisión Nacional de Valores y la Inspección General de Justicia.

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad posee control. El Grupo controla a una entidad 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. Las subsidiarias son consolidadas totalmente desde el momento en que el control ha sido transferido al grupo. Las sociedades son desconsolidadas desde el momento en que el control desaparece.

La Sociedad registra sus adquisiciones utilizando el método de la compra establecido en NIIF 3. El costo de adquisición es el determinado como el valor razonable de los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos y cualquier participación minoritaria adquirida a la fecha de compra. Los costos directamente atribuibles a la adquisición son reconocidos en los resultados del periodo incurrido.

El exceso del valor razonable de la porción de activos netos identificables adquiridos por la sociedad son reconocidos como valor llave. En el caso que la consideración sea menor que el valor razonable de los activos netos identificables de la subsidiaria adquirida dicha diferencia es reconocida directamente en el Estado de Resultados Consolidado Integral.

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.

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.

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. (ver nota 29.c)

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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).

La Compañía registra sus inversiones en las asociadas utilizando el método del valor patrimonial proporcional, a excepción por la inversión en Petronado S.A. (ver nota 25.(5)). Bajo el método del valor patrimonial proporcional el reconocimiento inicial de la inversión en una asociada es realizado al costo, incluyendo el valor llave a la fecha de adquisición, en caso de corresponder. El valor en libros es incrementando o reducido para reconocer el porcentaje de participación de la Compañía en las ganancias o pérdidas de las asociadas e incluir dicho resultado en las ganancias o pérdidas de la Compañía.

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.

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.

3.2.3.3) Adopción del modelo de Revaluación en el activo del "Midstream" a partir del 30 de septiembre de 2018

Con fecha efectiva 30 de septiembre de 2018 el Directorio de la Sociedad decidió utilizar, dentro de los dos modelos previstos en la NIC 16 ("Propiedad, planta y equipo"), el "modelo de revaluación" para la valuación de sus activos esenciales que comprenden el sistema de Gasoducto, los que incluyen Gasoductos, Terrenos y Plantas compresoras. El cambio de criterio de valuación del "modelo de costo" al "modelo de revaluación" se aplica en forma prospectiva de acuerdo con la NIC 8 ("Políticas contables, Cambios en las estimaciones contables y Errores").

Este cambio de política contable permite valorar los activos sujetos a revaluación a su valor razonable y de esta forma brindar información más fiable en el estado de situación financiera. Asimismo, se ha determinado que este grupo de activos constituye una categoría de activos según NIIF 13 considerando la naturaleza características y riesgos inherentes.

Para la aplicación de dicho modelo, las compañías asociadas utilizan los servicios de expertos independientes, los cuales fueron compartidos al Directorio de la Sociedad, el cual aprobó dichos revalúos y utilización de expertos en base a atributos como el conocimiento del mercado, la reputación y la independencia. Asimismo, el Directorio es quien decide, luego de discusiones con los expertos y compañías asociadas, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso.

Las revaluaciones deberán hacerse con la frecuencia necesaria de tal forma que el valor registrado contablemente no difiera significativamente del valor razonable de los activos a la fecha de cada medición.

Para medir el valor razonable de los Activos sujetos a Revaluación, se utiliza como técnica de valoración el "enfoque del ingreso" establecido en la NIIF 13 ("Medición del valor razonable"). La Sociedad utiliza un

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

modelo de flujo de fondos descontados elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor razonable: (i) volúmenes de transporte contratados en firme y volúmenes de transporte vendidos bajo la modalidad de transporte interrumpible; (ii) tarifas de transporte de gas; (iii) gastos de operación y mantenimiento; (iv) inversiones necesarias para mantenimiento del sistema de Gasoducto en operaciones; (v) tasa de descuento ponderada; y (vi) variables macroeconómicas, tales como la tasa de inflación, la tasa de devaluación, etc.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

El incremento del importe en libros de un activo como consecuencia de una revaluación se reconoce en la cuenta "Otros resultados integrales", neto del impuesto diferido correspondiente. El efecto de la revalorización efectuada en Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., a la participación de CGC, ascendió a 3.467.045. En el caso de la inversión en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) y considerando que tiene reconocida una provisión por deterioro de valor en el rubro de Propiedad Planta y Equipo, en base a las estimaciones de flujos de fondos basadas en elementos de juicio disponibles al 31 de diciembre de 2018, se revirtió parcialmente la desvalorización por deterioro en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile), cuyo efecto a la participación de CGC, ascendió a 87.510, registrando dicha reversión en los estados de resultados integrales, en el rubro de resultados de inversiones en asociadas.

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de resultados integrales en el rubro Otros resultados integrales y se acumulan en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la Reserva por revaluación de activos. Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier Reserva por revaluación de activos relacionada con ese activo se transfiere a los Resultados no asignados.

De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre del ejercicio el saldo positivo de la "Reserva de revaluación de activos" no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

En base a la medición realizada por la aplicación del modelo de revaluación, se han determinado las siguientes diferencias con relación a los valores contables medidos por el modelo del costo, para los Activos sujetos a Revaluación al 31 de diciembre de 2018:

	Reserva por revaluación de activos	Resultado de inversiones en asociadas
Gasinvest S.A.	3.320.186	-
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	140.075	-
Transportadora de Gas del Norte S.A.	6.784	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	87.510
Total	3.467.045	87.510

3.2.4 Conversión de moneda extranjera

3.2.4.1 Moneda funcional y de presentación

Para cada sociedad consolidada en el Grupo, se define la moneda funcional. La moneda funcional es aquella utilizada como la moneda principal en las operaciones que la compañía realiza. Aquellas transacciones realizadas en una moneda distinta de la definida como funcional, es considerada como una transacción en moneda extranjera.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

La moneda funcional y de presentación de la Sociedad es el peso argentino.

Al cumplirse las condiciones establecidas en la NIC 29 para considerar Argentina como una economía hiperinflacionaria, los presentes estados financieros deben ser reexpresados según se indica en la nota 3.1.a)

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 remedidos.

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. Los resultados por diferencias de cambio son expuestos en el Estado de Resultados Integrales Consolidado en la línea "Otros resultados financieros".

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 de ejercicio;
- los resultados son trasladados a los tipos de cambio promedio (a menos que el promedio no sea una representación razonable aproximada del efecto acumulado del efecto de los tipos de cambio prevalecientes a la fecha de cada transacción, en ese caso los ingresos y gastos son trasladados al tipo de cambio de cada transacción.
- el capital y las reservas son trasladadas al tipo de cambio de cierre de ejercicio.

Los resultados por conversión de moneda funcional a moneda de presentación de dichas operaciones son reconocidos en Otros Resultados Integrales. Cuando una inversión en subsidiaria o asociada se vende o dispone, dichos Otros Resultados Integrales en su totalidad o parcialmente, 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, los cuales han sido reexpresados por inflación de acuerdo al NIC 29 ver nota 3.1.a).

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 2018 y 2017 se registraron activaciones de costos financieros por \$ 71.331 y \$ 75.442, respectivamente (ver nota 8).

D) 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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

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 Mínera".

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 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- 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 el estado de resultados integrales consolidados 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 2018 se imputaron \$ 348.257 de gastos de exploración. Al 31 de diciembre de 2017 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 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

En periodos posteriores a la registraci3n de la desvalorizaci3n, se analiza la pertinencia de su reversi3n en la medida que se verifiquen cambios en las estimaciones efectuadas para determinar los valores recuperables. En tal caso, la medici3n contable del activo o UGE se eleva al menor importe entre: a) la medici3n contable que el activo o unidad generadora de efectivo hubiera tenido si nunca se hubiese reconocido la p3rdida por desvalorizaci3n; y b) su valor recuperable.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la provisi3n para deterioro de activos no financieros asciende a \$ 430.716 y \$ 437.074, respectivamente (ver Nota 8).

3.2.6 Inventarios

Bajo este rubro se incluyen las existencias de petr3leo crudo y materiales. Los inventarios se valúan al costo de adquisici3n con el l3mite de su valor razonable. El costo se determina por el m3todo precio promedio ponderado ("PPP"). El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en su producci3n o adquisici3n, y otros costos necesarios para llevarlos a su condici3n y locaci3n actual.

El valor neto de realizaci3n es el precio de venta estimado en el giro normal de los negocios, menos los costos estimados para efectuar la venta.

La evaluaci3n del valor razonable se realiza al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna correcci3n de valor cuando los mismos se encuentran sobrevaluados.

3.2.7 Instrumentos Financieros

3.2.7.1 Reconocimiento y medici3n de activos financieros

Los activos financieros son reconocidos cuando una entidad dentro del grupo forma parte de un acuerdo por un instrumento financiero.

Los activos financieros y pasivos financieros son inicialmente valuados a su valor razonable. Los costos de la transacci3n son directamente atribuibles a la adquisici3n o emisi3n de los activos o pasivos financieros (otros activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados se adicionan o restan del valor razonable de los activos o pasivos financieros, seg3n sea apropiado, al momento de su reconocimiento inicial. Los costos de la transacci3n directamente atribuibles a la adquisici3n de activos financieros o pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados son reconocidos inmediatamente en el Estado de Resultados Consolidados.

3.2.7.2 Activos financieros

El Grupo clasifica los activos financieros en las siguientes categor3as: Aquellos que son valuados a costo amortizado y aquellos que deben ser medidos a valor razonable. Est3 clasificaci3n depende del modelo de negocio seguido por la Compańa para gestionar sus activos financieros y las caracter3sticas contractuales de los flujos de fondos de sus activos financieros

Activos financieros a costo amortizado.

Los activos financieros son medidos a costo amortizado cuando cumplen con el siguiente criterio:

- 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 3nicamente cobros de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

V3ase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 1º 17

Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados:

Aquellos activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados son aquellos activos mantenidos para la venta. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si ha sido adquirido con el propósito principal de ser vendido en el corto plazo.

Reconocimiento y medición

Las compras y ventas de activos financieros son reconocidos en la fecha de la transacción, la cual es la fecha en la que el Grupo se compromete con la adquisición o venta del activo. Los activos financieros a costo amortizado son inicialmente reconocidos al valor razonable más aquellos costos atribuibles a la transacción. Los activos financieros mantenidos al valor razonable con cambios en resultados son inicialmente reconocidos a su valor razonable y el costo de la transacción son reconocidos en el Estado de Resultados Consolidados Integrales. Los activos financieros son reversados cuando el derecho a recibir los flujos de fondos de las inversiones realizadas han cesado o cuando han sido transferidos y el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la tenencia.

Una ganancia o pérdida en un instrumento de deuda que es consecuentemente medido al valor razonable y no forma parte de una operación de cobertura es reconocido con cambios en resultados y es presentado en el Estado de Resultados Consolidados Integrales dentro de resultados financieros netos en el momento en que ocurra.

La ganancia o pérdida por instrumento de deuda que es valuado al costo amortizado y que no forma parte de una operación de cobertura es reconocido con cambios en resultados cuando el activo financiero es dado de baja o desvalorizado y a través del proceso de amortización usando el método del interés efectivo.

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. 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 P° 17

- **Pasivos financieros**

Los pasivos financieros (incluidas las deudas financieras y deudas comerciales) son medidas consecuentemente al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo.

