

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016 (presentados en forma comparativa)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONOMICO
INICIADO EL 1° DE ENERO DE 2016 Y FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

Indice

Memoria

Estados financieros consolidados (en miles de pesos)

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

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

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

Informe de la Comisión Fiscalizadora

NOMENCLATURA

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

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Memoria y Estados Financieros

al 31 de diciembre de 2016

MEMORIA

2016



CONTENIDOS

Directorio
Comisión Fiscalizadora
Management

MEMORIA

I.	El Contexto Macroeconómico del Año 2016	4
II.	Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio	7
III.	Participaciones de CGC	9
IV.	Evolución de los Indicadores de CGC	11
V.	Actividades y Negocios de la Compañía	12
	UPSTREAM	12
	Argentina	14
	Venezuela	20
	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	20
	Transportadora de Gas del Norte S.A	20
	Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y Gasoducto GasAndes S.A.	23
	Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	25
VI.	Gestión Ambiental	27
VII.	Financiamiento	29
VIII.	Síntesis de la Estructura Patrimonial y de Resultados Consolidada de la Sociedad	30
IX.	Análisis de los Resultados y de la Situación Patrimonial Consolidada	32
X.	Perspectivas	35
XI.	Distribución de Resultados no Asignados	36
XII.	Honorarios de Directores y Síndicos	36

Anexo - Informe sobre el Código de Gobierno Societario



DIRECTORIO

Presidente

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian

Vicepresidente

Daniel Guillermo Simonutti

Director Titular

Guillermo Emilio Nielsen

Director Titular

Daniel Kokogian

Director Titular

Norberto Andres Lembo

Director Titular

Jorge Alberto Del Aguila

Director Titular

Matías María Brea

Director Titular

Ignacio Noel

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares

Carlos Oscar Bianchi

Carlos Fernando Bianchi

José María Aranguren

Síndicos Suplentes

Juan Pablo Bianchi

Héctor Oscar Romero

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 97° ejercicio económico, finalizado el 31 de diciembre de 2016, información que debe ser leída, analizada e interpretada en forma conjunta para tener una visión completa de los asuntos societarios relevantes del ejercicio.

I. El Contexto Macroeconómico del Año 2016

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.

El nuevo Gobierno Nacional, implementó una serie de correcciones macroeconómicas iniciales como ser -eliminación de las restricciones cambiarias y consecuente depreciación cambiaria, aumento de tarifas de servicios públicos y reducción de restricciones al comercio, entre otras.

La devaluación y unificación del tipo de cambio (TC) tuvo como resultado un reacomodamiento de los precios relativos a nivel local, además de mejorar la posición de las exportaciones argentinas en los mercados internacionales. A su vez, la eliminación de las restricciones a los flujos de capital y el acuerdo con los acreedores externos que no habían ingresado a los canjes de 2005 y 2010 (Holdouts) abrieron las puertas al financiamiento internacional, otorgando al Gobierno un mayor grado de libertad en el manejo de la política económica frente al límite impuesto al financiamiento interno a través del Banco Central y organismos descentralizados.

Durante el segundo semestre de 2016 el TC ha mostrado un deslizamiento suave pero constante reflejando una política de flotación de la moneda más flexible.

Las medidas adoptadas en el plano cambiario y monetario, tuvieron su correlato en el nivel de actividad, con una contracción estimada del 2,2% del PBI en 2016. El encarecimiento del crédito interno operó en detrimento de la inversión productiva, a lo que se sumó el desplome de la obra pública como resultado de la revisión de los contratos efectuados por la anterior administración. Sin embargo, el factor determinante para explicar este magro resultado fue la caída del consumo, responsable de alrededor del 70% de la demanda agregada de la economía. La demanda final de bienes de consumo se vio afectada por el deterioro del salario real que se estima en 7% para el sector privado registrado durante 2016.

En cuanto a la variación de precios del año, el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC") informó un incremento de los precios mayoristas del 34,5%. Asimismo, el Congreso de la Nación estimó un incremento en el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") del 40,3%. Durante 2016, el peso argentino se depreció un 22% respecto del dólar estadounidense, cerrando el año con una cotización de 15,89 \$/US\$ según datos del Banco Central de la República Argentina.