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado y alocar el resultado de intereses en el periodo correcto. La tasa de interés efectivo es la tasa exacta del descuento del descuento del flujo de fondos de pago futuro (incluyendo todos gastos pagos o recibidos de conformar una parte integral de la tasa efectiva, de los costos de la transacción y otros premios o descuentos.) a través del periodo estimado del pasivo financiero o (si fuera apropiado) por un periodo menor, al importe en libros en el reconocimiento inicial.

Baja de pasivos financieros

El Grupo reversa los pasivos financieros si y solo si las obligaciones del grupo han sido transferidas, canceladas o han vencido. La diferencia entre el importe en libros de la baja del pasivo financiero y la porción pagada y por pagar es reconocida en el Estado de Resultados Consolidado Integral.

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 provisión por perdidas esperadas, en caso de corresponder.

Se constituye una provisión por perdidas esperadas 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, basado en informes legales, información posterior al cobro, pedidos recibidos y la situación financiera genera de los deudores.

El valor en libros del activo es reducido a través del uso de la provisión de pérdidas esperadas y el monto de perdidas es reconocido en el estado de resultados consolidado integrales en conjunto con los gastos de venta asociados. Cuando un crédito por venta es declarado incobrable es dado de baja contra la provisión de perdidas esperadas. En el caso de recuperos posteriores, los mismos son reconocidos como resultados positivos en los gastos de venta del estado de resultados consolidados integrales.

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 menos la provisión de perdidas esperada de corresponder.

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" en el Estado de Resultados Consolidados Integrales.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I P° 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 cuales 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.

- Ajuste de capital

La diferencia entre el capital social expresado en moneda homogénea y el capital social nominal histórico ha sido expuesta en la cuenta "Ajuste de Capital" integrante del patrimonio.

- 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. Dicha reserva se expresa en moneda homogénea según los lineamientos de la nota 3.1.a).

- 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, neta de las desafectaciones para el pago de dividendos. Dicha reserva se expresa en moneda homogénea según los lineamientos de la nota 3.1.a).

- 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 y la reserva por revalúo de los activos de Midstream, detallados en la nota 3.2.3.3).

- 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".

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 N° 17

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 controlada

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

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 periodos 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
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 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.

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 al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, situación que incrementará la amortización deducible y su costo computable en caso de venta.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

El efecto reconocido al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 ascendió a una ganancia de \$ 27.636 y una pérdida de \$ 110.842 (Ver Nota 27).

3.2.14 Otras provisiones y provisiones

3.2.14.1 Otras 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 Aguara Güe. 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 Provisiones para juicios y otros reclamos

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
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 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).

La sociedad entiende que los resultados de las provisiones reconocidos en el Estado de Resultados Consolidados Integrales son adecuados en función de la información obtenida a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados

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 son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir, y representa los montos a cobrar por ventas de bienes y/o servicios. Los ingresos son reconocidos cuando el control de los bienes o servicios es transferido al cliente y la contraprestación esté determinada por un monto que refleje la contraprestación que la Sociedad espera recibir, y cuando se cumplen los criterios específicos para cada una de las actividades de la Sociedad tal como se menciona a continuación.

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 Operación Conjunta 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 Operación Conjunta. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la Sociedad mantiene registrado pasivos en concepto de desbalances de gas por un importe de \$ 11.455 y \$ 22.701 respectivamente, que corresponden a 113,05 Mm3 y 151,75 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

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos utilizados por el Director de Decisiones Operativas ("DDO") quién es el Directorio de la Sociedad. El DDO junto con las principales gerencias son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. Los segmentos operativos son descriptos en la Nota 6.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

A fines de administración, la Compañía analiza el negocio basado en el sector energético en el cual opera, principalmente en actividades de "Upstream" y de "Midstream". Por lo tanto, la sociedad identifica los siguientes segmentos: "Exploración y producción de petróleo y gas" el cual comprende la exploración y producción de petróleo y gas y el "Transporte de gas" el cual comprende las inversiones permanentes del Grupo en el patrimonio neto de compañías transportadoras de gas. Activos, pasivos y resultados de la estructura corporativa son incluidas como "Estructura Central".

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 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:

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	2018.....			2017.....		
	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						
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$ 18.614	37,5	698.008	5.482	150.132	
	Quetzales		-	36	133	
	Bolívares		-	3.066	25	
	\$ chilenos		-	19.696	877	
Otras inversiones						
Colocaciones de fondos	US\$ 8.174	37,5	306.517	10.920	299.059	
Cuentas comerciales por cobrar						
Comunes	US\$ 85.748	37,5	3.215.565	20.834	570.563	
Otros créditos						
Comunes	US\$ 24.183	37,5	906.847	1.943	53.211	
	\$ chilenos		-	43.902	1.955	
	Quetzales		-	49	185	
	Bolívares		-	14.066	115	
Total del Activo Corriente			5.126.937		1.076.255	
ACTIVO NO CORRIENTE						
Cuentas comerciales por cobrar	US\$		-	1.688	46.229	
Otros créditos	US\$ 33.305	37,5	1.248.928			
Sociedades relacionadas	US\$ 2.500	37,5	93.750			
Total del Activo No Corriente			1.342.678		46.229	
TOTAL DEL ACTIVO			6.469.615		1.122.484	
PASIVO CORRIENTE						
Deudas comerciales	US\$			14	396	
	US\$ 76.264	37,7	2.875.156	36.837	1.014.276	
	Bolívares			22.361	183	
	\$ chilenos			2.255	100	
Deudas financieras	US\$ 67.154	37,7	2.531.720	61.716	1.699.321	
Remuneraciones y cargas sociales	Bolívares		-	28.493	233	
Deudas fiscales	Quetzales		-	2	7	
	Bolívares		-	541	4	
Total del Pasivo Corriente			5.406.876		2.714.520	
PASIVO NO CORRIENTE						
Deudas comerciales	US\$		-	3.000	82.603	
Deudas financieras	US\$ 381.588	37,7	14.385.872	311.612	8.580.051	
Total del Pasivo No Corriente			14.385.872		8.662.654	
TOTAL DEL PASIVO			19.792.748		11.377.174	
TOTAL			(13.323.133)		(10.254.690)	

La Sociedad tiene aproximadamente el 100% de sus pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses.

La Sociedad no posee al 31 de diciembre de 2018 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 adicional 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:

	31.12.2018	31.12.2017
Posición neta (Pasivo) en dólares estadounidenses	(353.398.743)	(372.431.652)
Tipo de cambio al cierre del ejercicio	37,70	18,649
Efecto cambio en el poder adquisitivo de la moneda		1,4764
Efecto de la sensibilidad expresado en pesos	(2.664.626.523)	(2.050.938.358)
Sensibilidad aplicada	20%	20%

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO, S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 P° 17

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 (\$ 2.664.627) y (\$ 2.050.938), 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 2018 y 2017, 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 691.883 bbl abonando una prima de US\$ 2,2 MM.

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 2018 y 2017 aproximadamente el 100% del total de la deuda financiera estaba sujeta a tasas de interés fijas.

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

	31.12.2018	31.12.2017
Tasa fija:		
Dólar estadounidense expresados en miles de pesos	16.917.592	10.274.902
Subtotal préstamos a tasa fija	16.917.592	10.274.902
Tasa variable:		
Peso argentino expresado en miles de pesos	-	1.998
Subtotal préstamos a tasa variable	-	1.998
Total deudas financieras	16.917.592	10.276.900

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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 \$ 1.998, 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.

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 2018 aproximadamente el 27% de los ingresos por ventas de hidrocarburos de la Sociedad fueron generadas por el petróleo crudo y el 73% restante por el gas natural y líquidos.

Al 31 de diciembre de 2018 las cuentas comerciales por cobrar de la Sociedad totalizan \$ 5.386.482, de los cuales el 90% son a corto plazo y el 7% restante se clasifica como no corriente y corresponden: a) \$ 20.382 de valor nominal a un crédito con Camuzzi Gas del Sur S.A.; b) \$ 384.242 de valor nominal a un crédito con las distribuidoras de gas natural (Camuzzi Gas Pampeana S.A., Gas Natural Ban S.A. y Metrogas S.A.), registrado a un valor actual de \$ 331.085; y c) al crédito preconcursal con el cliente Oil Combustibles S.A., expuesto a su valor actual de \$ 162.646. 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.

La Sociedad constituye una provisión 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

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

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 5 Años
Al 31 de diciembre de 2018			
Descubiertos bancarios	1.998	-	-
Préstamos bancarios	2.240.694	85.611	-
Obligaciones negociables	289.028	-	14.300.261
Total	2.531.720	85.611	14.300.261
	Menos de un año	Entre 1 y 2 Años	Entre 2 y 5 Años
Al 31 de diciembre de 2017			
Descubiertos bancarios	1.998	-	-
Préstamos bancarios	1.595.091	395.859	-
Obligaciones negociables	99.760	-	8.184.192
Total	1.696.849	395.859	8.184.192

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 2018 y 2017 fueron los siguientes:

	31.12.2018	31.12.2017
Total préstamos	16.917.592	10.276.900
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(1.033.415)	(342.482)
Deuda neta	15.884.177	9.934.418
Capital total	25.736.930	15.526.201
Ratio de apalancamiento	61,70%	64,00%

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:

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

CPCE.C.A.B.A. T 1 F 17

- 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 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 2018 y 2017.

<u>Al 31.12.2018</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Efectivo y equivalente de efectivo</u>				
Fondos comunes de inversión	195.498	-	-	195.498
<u>Inversiones a valores razonables:</u>				
Títulos Públicos	306.517	-	-	306.517
Acciones con cotización	20.369	-	-	20.369
Total activos corrientes	522.384	-	-	522.384

<u>Al 31.12.2017</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Inversiones a valores razonables:</u>				
Títulos Públicos	280.662	-	-	280.662
Total activos corrientes	280.662	-	-	280.662
<u>Inversiones en asociadas:</u>				
Petronado S.A. (Venezuela) (Nota 9)	-	-	16.336	16.336
Total activos no corrientes	-	-	16.336	16.336

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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1° 17

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.

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 2018 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 fines de evaluar la recuperabilidad de las propiedades, planta y equipo e inversiones en asociadas, CGC compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en UGE (unidad generadora de efectivo), en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGE, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales.

Considerando lo antes mencionado, los activos de CGC se han agrupado en nueve UGE's que se detallan a continuación:

-Segmento de Upstream: Los activos de este segmento han sido agrupados en función de las cuencas del país y si son operadas o no por CGC. En la Cuenca Austral, se han definido 7 UGE's:

- a) El Cerrito
- b) Dos Hermanos
- c) Campo Bolcadoras
- d) Campo Indio
- e) María Inés
- f) Cóndor
- g) La Maggie

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En otras cuencas del Segmento Upstream, se han definido dos UGE's que son, en la Cuenca Neuquina h) Angostura y en la Cuenca del Noroeste i) La UTE Aguarañe.

Adicionalmente, Existen las Arcas Exploratorias que aún no se definen como UGE, que son a) Estancia Chiripá, b) Tapi Aike c) Glencross, y d) Piedrabuena.

-Segmento de Midstream: Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Transporte de Gas CGC, que incluye los activos relacionados con las actividades de transporte de gas natural (participaciones accionarias en las compañías TGN, TGM y GasAndes).