En 2017 el mercado espera un repunte moderado de la actividad económica, con un crecimiento medio del 2,9%, que se concentraría en el segundo semestre teniendo en cuenta la reactivación de la obra pública y el consumo en proximidad a las elecciones legislativas de medio término.

Sin embargo, las proyecciones están sujetas a desvíos debido a un panorama internacional de marcada incertidumbre que estará dominado por el cambio esperado en la política exterior norteamericana (a partir del triunfo de Donald Trump como Presidente de Estados Unidos) y su efecto potencial sobre el crecimiento global y el comercio en el corto y mediano plazo.

La inflación anual rondaría el 20,7%, prácticamente la mitad de lo registrado durante 2016 por el IPC (40,3%), mientras que los analistas proyectan un TC de 16,9 \$/US\$ en junio y de 18,4 \$/US\$ en diciembre.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 56,75 al cierre del mes de diciembre de 2016, lo que representa una suba de 55,0% frente a la cotización de US\$ 36,61 al cierre de diciembre de 2015. No obstante la variación en las cotización antes mencionada, los precios locales para la comercialización de crudo desde hace años no están directamente relacionados con los del mercado internacional ya que responden principalmente al mercado y a las regulaciones domésticas, lo cual se ha mantenido durante 2016.

No obstante lo señalado, en materia energética ha habido importantes novedades, el gobierno argentino ha impulsado una serie de medidas económicas y políticas significativas que implicarán un cambio en el rumbo de la economía respecto de años anteriores.

Entre ellas cabe destacar:

i) Tanto el sector regulado de gas como el correspondiente al sector eléctrico tuvieron importantes aumentos tarifarios transitorios y van camino a su normalización. Las audiencias públicas correspondientes a las revisiones tarifarias integrales de transporte y distribución de gas natural fueron realizadas a fines de 2016, y se estima que los nuevos cuadros tarifarios estén vigentes a partir del mes de abril de 2017.

ii) En enero de 2017 el Gobierno logró un acuerdo con productores locales de crudo y refinadores para converger los precios locales de comercialización de crudo a los precios internacionales de referencia del barril WTI. El acuerdo fija un punto de partida del precio del crudo Medanita (que se extrae en la cuenca neuquina) a US\$ 59,4, mientras que el Escalante (Golfo de San Jorge) se establecerá en US\$ 48,3. Habrá una curva descendente hasta julio 2017 y luego los valores, en 55 y 47 dólares respectivamente, quedarán fijos hasta diciembre. Este acuerdo regirá durante todo el año 2017 pero si en algún momento el precio en el mercado local queda por debajo del internacional, automáticamente se suspende su vigencia porque ya se habrían alcanzado los precios internacionales. La vigencia también se sostiene con un dólar entre los 15,50 y los 20 pesos. Si cambian estas condiciones se vuelve a negociación.

iii) Después de 15 años de vigencia, se eliminaron las retenciones aplicables a la exportación de petróleo y derivados. La Ley 25.561 del año 2002, que aplicaba las retenciones, perdió vigencia el 6 de enero de 2017 y el gobierno decidió no prorrogarla. Esto tiene un efecto positivo en los ingresos netos obtenidos por las empresas del sector.

iv) En enero de 2017, con el fin de atraer inversiones mediante la baja de costos de producción, el Gobierno acordó con el Gobierno de Neuquén, la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos, el Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Neuquén y La Pampa y el Sindicato de Personal Jerárquico y profesional de Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa un nuevo Convenio Colectivo de Trabajo para los empleados de los yacimientos no convencionales de gas y petróleo en Vaca Muerta. Entre los puntos clave del acuerdo entre Gobierno, empresas petroleras y sindicatos se encuentran: la eliminación del pago de "horas taxi" (el tiempo de traslado entre los hogares y el lugar de trabajo); mayor flexibilidad horaria para disponer de los empleados; se podrán implementar rotaciones de los trabajadores por distintos puestos; se redefinirá la cantidad de empleados en los equipos de perforación; se implementará el turno nocturno; y se añadirá la facultad de las empresas de hacer cesar la actividad cuando el viento supere algunos límites.