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado. Si el importe recuperable de una UGE es inferior a su importe en libros, el importe en libros de la misma se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en el estado de resultados integrales. Las pérdidas por deterioro se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable. Consecuentemente, una vez registrada una pérdida por deterioro de valor correspondiente a un activo amortizable, la base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada. Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en ejercicios anteriores.

Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles consiste en la utilización del mayor valor entre: i) el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado; y de estar disponible, ii) el precio que se recibiría en una transacción ordenada entre participantes de mercado por vender el activo a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, menos los costos de disposición de dichos activos si es que dicha estimación se puede obtener de manera razonable. Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de efectivo basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGE, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos (incluyendo las tarifas aplicables al transporte de gas), la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal y las inversiones.

La determinación del flujo de fondos descontado de los activos de Upstream se basa en proyecciones aprobadas por la gerencia e involucra un conjunto de estimaciones y supuestos sensibles, tales como la evolución de los niveles de producción de hidrocarburos, su precio de venta, la evolución de la curva de precios futuros de los hidrocarburos, inflación, tipos de cambio, costos y demás egresos de fondos, en función a la mejor estimación que la Sociedad prevé en relación con sus operaciones y la información de mercado disponible.

El flujo de fondos derivado de las distintas UGEs es generalmente proyectado para un período que cubre la existencia de reservas comercialmente explotables y está limitado a la existencia de reservas en el plazo de duración de la concesión o contrato.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Los flujos de efectivo de los negocios de Midstream se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio. Los flujos de fondos son elaborados en base a estimaciones respecto al comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor recuperable, entre las que se destacan: (i) naturaleza, oportunidad y modalidad de los incrementos de tarifas y reconocimiento de ajustes de costos; (ii) proyecciones de demanda de gas; (iii) evolución de los costos a incurrir, y; (iv) variables macroeconómicas como ser tasas de crecimiento, tasas de inflación, tipo de cambio, entre otras.

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.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la provisión para deterioro de activos de exploración y producción asciende a \$ 430.716 y \$ 437.074, respectivamente.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 2017 se reconoció una pérdida por desvalorización por un total de \$ 181.341 y 132.720, respectivamente. La misma es con relación a las UGEs Dos Hermanos y La Maggie y fue consecuencia principalmente del menor nivel de producción esperado producto del plan de perforaciones realizado y de las características propias del reservorio. Esta pérdida fue calculada por diferencia entre el valor de libros de los activos y su valor de uso determinado en función de los flujos de fondos futuros estimados descontados a la tasa del 12% anual. El cargo por desvalorización se incluye en el rubro de Otros ingreso y egresos operativos, en el Estado de Resultados Integrales.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de la provisión para deterioro de activos no financieros de 430.716 (437.074 en 2017) se compone de la siguiente manera: 380.690 (437.074 en 2017) que corresponden a la UGE Dos Hermanos y 50.026 a la UGE La Maggie.

Los bienes afectados por el deterioro son básicamente planta, pozos e instalaciones de explotación y producción.

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).

Los costos de exploración y evaluación pueden incluir: adquisición de licencias, estudios geológicos y geofísicos (es decir, sísmicos), costos laborales directos y costos de perforación de pozos exploratorios. Estos saldos no están sujetos a depreciación y/o amortización durante la fase de exploración y evaluación. Una vez completada la fase de evaluación, los activos se transfieren a las propiedades de petróleo y gas o se cargan a gastos (costos de exploración) en el período en que se realiza la determinación, dependiendo de si se han encontrado reservas. Todos los costos de desarrollo se consideran construcciones en progreso hasta que se terminan y se capitalizan dentro de las propiedades de petróleo y gas, y están sujetos a depreciación una vez que se hayan completado. Dichos costos pueden incluir la adquisición e instalación de facilidades de producción, costos de perforación de desarrollo (incluidos pozos secos, servicios de pozo y estudios sísmicos para fines de desarrollo), ingeniería relacionada con proyectos y costos de adquisición de derechos y concesiones relacionadas con propiedades probadas.

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

NIIF 8 "Información por segmentos" requiere que la entidad reporte información financiera y descriptiva de aquellos segmentos operativos o agrupaciones de segmentos clasificados como reportables que cumplen determinados criterios. Los segmentos operativos son aquellos en donde la información financiera separada se encuentra disponible y son evaluados regularmente por el Director de Decisiones Operativas ("DDO") para optar en como alocar recursos o bien analizar el desempeño de los activos. Los segmentos operativos son reportados de manera consistente con reportes internos al DDO o en su caso, al Directorio.

La Sociedad posee dos segmentos operativos y reportables, los cuales se encuentran organizados en base a características económicas similares, naturaleza de los productos ofrecidos, procesos de producción, tipo y clases de clientes y métodos de distribución, de acuerdo a lo siguiente:

- "Upstream": incluyen los resultados en la exploración, producción de petróleo, gas y GI.P;
- "Midstream": incluyen los resultados por las inversiones permanentes en las siguientes compañías de transporte de gas: TGN, TGM y GasAndes.

Estructura central incluye gastos comunes a los segmentos reportados tales como, gastos administrativos, impuestos sobre transacciones financieras, intereses sobre pasivos financieros e impuestos a las ganancias incurridos por la Sociedad en el giro habitual del negocio, los cuales no se encuentran alocados a los segmentos reportados.

El DDO utiliza el EBITDA ajustado para la toma de decisiones en como alocar recursos y monitorear el desempeño de los segmentos.

El EBITDA ajustado está definido como el resultado operativo de los segmentos consolidados excluyendo los gastos de depreciación y desvalorización de la propiedad planta y equipo, pérdidas esperadas para créditos comerciales y otros créditos, provisiones para juicios y otros reclamos, ganancias (pérdidas) en la devolución de áreas; impuestos a las transacciones financieras e incluye el cobro de dividendos sobre las inversiones en asociadas.

El total del EBITDA ajustado está definido como la suma del EBITDA ajustado de todos los segmentos.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 11° 17

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

	2018		
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura central
TOTAL			
Ingresos	17.708.913	-	-
Costo de ingresos	(7.380.403)	-	-
Resultado bruto	10.328.510	-	-
Gastos de comercialización	(361.795)	-	-
Gastos de estructura central	-	-	(748.172)
Otros ingresos y egresos operativos	(32.899)	146.173	-
EBITDA ajustado	9.933.816	146.173	(748.172)
Gastos de exploración	(348.257)	-	-
Otros ingresos y egresos operativos	(78.658)	-	(234.628)
Depreciaciones y Amortizaciones	(3.658.736)	-	(17.158)
Provisión para deterioro de activos no financieros	(181.341)	-	-
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(109.410)	-	(29.073)
Resultado inversiones en asociadas	-	1.011.163	-
Sub total	5.557.414	1.157.336	(1.029.031)
Ingresos financieros	-	-	47.520
Costos financieros	-	-	(1.536.385)
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	-	-	(129.214)
Otros resultados financieros	-	-	(3.557.785)
Resultado antes de impuestos	5.557.414	1.157.336	(6.204.895)
Impuesto a las ganancias	(1.549.563)	(36.543)	1.551.224
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Pérdida)	4.007.851	1.120.793	(4.653.671)
EBITDA ajustado			9.331.817
Dividendos cobrados en el ejercicio (Nota 9.b)			244.879
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados			9.576.696

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 11° 17

	2017		
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura Central
Ingresos	7.959.885	-	-
Costo de ingresos	(5.509.221)	-	-
Resultado bruto	2.450.664	-	-
Gastos de comercialización	(170.529)	-	-
Gastos de estructura central	-	-	(442.250)
Otros ingresos y egresos operativos	(2.170)	63.395	-
EBITDA ajustado	2.277.965	63.395	(442.250)
Otros ingresos y egresos operativos	19.070	-	(218.185)
Depreciaciones y Amortizaciones	(2.223.320)	-	(38.794)
Provisión para deterioro de activos no financieros	(132.720)	-	-
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(57.877)	-	(15.063)
Resultado inversiones en asociadas	-	784.977	-
Sub total	(116.882)	848.372	(714.292)
Ingresos financieros	-	-	45.414
Costos financieros	-	-	(991.815)
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	-	-	(244.107)
Otros resultados financieros	-	-	718.076
Resultado antes de impuestos	(116.882)	848.372	(1.186.724)
Impuesto a las ganancias	(173.975)	(15.849)	296.681
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Pérdida)	(290.857)	832.523	(890.043)
EBITDA ajustado			1.899.110
Dividendos cobrados en el ejercicio (Nota 9.b)			114.136
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados			2.013.246

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Instrumentos financieros por categoría

<u>ACTIVOS</u>	<u>31.12.2018</u>	<u>31.12.2017</u>
Activos financieros a costo amortizado:		
Otros créditos	4.164.132	2.512.280
Cuentas comerciales por cobrar	5.154.168	1.254.613
Otras inversiones	20.369	2.752
Efectivo y equivalentes del efectivo	837.917	328.835
Total	10.176.586	4.098.480
Activos financieros a valor razonable:		
Efectivo y equivalentes del efectivo	195.498	15.645
Inversiones a valores razonables	306.517	280.662
Total	502.015	296.307
<u>PASIVOS</u>		
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deudas comerciales	3.597.676	1.881.820
Deudas financieras	16.917.592	10.276.900
Otras deudas, cargas sociales y fiscales	610.942	322.828
Total	21.126.210	12.481.548

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 8 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS

La composición del rubro es la siguiente:

Cuenta principal	Valores de origen				Depreciaciones			Neto			
	Valor al comienzo del ejercicio	Altas	Transferencias	Bajas (2)	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al comienzo del ejercicio	Bajas (2)	Del ejercicio	Acumuladas al cierre del ejercicio	Resultado al 31.12.2018	Resultado al 31.12.2017
ACTIVOS DE DESARROLLO Y PRODUCCION											
Pozos e instalaciones de producción	15.475.137	764.458	4.981.103	(1.233.517)	19.987.181	7.295.921	(654.285)	2.749.430	9.391.066	10.596.115	8.179.216
Otros bienes asociados a la producción	69.690	448	10.399	(133)	80.404	45.659	(2.161)	11.253	54.751	25.653	24.031
Propiedad minera	4.334.401	35.485	8.419	(480.122)	3.898.183	2.207.406	(457.710)	897.878	2.647.573	1.250.610	2.126.995
Materiales y repuestos	13.435	401	-	(2.335)	11.501	-	-	-	-	11.501	13.435
Obras en curso (1)	845.327	5.062.377	(4.723.613)	(277)	1.183.814	-	-	-	-	1.183.814	845.327
Subtotal	20.737.990	5.863.169	276.308	(1.716.384)	25.161.083	9.548.986	(1.114.156)	3.658.561	12.093.390	13.067.693	11.189.004
ACTIVOS DE EXPLORACION Y EVALUACION											
	866.028	632.962	(169.936)	(331.204)	997.850	-	-	-	-	997.850	866.028
ACTIVOS ADMINISTRACION CENTRAL											
	265.492	23.381	(106.372)	(1.293)	181.208	145.220	(20.348)	17.333	142.205	39.003	120.272
TOTALES 31.12.2018	21.869.510	6.519.512	-	(2.048.881)	26.340.141	9.694.206	(1.134.504)	3.675.894	12.235.595	14.104.546	
TOTALES 31.12.2017	18.004.908	4.223.292	-	(358.690)	21.869.510	7.608.603	(176.511)	2.262.114	9.694.206		12.175.304
										(430.716)	(437.074)
										13.673.830	11.738.230

(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 2018 se han registrado \$ 71.331 por activaciones de costos financieros, mientras que en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, se han registrado \$ 75.442 por activación de costos financieros.