v) Con el objetivo de reducir las importaciones de gas natural licuado y paliar el déficit energético que registra hace años la Argentina, el 6 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 46-E, que dispone la creación de un nuevo plan de estímulo a la producción de gas. Se trata de un Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales, el cual garantiza una remuneración mínima para los nuevos proyectos gasíferos de Vaca Muerta. Según la norma, las petroleras que se adhieran al plan recibirán un precio mínimo de US\$ 7,5 el millón de BTU en el año 2018, de US\$ 7 en 2019, de US\$ 6,5 en 2020 y de US\$ 6 en 2021. El Estado Nacional compensará al productor hasta alcanzar el valor del precio de estímulo, en caso de que no reciba ese valor por la venta del gas en el mercado interno.

II. Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio

- Durante el mes de noviembre de 2016, el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz ratificó mediante Ley N°3.500, el Decreto N° 1274 que aprobó el Acuerdo suscrito entre CGC y el Instituto de Energía de Santa Cruz del 27 de junio de 2016 a efectos de extender por 10 años el plazo original de las concesiones de explotación Laguna de los Capones, Santa Cruz I -Fracciones A, B, C y D- y Santa Cruz II - Fracciones A y B-, a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Esta exitosa negociación le da a la Compañía un horizonte más previsible para concretar las inversiones requeridas para el desarrollo de las reservas.
- Durante el ejercicio 2016 CGC incrementó su participación en el negocio del transporte de gas mediante la adquisición indirecta del 7,69% de TGN. En febrero de 2016 el ENARGAS notificó que no tenía objeciones (i) a la compraventa de acciones celebrada entre sus accionistas controlantes indirectos Total Gas y Electricidad Argentina S.A. y Total GasAndes S.A. (en conjunto los "Vendedores") y Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC") y Tecpetrol Internacional S.L.U. (en conjunto los "Compradores"); y (ii) a la cesión por Total Gas y Electricidad Argentina S.A. a favor de CGC y Tecpetrol S.A. de la participación que la cedente posee en el Contrato de Asistencia Técnica vigente con TGN. Las operaciones mencionadas precedentemente se perfeccionaron con fecha 3 de marzo de 2016, a partir de esa fecha CGC tiene una participación accionaria indirecta en TGN del 23,07%.
- El EBITDA Ajustado de la Compañía del presente ejercicio asciende \$1.351,1 millones incrementándose respecto al ejercicio anterior en \$641,7 millones, lo que representa un 90%.
- Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2016 ascienden a 8.304 Mm³ de petróleo equivalente, disminuyendo respecto al 31 de diciembre de 2015 en un 15%. Las reservas al 31 de diciembre de 2016, están compuestas en un 22% por petróleo y en un 78% por gas natural.
- Las inversiones en Upstream totalizaron \$1.471,1 millones, un 52,1% superior que el año anterior. Aproximadamente, el 3,0% de estos recursos fueron destinados a inversión exploratoria y el restante 97,0% a inversión de desarrollo.
- La producción anual de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.311,8 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la

producción del año anterior del 15,7%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 29,9% y el gas natural, el 70,1%.