(2) Incluyen en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 un total de \$ 368.066 de valores de origen neto de depreciaciones, de baja por cesión del 50% de la Concesión La Maggie (Ver Farnout nota 28(2)), y un total de \$ 187.699 de valores de origen neto de depreciaciones, de baja por el cese del contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a riesgo por el Área Sarmiento (Ver nota 28(3)) un total de \$ 194.510 por la devolución del Área Mala Amarilla (ver nota 28 (5)) y \$ 153.747 por inversiones que no han resultado recuperables en el Área Angostura (ver nota 29 (a)). 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 \$ 180.079 que se encontraban incluidos en la previsión para deterioro de activos no financieros (Nota 28 (4)).

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2018	31.12.2017
Saldo al inicio del ejercicio	437.074	484.433
Aumentos (1)	181.341	132.720
Aplicaciones (2)	(187.699)	(180.079)
Saldo al cierre del ejercicio	430.716	437.074

(1) Imputado a otros ingresos y egresos operativos netos

(2) Corresponde en 2018 a la baja por el cese del contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a riesgo por el Arca Samiento (Nota 28 (3)), y en 2017 a la baja por la cesión de la participación en el área CNQ6-El Sauce (Nota 28 (4))

NOTA 9 - INVERSIONES EN ASOCIADAS

a) A continuación se detallan las inversiones en asociadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Sociedad	31.12.2018	31.12.2017
Inversiones en Asociadas		
Gasinvest S.A.	6.852.767	2.302.622
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	427.282	219.633
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	270.602	166.766
Transportadora de Gas del Norte S.A.	13.679	4.677
Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (2)	36.336	211.750
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	28.888	19.597
Subtotal	7.629.554	2.925.045
Otras inversiones		
Petronado S.A. (Venezuela) (3)	-	16.336
Otras inversiones	-	14.765
Subtotal	7.629.554	31.101
Ulave de negocio (1)	-	12.662
Total de inversiones	7.629.554	2.968.808

(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 (4)

b) A continuación se detalla la evolución de las inversiones en asociadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	31.12.2018	31.12.2017
Al inicio del ejercicio	2.968.808	2.382.052
Diferencias por conversión	471.179	(35.024)
Resultado de inversiones en asociadas	1.011.163	784.977
Reserva por Revalúo de Activos	3.467.045	-
Dividendos cobrados	(244.879)	(114.136)
Reducción de capital en asociadas	(14.764)	(46.756)
Baja de Ulave de negocio	(12.662)	-
Resultado por valuación a valor razonable de Petronado S.A.	(16.336)	(2.305)
Al cierre del ejercicio	7.629.554	2.968.808

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

SOCIEDAD	31.12.2018			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	6.877.121	24.353	885.363	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	543.599	116.318	34.320	164.599
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	606.513	335.911	89.254	182.196
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	43.730	14.842	1.906	65.694
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	56.499	14.578	(1.431)	227
Transportadora de Gas del Norte S.A.	21.767	8.088	1.751	5.580

SOCIEDAD	31.12.2017			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	2.302.913	291	494.746	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	270.219	50.587	40.225	146.891
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	452.960	286.195	36.009	152.852
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	30.789	11.192	1.231	46.847
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	356.674	144.923	211.751	114
Transportadora de Gas del Norte S.A.	11.691	7.014	1.016	2.945

NOTA 10 - OTROS CREDITOS

La composición de los otros créditos es la siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
No corrientes:		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	207.170	180.855
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	101.996	142.251
Impuesto al valor agregado	-	35.868
Impuesto a las Ganancias	56.032	-
Créditos programa estímulo a la Inyección de Gas (Nota 2)	1.155.178	-
Echo Energy CDL OP Ltd (Nota 28(2))	93.750	-
Diversos	16	59
Provisión sobre pérdidas esperadas futuras	(207.170)	(160.203)
Total	1.406.972	198.830
Corrientes:		
Créditos por incentivos Resolución 419-E/2017	1.697.527	-
Créditos programa estímulo a la Inyección de Gas (Nota 2)	852.660	1.540.518
Créditos acuerdo de abastecimiento de Gas Propano	17.688	29.966
Créditos por reembolsos a la exportación desde puertos patagónicos	25.988	18.980
Partes relacionadas (Nota 26 a))	7.091	4.444
Impuesto al Valor Agregado	19.815	451.615
Impuesto a las Ganancias	33.560	172.017
Otros créditos fiscales	2.038	19.952
Anticipos a proveedores	29.324	6.312
Gastos a recuperar	13.759	42.612
Seguros pagados por adelantado	5.752	4.121
Echo Energy CDL OP Ltd (Nota 28(2))	13.508	-
Activos fideicomitidos	254	-
Cánon pagado por adelantados	23.082	-
Diversos	15.114	22.913
Total	2.757.160	2.313.450

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 11° 17

Los movimientos de la provisión sobre pérdidas esperadas son los siguientes:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	160.203	165.964
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	(51.698)	(32.975)
Aumentos (Disminuciones) (1)	98.665	27.214
Saldo al cierre del ejercicio	207.170	160.203

(1) Imputado \$ 54.689 y \$ 144.823 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 43.976 y \$ (117.609) a resultados financieros en 2018 y 2017, respectivamente.

NOTA 11 – INVENTARIOS

La composición de los inventarios es la siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
Petróleo y derivados	444.796	395.115
Materiales y repuestos	406.638	308.040
Total	851.434	703.155

NOTA 12 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR

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

	31.12.2018	31.12.2017
<u>No corrientes</u>		
Comunes (1)	351.467	36.449
Concursales	162.646	118.303
Menos: Provisión para pérdidas esperadas	(162.646)	(64.740)
Total	351.467	90.012
<u>Corrientes</u>		
Comunes	4.782.369	1.214.392
Menos: Provisión para pérdidas esperadas	(69.668)	(49.791)
Total	4.802.701	1.164.601

(1) Ver nota 4.1.2.

Los movimientos de la provisión para pérdidas esperadas son los siguientes:

	31.12.2018	31.12.2017
Saldo al inicio del ejercicio	114.531	56.588
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	(36.959)	(11.243)
Aumentos (Nota 24 f))	154.742	69.186
Saldo al cierre del ejercicio	232.314	114.531

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I P° 17

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 4.782.369 y \$ 1.214.392 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:

	31.12.2018	31.12.2017
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	547.773	23.951
De 3 a 6 meses	369.590	32.314
De 6 a 9 meses	9.209	7.379
De 9 a 12 meses	8.231	1.530
Más de un año	214.874	40.882
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	3.632.692	1.108.336
Total	4.782.369	1.214.392

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

	31.12.2018	31.12.2017
Peso argentino	1.566.804	643.829
Dólar estadounidense	3.215.565	570.563
Total	4.782.369	1.214.392

NOTA 13 – INVERSIONES FINANCIERAS A VALORES RAZONABLES

La composición de las otras inversiones es la siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>Corrientes:</u>		
Obligaciones negociables	-	2.752
Acciones con cotización	20.369	-
Títulos públicos (1)	306.517	280.662
Total	326.886	283.414

(1) Al 31 de diciembre de 2018, incluye 44.197.166 cuotas partes del fondo común de inversión "Alpha Pesos".

NOTA 14 – EFECTIVO Y EFECTIVO EN BANCOS

	31.12.2018	31.12.2017
Caja y fondos fijos	334	359
Bancos	837.583	328.476
Fondos comunes de inversión (1)	195.498	-
Partes relacionadas (Nota 26 a))	-	15.645
Total	1.033.415	344.480

(1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se componen de valor nominal 8.228.653 y 9.073.648, respectivamente, de 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2018	31.12.2017
Efectivo y efectivo en bancos	837.917	328.835
Fondos comunes de inversión	195.498	-
Colocaciones de fondos	-	15.645
Descubiertos bancarios (Nota 21)	-	(1.998)
Total	1.033.415	342.482

NOTA 15 - CAPITAL SOCIAL

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el capital social asciende a \$ 399.138, encontrándose totalmente suscrito, integrado e inscripto. El mismo está compuesto por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no 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.

NOTA 16 - RESERVAS

	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Otros (2)	Total Reservas
Saldo al 31 de diciembre de 2016	32.228	1.762.673	(317.905)	1.476.996
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017 (asignación de resultados no asignados):	-	(390.759)	-	(390.759)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	32.228	1.371.914	(317.905)	1.086.237
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2018 (asignación de resultados no asignados):	-	(552.274)	-	(552.274)
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 1° de agosto de 2018 (distribución de dividendos):	-	(152.227)	-	(152.227)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	32.228	667.413	(317.905)	381.736

- (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 y OTROS RESULTADOS INTEGRALES

17.a) Resultados no asignados

	31.12.2018	31.12.2017
Saldo al 31 de diciembre de 2016		2.656.981
Asamblea General Ordinaria del 21 de abril de 2017 (asignación de resultados no asignados):		390.759
Resultado del ejercicio		(343.106)

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Saldos al 31 de diciembre de 2017	2.704.634	2.704.634
Asamblea General Ordinaria del 27 de abril de 2018		
(asignación de resultados no asignados):	552.274	
Resultado del ejercicio	474.973	
Saldos al 31 de diciembre de 2018	3.731.881	

17.b) Otros resultados integrales

	Reserva por revalúo de activos	Diferencia de conversión	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2016	-	201.412	201.412
Resultado por diferencia de conversión	-	(35.024)	(35.024)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-	166.388	166.388
Resultado por reserva revalúo de activos (nota 3.2.3.3)	3.467.045	-	3.467.045
Resultado por diferencia de conversión	-	471.179	471.179
Saldos al 31 de diciembre de 2018	3.467.045	637.567	4.104.612

NOTA 18 - PROVISIONES PARA JUICIOS Y OTROS RECLAMOS

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.

La evolución de la provisión para juicios y otros reclamos es la siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	48.262	20.357
R.E.C.P.A.M.	(15.574)	(4.045)
Aumentos / (disminuciones) (1)	23.872	31.950
Saldo al cierre del ejercicio	56.560	48.262
	31.12.2018	31.12.2017
<u>Corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	-	57.716
Resultados por cambios en el poder adquisitivo de la moneda		(11.468)
(Disminuciones) aumentos (2)	-	(46.249)
Saldo al cierre del ejercicio	-	-

- (1) Imputado \$ 25.197 y \$ 32.076 a otros ingresos y egresos operativos en 2018 y 2017, \$ (687) y \$ (126) en 2018 y 2017 a resultados financieros, y \$ (638) a aplicaciones del período.
- (2) Al 31 de diciembre de 2017 considerando que se seguiría un cronograma para la liquidación de los títulos Bonar 2020 USS, respetando las restricciones para su venta, se recuperó \$ 46.249 de la provisión.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 19 – OTRAS PROVISIONES

El detalle de las otras provisiones es el siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
No corrientes:		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	9.921	20.214
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	1.344.456	1.263.084
Diversos	19.372	4.070
Total	1.373.749	1.287.368
	31.12.2018	31.12.2017
Corrientes:		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	1.534	2.486
Honorarios sindicatura concursal	15	2.917
Diversos	-	12.072
Total	1.549	17.475

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

	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	20.214	2.486	1.263.084	1.283.298	2.486
Aumentos con cargos a Activos (1)	-	-	560.222	560.222	-
Aplicaciones con cargos a resultados (2)	(10.364)	(952)	-	(10.364)	(952)
Resultados por cambios en el poder adquisitivo de la moneda	-	-	(407.600)	(407.600)	-
Valor actual/diferencias de cambios (3)	71	-	97.177	97.248	-
Baja por cesión concesión Area Palmar Largo (4)	-	-	(12.107)	(12.107)	-
Baja por cesión 50% concesión La Maggie (4)	-	-	(156.320)	(156.320)	-
Saldos al cierre del ejercicio	9.921	1.534	1.344.456	1.354.377	1.534

(1) Imputado a Propiedad, planta y equipo.

(2) Imputado a costos de ingresos.

(3) Imputado a costos financieros.

(4) Ver nota 28 a) (3).

NOTA 20 - DEUDAS FISCALES

El detalle de las deudas fiscales es el siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
No corrientes:		
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	22.333	52.115
Plan de pagos Ley N° 26.476	-	1.127
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	3.298	5.769
Total	25.631	59.011

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

	31.12.2018	31.12.2017
Corrientes:		
Provisión impuesto ingresos brutos	3.429	1.137
Impuesto al Valor Agregado	65.960	-
Otros impuestos	-	769
Percepción recargo de Gas art. 75 Ley N° 25565	34.339	-
Retenciones y percepciones impositivas	85.261	52.870
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	12.965	16.297
Plan de pagos Ley N° 26.476	763	1.552
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	610	766
Diversos	341	529
Total	203.668	73.920

NOTA 21 - DEUDAS FINANCIERAS

La composición de las deudas financieras es la siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
No corrientes:		
Préstamos bancarios	107.445	395.859
Obligaciones negociables	14.278.427	8.184.192
Total	14.385.872	8.580.051
Corrientes:		
Descubiertos bancarios	-	1.998
Préstamos bancarios	2.054.069	1.595.091
Obligaciones negociables	477.651	99.760
Total	2.531.720	1.696.849

Apertura	31 de diciembre de 2018	31 de diciembre de 2017	Tasa de interés anual	Fecha Vencimiento	Moneda/especie
Deuda Financiera					
NO CORRIENTES					
Préstamos bancarios					
Sindicado bancos (Nota 21.b)	-	395.859	6,25%	2018-2019	Dólar
Banco Santander	107.445	-	5,00%	2019-2020	Dólar
Subtotal	107.445	395.859			
Obligaciones negociables					
ON – clase A (Nota 21.a)	11.276.497	8.184.192	9,50 %	2021	Dólar
ON – clase 10 (Nota 21.c)	3.001.930	-	9,70 %	2021	Dólar
Subtotal	14.278.427	8.184.192			
Total No Corriente	14.385.872	8.580.051			

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

CORRIENTES**Préstamos bancarios**

Sindicado (Nota 21.b)	546.074	1.595.091	6,25%	2018-2019	Dólar
Adelantos en cuenta corriente	-	1.998	23,00%	-	Pesos
Banco Itau	188.624	-	8,00%	2019	Dólar
Banco Citibank	188.681	-	7,00%	2019	Dólar
Banco ICBC	227.099	-	5,80%	2019	Dólar
Banco Santander	324.631	-	5,00%	2019-2020	Dólar
Banco Macro S.A.	385.567	-	5,80%	2019	Dólar
Banco Macro S.A.	382.017	-	7,25%	2019	Dólar
Subtotal	2.242.693	1.597.089			

Obligaciones negociables

Intereses devengados a pagar					
ON (Nota 21.a y c)	289.027	99.760			Dólar
Subtotal	289.027	99.760			
Total Corriente	2.531.720	1.696.849			
TOTAL	16.917.592	10.276.900			

El importe en libros de las deudas financieras se aproxima a su valor razonable, con una diferencia del 0,67%.

El movimiento de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se expone a continuación:

	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	10.276.900	11.258.761
Descubiertos bancarios netos	(1.998)	(884)
Intereses devengados	1.620.330	1.009.391
Efecto por variación de tipo de cambio y resultado por cambio en el poder adquisitivo de la moneda	4.692.327	(725.057)
Préstamos recibidos	4.670.026	1.971.128
Pagos de capital	(3.077.687)	(2.328.188)
Pagos de intereses	(1.262.306)	(908.251)
Saldo final	16.917.592	10.276.900

21.a) Programa Internacional de Obligaciones Negociables

Se emitieron y liquidaron con fecha 7 de noviembre de 2016 Obligaciones Negociables Clase A por US\$ 300.000.000, que devengan intereses a la tasa fija nominal anual de 9,5% y tienen vencimiento el 7 de noviembre de 2021 bajo el Programa de Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 300.000.000, aprobado en la Comisión Nacional de Valores con fecha 21 de abril de 2016. Los intereses se pagan en forma semestral, con fecha 7 de mayo y 7 de noviembre.

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1º 17

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) 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 de julio de 2021. Los intereses se pagan en forma semestral, con fecha 12 de enero y 12 de julio, siendo la primera fecha de pago de intereses 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.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

y Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) no estarán prendadas 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.

Con fecha 10 de septiembre de 2018, se amortizaron anticipadamente US\$ 20.222.466,85 a los fines que se cumplan las obligaciones contenidas bajo los términos y condiciones de emisión de las presentes Obligaciones Negociables. El valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables clase 10, con posterioridad a la amortización, asciende a US\$ 79.777.533,15.

21.d) Emisión Frecuente

Con fecha 8 de noviembre de 2018 la Sociedad presentó en la CNV un prospecto para la solicitud de registro como emisor frecuente en el régimen de la CNV, el cual fue aprobado por el Directorio de la Sociedad con fecha 8 de agosto de 2018.

NOTA 22 - OTRAS DEUDAS

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>Corrientes:</u>		
Regalías de petróleo y gas	141.780	84.904
Diversos (1)	-	65.166
Total	141.780	150.070

(1) Corresponde a adelanto Echo Energy Plc. por los acuerdos de inversión conjunta para exploración (Nota 28 (2))

NOTA 23 - DEUDAS COMERCIALES

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>No corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	-	82.603
Total	-	82.603
<u>Corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	1.832.527	1.019.035
Proveedores comunes de UTEs	68.149	30.180
Partes relacionadas (Nota 26 a))	100.541	170.224
Facturas a recibir	1.596.459	579.778
Total	3.597.676	1.799.217

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

a) Ingresos

	31.12.2018	31.12.2017
Entregas de crudo	3.762.208	3.221.926
Gas	10.363.254	2.754.052
Otros	618.026	277.795
Incentivos (Nota 2)	3.088.491	1.706.112
Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos	(124.066)	-
Total	17.708.913	7.959.885

b) Costo de ingresos

	31.12.2018	31.12.2017
Existencias al inicio	703.155	1.309.188
Compras	2.438.959	369.018
Consumos de inventario	(664.905)	(436.016)
Gastos imputables al costo de ingresos (1)	9.522.774	7.251.383
Existencias al cierre (Nota 11)	(851.434)	(703.155)
Costo de ingresos	11.148.549	7.790.418

(1) Gastos imputables al costo de ingresos

	31.12.2018	31.12.2017
Honorarios y retribuciones por servicios	29.694	6.566
Servicios contratados	2.446.709	2.461.264
Sueldos, jornales y cargas sociales	326.341	292.285
Otros gastos de personal	34.289	31.130
Depreciación propiedad, planta y equipos	3.658.736	2.223.320
Impuestos, tasas y contribuciones	112.900	59.680
Combustibles, gas y energía eléctrica	124.330	88.801
Seguros generales	37.020	30.535
Repuestos y reparaciones	511.440	490.555
Gastos de mantenimiento de pozos	241.597	260.594
Gastos de oficina	106.208	91.638
Movilidad y viáticos	150	6.930
Regallas, canon y servidumbre	1.723.900	1.026.918
Desbalanceo de gas	(11.316)	(8.828)
Control ambiental	180.776	189.995
Total	9.522.774	7.251.383

c) Gastos de comercialización

	31.12.2018	31.12.2017
Impuesto sobre los ingresos brutos	361.795	170.529
Total	361.795	170.529

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

d) Gastos de administración

	31.12.2018	31.12.2017
Honorarios y retribuciones por servicios	223.314	135.261
Sueldos, jornales y cargas sociales	355.932	180.300
Otros gastos de personal	14.812	12.077
Depreciación propiedad, planta y equipos	17.158	38.794
Impuestos, tasas y contribuciones	41.032	32.878
Seguros generales	11.009	2.835
Repuestos y reparaciones	40.427	41.906
Gastos de oficina	22.241	14.697
Movilidad y viáticos	18.702	14.859
Comunicaciones	7.360	6.517
Otros	42.416	15.983
Total	794.403	496.107

e) Gastos de exploración

	31.12.2018	31.12.2017
Gastos geológicos y geofísicos (Nota 29 (a))	153.747	-
Pozos y estudios no exitosos (Nota 28 (5))	194.510	-
Total	348.257	-

f) Otros ingresos y egresos operativos

	31.12.2018	31.12.2017
Honorarios por servicios prestados	151.663	71.279
Servicios contratados	(80.743)	(11.823)
Cargo por deterioro activos no financieros (Nota 8)	(181.341)	(132.720)
Incentivos programa petróleo plus	-	9.653
Cargo por provisión para otros créditos (Nota 10)	(54.689)	(144.823)
Cargo por provisión para cuentas comerciales por cobrar (Nota 12)	(154.742)	(69.186)
Cargo por provisión para juicios y otros reclamos (Nota 18)	(25.197)	14.173
Gastos relacionados con el concurso	1.208	(188)
Impuesto a los ingresos brutos	(5.490)	(7.884)
Resultado por cesión área La Maggie (Nota 28 (2))	(78.658)	-
Resultado por cesión área CNQ6-El Sauce (Nota 28 (4))	-	19.070
Resultado por cesión área Palmar Largo (Nota 28 (6))	12.107	-
Diversos	34.529	(18.161)
Total	(381.353)	(270.610)

g) Resultados de inversiones en asociadas

<u>Compañía Asociada</u>	31.12.2018	31.12.2017
Gasinvest S.A.	885.363	494.746
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	34.320	40.225
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	89.254	36.009
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	1.906	1.231
Transportadora de Gas del Norte S.A.	1.751	1.016
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	(1.431)	211.750
Total	1.011.163	784.977

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.H.A. T° 1° P° 17

h) Resultados financieros

	31.12.2018	31.12.2017
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	47.520	45.414
Total	47.520	45.414
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(1.536.385)	(991.815)
Total	(1.536.385)	(991.815)
<u>Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda</u>		
R.E.C.P.A.M. (nota 3.1.a)	(129.214)	(244.107)
Total	(129.214)	(244.107)
<u>Otros resultados financieros</u>		
Resultado por medición a valor razonable de instrumentos financieros	14.964	(50.061)
Diferencias de cambio, netas	(3.460.318)	842.956
Otros egresos financieros	(112.431)	(74.819)
Total	(3.557.785)	718.076

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.

	31.12.2018	31.12.2017
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	474.973	(343.106)
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	399.138	399.138
Resultado por acción básico y diluido (pesos)	1,200	(0,860)

NOTA 26 - SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 Latin Exploration S.L.U. posee el 70% de las acciones y derechos de voto de Compañía General de Combustibles S.A. y Sociedad Comercial del Plata S.A. el 30% restante (ver nota 15 de los presentes estados financieros).

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- a) A continuación se detallan los saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	31.12.2018	31.12.2017
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>		
<u>Corrientes:</u>		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	15.645
<u>Otros créditos</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Latín Exploration SI.		29.557
Petronado S.A.	207.170	151.298
Total	207.170	180.855
<u>Corrientes:</u>		
Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	7.091	4.444
Total	7.091	4.444
<u>Deudas comerciales</u>		
Gasoducto Gas Andes S.A. (Argentina)	17.028	
Corredor Americano S.A.	83.513	170.224
Total	100.541	170.224

- b) A continuación se detallan las principales operaciones con partes relacionadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Sociedad	31.12.2018			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
<u>Sociedades asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2.378		233	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	40.282	-	34.083	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	36.579	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	356	173.984	-
<u>Otras sociedades</u>				
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	758.595

Sociedad	31.12.2017			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
<u>Sociedades asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	11.593	11.931	-	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	35.997	-	63.120	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	51.016	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	973	-	-
<u>Otras sociedades</u>				
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	790.465

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

- c) Las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la Administración de la Compañía, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, por los ejercicios económicos terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, asciende a 269.470 y 110.201, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I P° 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:

	31.12.2018	31.12.2017
Impuesto a las ganancias del ejercicio		
Impuesto corriente - Pérdida		(1.299)
Impuesto diferido - (Pérdida) Ganancia	(34.882)	108.156
Total impuesto a las ganancias	(34.882)	106.857

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

	31.12.2018	31.12.2017
Activo por impuesto diferido		
Desvalorización activos financieros	16.839	4.713
Provisión para juicios	14.300	12.066
Provisión para abandono de pozos	336.803	316.788
Provisión para pérdidas esperadas	109.871	66.457
Quebrantos impositivos	535.686	411.893
Inventarios	40.364	-
Otros	16.935	-
Total activo por impuesto diferido	1.070.798	811.917
Pasivo por impuesto diferido		
Propiedad, planta y equipo	(1.436.891)	(1.141.154)
Otros	(56.505)	(16.742)
Inventarios crudo, materiales y repuestos	-	(32.564)
Total pasivo por impuesto diferido	(1.493.396)	(1.190.460)
Total (pasivo) activo neto por impuesto diferido	(422.598)	(378.543)

Pasivo diferido neto:	Inicio	Movimientos del ejercicio	Cierre
Desvalorización activos financieros	4.713	12.126	16.839
Provisión para juicios	12.066	2.234	14.300
Provisión para abandono de pozos	316.788	20.015	336.803
Provisión para pérdidas esperadas	66.457	43.414	109.871
Inventarios	(32.564)	72.928	40.364
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(1.141.154)	(295.737)	(1.436.891)
Quebrantos impositivos (*)	411.893	123.793	535.686
Otros	(16.742)	(22.828)	(39.570)
Total	(378.543)	(44.055)	(422.598)

(*) 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 2018, los quebrantos impositivos de la Sociedad a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Monto
2015	2020	64.564
2016	2021	28.810
2017	2022	184.094
2018	2023	258.218
		<u>535.686</u>

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:

	31.12.2018	31.12.2017
Resultado antes de impuesto a las ganancias	509.855	(455.234)
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado del ejercicio	30%	35%
Subtotal	(152.956)	159.332
Efecto por cambio de la tasa impositiva (Nota 3.2.13.3)	27.636	(110.842)
Efecto de las diferencias permanentes y provisiones	90.438	58.367
Total por impuesto a las ganancias	(34.882)	106.857

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 2018 y 2017, se han utilizado los estados financieros e informes de gestión de los negocios conjuntos a dichas fechas.

Cuenca	Area	% de participación		Operador	Duración Hasta	Actividad
Argentina Noroeste	Aguaragüe	5,00		Teupetrol S.A.	2027	Exploración y explotación
Austral	El Cerrito	100,00	(1)	CGC	2052	Exploración y explotación
	Dos Hermanos	100,00	(1)	CGC	2027 / 2034 / 2037	Exploración y explotación
	Campo Boleadoras	100,00	(1)	CGC	2027 / 2033 / 2034	Exploración y explotación
	Campo Indio Este / El Cerrito	100,00	(1)	CGC	2028 / 2058	Exploración y explotación
	María Inés	100,00	(1)	CGC	2027 / 2028	Exploración y explotación
	Cóndor	100,00	(1)	CGC	2027	Exploración y explotación
	La Maggie	50,00	(1) (2)	CGC	2026 / 2027	Exploración y explotación
	Glencross	87,00		CGC	2033	Explotación
	Estancia Chiripa	87,00		CGC	2033	Explotación
	Tapi Aike	50,00	(2)	CGC	(2)	Exploración
	Piedrabuena	100,00		CGC	29 d)	Exploración
Neuquina	Angostura	100,00		CGC	29 a)	Exploración

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Venezuela	Campo Onado	26,004	Petronado S.A.	2026 29 b)	Explotación
Guatemala	A-9-96	100,00	CGC	29 c)	Exploración

(1) Con efecto a partir del 1° de enero de 2018 la sociedad ha comenzado a considerar estas áreas en la Cuenca Austral en lugar de las Áreas Santa Cruz I, Santa Cruz I Oeste, Santa Cruz II y Laguna de los Capones consideradas hasta el 31 de diciembre de 2017. Dicha modificación se produjo con el objetivo de actualizar las áreas sobre las que CGC opera.

(2) Con fecha 31 de octubre de 2017, la sociedad suscribió con Echo Energy PLC. ("Echo Energy") los acuerdos de inversión conjunta para la explotación de cuatro bloques en la cuenca Austral de la Provincia de Santa Cruz. Considerando estos acuerdos, se han constituido en el ejercicio 2018 las siguientes uniones transitorias:

- La Unión Transitoria "Compañía General de Combustibles S.A. – ECO ENERGY CDL OP LTD SUC. ARG. – AREA CDL" para llevar adelante al 50%, las operaciones conjuntas en las áreas Santa Cruz I – Fracciones C y D y Laguna de los Capones ("la Maggie")

En el ejercicio 2018 la Sociedad ha reconocido el efecto de los acuerdos de inversión conjunta y farmout, generando una pérdida en términos reales en los resultados del ejercicio de \$ 78.658 que se registró en el rubro de otros ingresos, egresos netos. Adicionalmente, hemos reconocido al 31 de diciembre de 2018 en el rubro de créditos no corrientes, el derecho de CGC a recibir un pago de US\$ 2,5 millones, (equivalentes a \$93.750) al finalizar la primera etapa, estimada en 18 meses.

- La Unión Transitoria "CGC S.A. – ECO ENERGY TA OP LTD SUC. ARG. – TAPI AIKE" para llevar adelante al 50%, las operaciones conjuntas en el área Tapi Aike.

En ambos acuerdos la Sociedad será la operadora del área.

(3) Con fecha 30 de julio de 2018 se firmó con YPF S.A. (titular de la concesión) el cese del contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a Riesgo ("SOAR") por el Área Sarmiento, ubicada en la provincia de Chubut. En consecuencia se dieron de baja las inversiones activadas en el rubro propiedad, planta y equipos, efectuadas en dicha área.

(4) Con fecha 20 de julio de 2017, se presentaron 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.

(5) Con fecha 21 de diciembre de 2018 la Sociedad presentó ante el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz ("IESC") la renuncia y reversión total del área Mata Amarilla ubicada en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz. En consecuencia se dieron de baja las inversiones realizadas en dicha área por \$ 185.857 (ver nota 24(e))

(6) Al no llegarse a ningún acuerdo sobre la extensión de la concesión entre el operador High Luck y la Provincia de Formosa, con fecha 5 de noviembre de 2018 la Provincia emitió el Decreto Provincial N° 301 que estableció la extinción de la Concesión de Explotación sobre el área "Palmar Largo", por el vencimiento del plazo de la misma. Asimismo, la Provincia de Formosa notificó al Operador mediante Nota 145/18 que las empresas debían entregar a REFSA (empresa estatal de hidrocarburos) el área el 1° de diciembre de 2018.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Al 31 de diciembre de 2018 se imputó a resultados una ganancia en el rubro Otros ingresos y egresos operativos por \$ 12.107, correspondiente al efecto por la extinción de la Concesión.

- a) 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:

	31.12.2018	31.12.2017
Activo No Corriente	236.869	257.652
Activo Corriente	41.086	8.332
Total Activo	277.955	265.984
Pasivo No Corriente	54.019	51.066
Pasivo Corriente	68.551	30.755
Total Pasivo	122.570	82.821
	31.12.2018	31.12.2017
Pérdida operativa (*)	295.631	201.597
Pérdida neta (*)	383.227	160.959

(*) 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).

- b) Compromisos de inversión: al 31 de diciembre de 2018, 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)).
- c) Área Paso Fuhr: Con fecha 28 de febrero de 2019 se adjudicó el área denominada "Paso Fuhr" a la sociedad y a YPF S.A. Se estableció que CGC será la operadora del área. Ver nota 32 de hechos posteriores a los presentes estados financieros.

NOTA 29 - SITUACION DE AREAS DE PETROLEO Y GAS

a) Angostura

Con la finalidad de cumplir los compromisos de inversión pendientes del primer período exploratorio, la empresa presentó ante la autoridad de aplicación una nueva propuesta de plan de inversión adaptada a la nueva realidad geológica descubierta en el yacimiento. Luego de las negociaciones y análisis por parte de la Secretaría de Hidrocarburos, 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. Con fecha 8 de mayo de 2018, mediante el Decreto N° 482/18 de la Provincia de Río Negro se aprobó la adenda al contrato del área Angostura de fecha 13 de noviembre de 2017. A partir de esa fecha entonces, CGC cuenta con un plazo de 18 meses de prórroga para cumplir con el cronograma de inversiones acordado.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Al 31 de diciembre de 2018 CGC mantiene activados en el rubro Propiedad, Planta y Equipos \$ 245,5 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. Al 31 de diciembre de 2018, se ha imputado en gastos de exploración 153.747 por considerarlos que dichas inversiones no serán recuperables. Nota 24(e).

b) Campo Onado (Venezuela)

Las operaciones en Venezuela a partir del 1º 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 (4)).

c) 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).

d) Áreas de exploración – Piedrabuena y Mata Amarilla

Al 31 de diciembre de 2018, luego de la fusión de la Sociedad con Unitec Energy S.A. con efecto al 1º de enero de 2018, la Sociedad 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. Los permisos de exploración se encuentran en el segundo período de exploración. Con fecha 21 de diciembre de 2018 la Sociedad presentó ante el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz ("IESC") la renuncia y reversión total del área Mata Amarilla ubicada en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz. En consecuencia se dieron de baja las inversiones realizadas en dicha área por 194.510 (ver nota 24(c))

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 30 - SITUACION DE LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS Y OTRAS SOCIEDADES

Las inversiones en asociadas 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	
		31.12.2018	31.12.2017
<u>Asociadas</u>			
Gasinvest S.A.	(1) (5)	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)	0,0465	0,0465
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	(2) (5)	10,8988	10,8988
<u>Otras Sociedades</u>			
Petronado S.A. (Venezuela)	(4)	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 Empreendimentos S.A. ("AES U"), se han generado disputas contractuales entre TGM y su único cliente YPF S.A. ("YPF").

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 el 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 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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 1º 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 1º 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").

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

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. 1º 1º 17

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 2018 y 2017 al 23,07%.

- (4) 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. 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 Campo Onado. En agosto de 2006, 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%.

A raíz de la profunda crisis económica y política que está atravesando Venezuela, 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.

Es por esto que se ha reconocido en 2018 y 2017 una pérdida de 16.336 y 2.305, 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. El valor razonable al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ascendió a 0 y 16.336, respectivamente.

- (5) 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 Argentinacan 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 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 APIIC y CGC/Tecpetrol. Durante el ejercicio 2017 y 2018 no ha habido avances significativos en esta causa, siguiendo su curso normal.

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 2018 y 2017 no existen bienes cuya disponibilidad se encuentre restringida, en adición a la constitución de prenda detallada en la nota 21.c). La sociedad tiene una póliza de caución a favor del Juzgado Nacional de primera instancia en lo comercial N° 18, secretaría N° 36, para garantizar la cancelación del crédito reconocido a la AFIP, en el marco del expediente 49.374 sobre el Concurso Preventivo de Compañía General de Combustibles S.A., el cual ha sido incluido en el plan de facilidades de pago regulado por la Ley N° 26.476.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T 1 F 17

(Socio)

NOTA 32 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2018, 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 lo siguiente: Con fecha 28 de febrero de 2019 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz emitió el Decreto N°0199/2019, en virtud del cual, en el marco de la licitación IESC N° 2/17, se adjudicó a CGC, junto con YPF el permiso de exploración en el área Paso Fuhr, ubicado en la provincia de Santa Cruz, en el margen oeste de la Cuenca Austral. Se trata de un área exploratoria de 4.668 Km2, entre las concesiones El Cerrito Fracción 2 y La Paz donde el operador será CGC. A partir de esta propuesta, se avanzará sobre la exploración de los objetivos convencionales y tight (gas apretado) de la Cuenca, actualmente explorados y desarrollados por CGC. Ambas compañías decidieron aunar esfuerzos para esta licitación, con el objetivo de maximizar la experiencia que cada una viene desarrollando en los últimos años.

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 2018 (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	1.266	5.843	324	2.731	1.590	8.574
Total	1.266	5.843	324	2.731	1.590	8.574

(a) En Miles de m3

(b) En Millones de m3

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

COMPañA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

**correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018
(presentados en forma comparativa)**

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA INDIVIDUAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	31.12.2018	31.12.2017
<u>ACTIVO</u>		
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>		
Propiedad, planta y equipo	13.673.830	11.546.316
Inversiones en asociadas	7.629.645	3.191.974
Otros créditos	1.406.972	169.819
Cuentas comerciales por cobrar	351.467	90.012
Total del Activo No Corriente	23.061.914	14.998.121
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>		
Inventarios	851.434	703.155
Otros créditos	2.757.160	2.318.185
Cuentas comerciales por cobrar	4.802.701	1.162.970
Inversiones a valores razonables	326.886	283.414
Efectivo y efectivo en bancos	1.033.324	342.339
Total del Activo Corriente	9.771.505	4.810.063
TOTAL DEL ACTIVO	32.833.419	19.808.184
<u>PATRIMONIO</u>		
Capital social	399.138	399.138
Ajuste integral del capital	1.235.386	1.235.386
Reservas	381.736	1.086.237
Resultados no asignados	3.731.881	2.704.634
Otros resultados integrales	4.104.612	166.388
Total del patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad	9.852.753	5.591.783
TOTAL DEL PATRIMONIO	9.852.753	5.591.783
<u>PASIVO</u>		
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>		
Provisiones para juicios y otros reclamos	56.560	48.262
Otras provisiones	1.373.749	1.287.368
Pasivo por impuesto diferido	422.598	387.716
Deudas fiscales	25.631	59.011
Deudas financieras	14.385.872	8.580.051
Deudas comerciales	-	82.603
Total del Pasivo No Corriente	16.264.410	10.445.011
<u>PASIVO CORRIENTE</u>		
Otras provisiones	1.549	17.475
Otras deudas	141.780	150.070
Deudas fiscales	203.668	73.879
Remuneraciones y cargas sociales	239.863	38.542
Deudas financieras	2.531.720	1.696.849
Deudas comerciales	3.597.676	1.794.575
Total del Pasivo Corriente	6.716.256	3.771.390
TOTAL DEL PASIVO	22.980.666	14.216.401
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO	32.833.419	19.808.184

La nota 1 que se acompaña forma parte integrante de los presentes estados financieros individuales.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Cancelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik-Eurmekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES INDIVIDUAL
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	31.12.2018	31.12.2017
Ingresos	17.708.913	7.949.971
Costo de ingresos	(11.148.549)	(7.764.355)
Resultado bruto	6.560.364	185.616
Gastos de comercialización	(361.795)	(170.200)
Gastos de administración	(793.966)	(471.673)
Gastos de exploración	(348.257)	-
Otros ingresos y egresos operativos, netos	(377.542)	(265.310)
Resultado operativo	4.678.804	(721.567)
Resultado de inversiones en asociadas	1.006.915	683.564
Ingresos financieros	47.520	45.414
Costos financieros	(1.536.385)	(991.815)
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	(129.214)	(237.651)
Otros resultados financieros	(3.557.785)	719.276
Resultado antes de impuestos	509.855	(502.779)
Impuesto a las ganancias	(34.882)	159.673
Ganancia / (Pérdida) del ejercicio	474.973	(343.106)
OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Conceptos que no serán reclasificados al estado de resultados		
Reserva por revalúo de activos	3.467.045	-
Conceptos que serán reclasificados al estado de resultados		
Diferencia de conversión de estados financieros	471.179	(35.024)
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	3.938.224	(35.024)
Ganancia / (Pérdida) integral del ejercicio	4.413.197	(378.130)
Resultado por acción básico y diluido	1,200	(0,860)

La nota 1 que se acompaña forma parte integrante de los presentes estados financieros individuales

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Burnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO INDIVIDUAL
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social	Ajuste integral del capital	Reserva Legal	Reserva Facultativa (1)	Otros	Resultados no asignados	Otros Resultados Integrales	Total
							Reserva por revalúo de activos	Diferencia por Conversión
Saldos al 31 de diciembre de 2016	399.138	1.235.386	32.228	1.762.673	(317.905)	2.656.981	-	201.412
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017:	-	-	-	(390.759)	-	390.759	-	-
- Asignación de resultados no asignados	-	-	-	-	-	(343.106)	-	-
Resultado neto del ejercicio – Périda	-	-	-	-	-	-	-	(343.106)
Variación de otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	(35.024)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	399.138	1.235.386	32.228	1.371.914	(317.905)	2.704.634	-	166.388
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2018:	-	-	-	(552.274)	-	552.274	-	-
- Absorción de resultados no asignados	-	-	-	-	-	-	-	-
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 21 de abril de 2017:	-	-	-	(152.227)	-	-	-	(152.227)
- Absorción de resultados no asignados	-	-	-	-	-	474.973	-	-
Resultado neto del ejercicio – Ganancia	-	-	-	-	-	-	3.467.045	471.179
Variación de otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2018	399.138	1.235.386	32.228	667.413	(317.905)	3.731.881	3.467.045	637.567
								9.852.753

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

La nota 1 que se acompaña forma parte integrante de los presentes estados financieros individuales.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Canelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIVIDUAL
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresados en miles de pesos)

	31.12.2018	31.12.2017
Flujo de efectivo de las actividades operativas		
Resultado neto del ejercicio	474.973	(343.106)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	3.675.894	2.262.021
Resultado de bajas de propiedad, planta y equipo	358.593	2.099
Resultado de inversiones en asociadas	(1.006.915)	(683.564)
Resultados financieros netos	4.862.888	78.064
Previsión deterioro de activos no financieros	181.341	130.170
Aumento neto de las provisiones para créditos	209.431	214.009
Aumento neto de la provisión para juicios y otros reclamos	25.197	(14.173)
Cargos por desbalanceo de gas	(11.316)	(8.828)
Ingresos por incentivos, netos de cobranzas	(2.197.513)	(1.682.467)
Resultado por cesión de área CNQ6-El Sauce	-	(19.070)
Resultado por cesión de área Palmar Largo	(12.107)	-
Resultado por cesión del 50% Concesión La Maggie	78.658	-
R.E.C.P.A.M.	129.214	237.651
Otros ingresos y egresos	-	-
Impuesto a las ganancias devengado	34.882	(159.673)
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Créditos	(3.425.577)	439.926
Inventario	(148.350)	606.033
Deudas no financieras	2.494.233	1.071.441
Impuesto a las ganancias pagado	(86.509)	(111.629)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	5.637.017	2.018.904
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión		
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(5.925.219)	(3.994.921)
Disminución / (aumento) de inversiones en asociadas	-	(6.474)
Variación de inversiones no consideradas efectivo	14.342	12.838
Disminución / (aumento) de colocaciones de fondos corrientes	63.562	289.517
Dividendos distribuidos a los accionistas	(152.227)	-
Dividendos cobrados	244.879	114.136
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(5.754.663)	(3.584.904)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación		
Intereses pagados por deudas financieras	(1.262.306)	(908.251)
Deudas financieras canceladas	(3.077.687)	(2.328.188)
Deudas financieras obtenidas	4.670.026	1.971.128
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades de financiación	330.033	(1.265.311)
Aumento (Disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	212.387	(2.831.311)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	340.341	3.448.230
Resultados financieros generados por el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	480.596	(276.578)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio	1.033.324	340.341
Variaciones que no han significado movimientos de fondos:		
Pagos de propiedad, planta y equipos y propiedad minera adquiridos anteriormente	(37.260)	(161.879)
Activación de costos financieros	71.331	75.442
Costo abandono de pozos activado en propiedad, planta y equipos	560.222	307.129

La nota 1 que se acompaña forma parte integrante de los presentes estados financieros individuales

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Cancelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Burnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES CORRESPONDIENTES AL
EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(presentados en forma comparativa)
(expresados en miles de pesos, excepto donde se indica en forma expresa)

NOTA 1 - INFORMACION GENERAL INCLUIDA EN LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

Dado que las sociedades controladas por la Sociedad no poseen saldos de relevancia, las revelaciones y demás información incluida en los estados financieros consolidados condensados intermedios son similares a las de los estados financieros individuales condensados intermedios.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

INFORMACIÓN ADICIONAL A LAS NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ART. N° 12 - TÍTULO IV - CAPÍTULO III DEL REGIMEN INFORMATIVO PERIÓDICO DE LA COMISION NACIONAL DE VALORES

ESTADO FINANCIERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(cifras expresadas en miles de pesos)

1.a) No existen regímenes jurídicos específicos y significativos que afectan a la Sociedad que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones.

1.b) Ver Nota 3 a los estados financieros consolidados.

2) Créditos y deudas – Clasificación según su vencimiento

	Créditos		Deudas	
	Corrientes	No Corrientes	Corrientes	No Corrientes
Activos				
Sin plazo	26.022	-	-	-
Con plazo				
Vencidos	892.664	-	-	-
A vencer				
-Hasta 3 meses	5.034.103	-	5.256.430	-
-De 3 a 6 meses	899.987	-	860.870	-
-De 6 a 9 meses	881.603	-	491.849	-
-De 9 a 12 meses	347.866	-	105.558	-
-De 1 a 2 años	-	1.244.659	-	101.555
-De 2 a 3 años	-	497.075	-	14.308.206
-Más de 3 años	-	16.705	-	1.742
Total	8.082.245	1.758.439	6.714.707	14.411.503

3) Créditos y deudas – Clasificación según los efectos financieros que produce su mantenimiento

	Créditos		Deudas	
	Corrientes	No Corrientes	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional	3.653.316	415.761	1.307.831	25.631
En moneda extranjera	4.428.929	1.342.678	5.406.876	14.385.872
Total	8.082.245	1.758.439	6.714.707	14.411.503
Devengan intereses	522.384	351.467	2.579.787	14.411.503
No devengan intereses	7.559.861	1.406.972	4.134.920	-
Total	8.082.245	1.758.439	6.714.707	14.411.503

4) Las participaciones en sociedades del artículo 33 de la Ley N° 19.550 se exponen en la Nota 30 a los estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

El detalle de los saldos deudores y acreedores por sociedad se expone en Nota 26.a a los estados financieros consolidados y su clasificación por vencimiento y por los efectos financieros que su mantenimiento produce es la siguiente:

- Clasificación según vencimiento:

	Corrientes	No Corrientes
Activos		
Con plazo		
Vencidos		
Petronado S.A.	-	207.170
A vencer		
-Hasta 3 meses		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.091	-
Total	7.091	207.170
Pasivos		
Con plazo		
A vencer		
-Hasta 3 meses		
Corredor Americano S.A.	83.513	-
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	17.028	-
Total	100.541	-

- Clasificación según los efectos financieros que produce su mantenimiento:

	Saldos deudores	
	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.091	-
Total en moneda nacional	7.091	
En moneda extranjera		
Petronado S.A.	-	207.170
Total en moneda extranjera	-	207.170
Total		
	Saldos acreedores	
	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	17.028	-
Corredor Americano S.A.	83.513	-
	100.541	-
No devengan intereses		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.091	-
Petronado S.A.	-	207.170
Total	7.091	207.170
	Saldos acreedores	
	Corrientes	No Corrientes
No devengan intereses		
Corredor Americano S.A.	83.513	-
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	17.028	-
Total	100.541	-

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- 5) No existen ni hubo durante el ejercicio cuentas comerciales por cobrar o préstamos a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes hasta el segundo grado inclusive.
- 6) La Sociedad tiene como política la toma de inventarios físicos rotativos en distintas fechas dentro del ejercicio para sus inventarios de las actividades petrolera, gasífera, petroquímica y refinación.

No existen inventarios significativos de más de un año de inmovilización que no se encuentren provisionados.

- 7) No existen participaciones en otras sociedades que superen el límite fijado por el art. 31 de la Ley N° 19.550 en los términos del punto 12 del Anexo I – capítulo XXIII – libro 7 de la R.G. N° 368/01 de la CNV.
- 8) El valor recuperable considerado para los inventarios y propiedad planta y equipos fue el siguiente:

Para los inventarios correspondientes a las actividades de petróleo y gas, refinación y distribución y petroquímica, y para los otros activos se tomó el valor neto de realización, entendiendo como tal al precio de venta menos los gastos directos de venta. En los casos de no existencia de valores de mercado, la Compañía utilizó a tal fin evaluaciones propias.

Para la propiedad, planta y equipo se determinó en función de lo indicado en la Nota 3.2.5 a los estados financieros consolidados.

- 9) Los seguros vigentes al cierre del ejercicio se detallan a continuación:

<u>Bienes cubiertos</u>	<u>Riesgo cubierto</u>	<u>Suma asegurada en miles de dólares</u>
Equipamiento, instalaciones y ductos utilizados en explotación y transporte	Daños materiales	606.914
Daños causados a terceros por la actividad de la compañía o causados por el equipamiento, instalaciones y ductos utilizados en exploración y producción	Responsabilidad civil on shore	15.381
Pozos	RC: operador terminal portuaria	15.000
Seguro técnico	Control, reperforación, derrame	40.908
Integral de industria	Equipos de computación	622
	Oficinas Buenos Aires, Río Gallegos y Cipolletti	77.893
Rodados	Responsabilidad civil hacia terceros y daños	14.297

Se consideran suficientemente cubiertos los riesgos corrientes en los seguros contratados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

- 10.a) La Sociedad ha registrado provisiones, fruto de que 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, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales. Las mismas no superan el 2% del patrimonio.
- 10.b) No existen otras situaciones contingentes cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyo efecto patrimonial no haya sido contabilizado en los presentes estados financieros.
- 11) No existen adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones.
- 12) No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
- 13) La Sociedad tiene restricciones a la distribución de dividendos a partir de la emisión de Obligaciones Negociables clase A y la emisión de préstamos bancarios informados en la nota 21 a los estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Hernán Rodríguez Cancelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2018

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 4°), es complementaria de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018.

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 V 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 IX y X de la Memoria a los presentes estados financieros.

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior

Ver Punto IX y X de la Memoria a los presentes estados financieros.

3. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior

Ver Punto X de la Memoria a los presentes estados financieros.

5. Datos estadísticos comparativos con el ejercicio anterior

Ver Puntos V y VI de la Memoria a los presentes estados financieros.

6. Índices comparativos con el ejercicio anterior

Ver Punto X de la Memoria a los presentes estados financieros.

7. Breve comentario sobre perspectivas para el siguiente ejercicio

En 2018 CGC consolidó su producción de gas en la cuenca Austral. Los significativos incrementos de producción gasífera proyectan la continuidad de las inversiones. A fines del junio de 2017 la producción de gas era de 2,4 millones de metros cúbicos diarios, pero con el aporte de las inversiones en gas no convencional se pasó a 5,0 millones a fines de 2018.

Mientras que para el 2019 se estima que la producción se elevará hasta 6 ó 7 millones de metros cúbicos diarios. No todo el incremento proviene de áreas no convencionales,

ya que si bien una parte importante proviene de recursos tight gas (arenas compactas de baja permeabilidad que se extraen de la roca generadora, a diferencia del shale que queda alojado en la roca madre sin haber migrado), otro considerable volumen se extrae de áreas convencionales.

Para 2019 se estima un plan de inversiones entre 150 y 200 millones de dólares, manteniendo el ritmo de actividad de los últimos dos años. Se distribuirá entre nuevos pozos y sobre todo, en instalaciones que deben ampliarse para seguir aumentando la producción.

En líneas generales, la expectativa de CGC apunta a seguir creciendo en la provincia de Santa Cruz, consolidando un perfil de producción de gas que incluso ya ha significado la apertura de puerta del mercado internacional, con exportaciones hacia Chile. La compañía apunta a seguir incrementando en 2019 la producción de gas, que se exporta a Chile.

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, 11 de marzo de 2019.

Véase nuestro informe de fecha
11 de marzo de 2019
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
CUIT 30-50673393-2

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Combustibles S.A. y su sociedad controlada (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo 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 2017, 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 consolidados 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.

Price Waterhouse & Co. S.R.L., Bouchard 557, piso 8°, C1106ABG - Ciudad de Buenos Aires
T: +(54.11) 4850.0000, F: +(54.11) 4850.1800, www.pwc.com/ar



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. al 31 de diciembre de 2018, 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 "Inventarios y 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, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2018 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Compañía General de Combustibles S.A., que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a \$ 15.226.088,73, no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 12º, 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 2018 representan:
 - e.1) el 93% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 51% 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 46% 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, 11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Henán Rodríguez Cancelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009



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
CUIT 30-50673393-2

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros individuales adjuntos de Compañía General de Combustibles S.A. (en adelante "la Sociedad") que comprenden el estado individual de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, los estados individuales de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo 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 2017, 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 individuales 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 individuales 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 individuales 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 individuales 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 individuales. 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.

Price Waterhouse & Co. S.R.L., Bouchard 557, piso 8°, C1106ABG - Ciudad de Buenos Aires
T: +(54.11) 4850.0000, F: +(54.11) 4850.1800, www.pwc.com/ar



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 individuales, 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 individuales 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 individuales mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera individual de Compañía General de Combustibles S.A. al 31 de diciembre de 2018, su resultado integral individual y los flujos de efectivo individuales 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 individuales de Compañía General de Combustibles S.A., se encuentran asentados en el libro "Inventarios y 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 información adicional a las notas a los estados financieros individuales requerida por el artículo 12º, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, sobre las cuales, en lo que es la materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2018 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Compañía General de Combustibles S.A., que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a \$ 15.226.088,73, no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 12º, 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 2018 representan:
 - e.1) el 93% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 51% 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 46% 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, 11 de marzo de 2019

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Hernán Rodríguez Cancelo
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 371 F° 009

 **consejo** Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Buenos Aires 11/03/2019 01 0 T. 41 Legalización: N° 203399

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2. inc. d y j) y 20.488 (Art. 21 inc. i) la actuación profesional de fecha 11/03/2019 referida a BALANCE de fecha 31/12/2018 perteneciente a COMPAÑIA GRAL DE COMBUSTIBLES SA 30-50673393-2 para ser presentada ante y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr. RODRIGUEZ CANCELO ARAUJO HERNAN P 20-21478674-6 tiene registrada en la matricula CP T° 0371 F° 009 que se han efectuado los controles de matricula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C. 236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L. Soc. 2 T° 1 F° 17

N° H 2812863

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SIN CARIBE DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES.



Dra. DIANA ANABEL FUENTES
CONTADORA PUBLICA (J. F. KENNEDY)
SECRETARIA DE LEGALIZACIONES

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 2018.
- b) Estado del resultado integral individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2018.
- c) Estado de cambios en el patrimonio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2018.
- d) Estado de flujo de efectivo individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2018.
- e) Notas a los estados financieros individual y consolidado al 31 de diciembre de 2018.
- f) Reseña informativa e Información adicional a las notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2018, 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 2018.
- h) Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2018.

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 11 de marzo de 2019. 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 2018, 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 2018, 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 2018, 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.

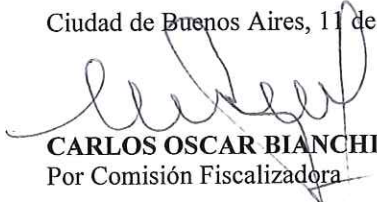
V) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN C.D. N° 77/2011 DEL CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

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, 11 de marzo de 2019.


CARLOS OSCAR BIANCHI
Por Comisión Fiscalizadora