- A lo largo del año se presentaron al Ministerio de Energía y Minería de la Nación distintas solicitudes para la obtención de la compensación relacionada con el programa establecido por la Resolución N°60/2013 y sus modificatorias (conocido como Plan Gas II) que tiene como objeto estimular el incremento de volumen de gas natural a ser inyectado en el mercado interno durante el período propuesto para Empresas con Inyección Reducida, por un total de \$774 millones.
- Aspectos Financieros relevantes: durante el ejercicio en consideración, la Compañía consolidó su estrategia financiera, tendiente a financiar su Plan de desarrollo de sus activos. Entre los cuales podemos resaltar:
 1. El 5 de octubre de 2016 se recibieron los fondos del préstamo sindicado por US\$ 127.289.000, cuyo propósito principal fue la cancelación del préstamo sindicado en pesos tomado en marzo de 2015, y financiar su plan de inversiones futuros.
 2. Con fecha 5 de octubre de 2016 fue cancelado el préstamo sindicado en pesos en su totalidad por \$ 726.923.077.
 3. Con fecha 7 de noviembre de 2016 se emitieron y liquidaron Obligaciones Negociables Clase "A" a tasa fija del 9,5% nominal anual por valor de US\$ 300.000.000.
 4. Con fecha 8 de noviembre de 2016 se amortizaron anticipadamente US\$ 92.289.000, con los fondos obtenidos de la emisión de Obligaciones Negociables, quedando pendiente la cancelación de la porción correspondiente al ICBC.
 5. Con fecha 3 de febrero de 2017 se canceló el saldo del préstamo sindicado en US\$ por 35.000.000.
 6. Con fecha 20, 22 y 27 de diciembre de 2016 la Compañía ha efectuado una recompra de obligaciones negociables bajo el programa local por los siguientes valores de capital: (i) ON Clase 4 US\$ 11.905.119, (ii) ON Clase 6 US\$ 24.528.975, (iii) ON Clase 2 US\$ 13.276.000, (iv) ON Clase 7 US\$ 27.038.000, y (v) ON Clase 8 \$ 35.500.000.

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.

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

ARGENTINA

Áreas de Producción

Santa Cruz I (100%)¹ (*)

Santa Cruz I Oeste (100%)²(*)

Santa Cruz II (100%)³(*)

Laguna de los Capones (100%) (*)

El Sauce (50%)

Palmar Largo (17,85%)

Aguaragüe (5%)

Áreas de Exploración (*)

Angostura (100%)

Estancia Chiripá (87%)

Glencross (87%)

Piedrabuena (100%)

Mata Amarilla (100%)

¹ SCI incluye 14 concesiones de explotación.

² SCIO incluye 4 concesiones de explotación.

³ SCII incluye 6 concesiones de explotación.

VENEZUELA

Áreas de Producción

Onado (26,004%)⁴

OTROS PAÍSES

Áreas de Exploración Operadas por CGC

A-9-96 (100%) (*)⁵

(*) Áreas operadas por CGC

TRANSPORTE DE GAS NATURAL

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

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

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

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

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

IV. Evolución de los Indicadores de CGC

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

	Upstream			Transporte de Gas Natural			Total		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Ingresos por Ventas (MM \$)	1.019,5	2.554,9	3.475,1	148,8	188,0	472,6	1.168,3	2.742,9	3.947,7
Margen Bruto (MM \$)	314,2	519,9	843,5	13,2	(3,8)	208,9	327,4	516,1	1.052,4
Resultado Operativo (MM \$)	202,2	782,2	436,4	(21,9)	(44,6)	126,7	180,3	737,6	563,1
Utilidad (Pérdida) Neta (MM \$)	128,8	204,4	(252,4)	(15,8)	(145,5)	21,3	113,0	58,9	(231,1)

Producción Petróleo (m ³ /día) (1) (3)	557	1.073	1.074				557	1.073	1.074
Producción Gas (Mm ³ /día)	879	2.035	2.510				879	2.035	2.510
Reservas Petróleo (Mm ³) (1) (2) (3)	1.388 (a)	2.778 (b)	1.863 (c)				1.388 (a)	2.778 (b)	1.863 (c)
Reservas Gas (MMm ³) (2) (3)	2.779 (a)	6.998 (b)	6.441 (c)				2.779 (a)	6.998 (b)	6.441 (c)
Reservas Totales (Mm ³ P.E.) (1) (2) (3)	4.167 (a)	9.776 (b)	8.304 (c)				4.167 (a)	9.776 (b)	8.304 (c)
Relación Reservas/Años	8,0	8,6	6,3				8,0	8,6	6,3
Gas Transportado (MMm ³ /día)	---	---	---	6,3	6,4	12,1	6,3	6,4	12,1

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

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

P.E.: Petróleo Equivalente

- (1) Incluye gas licuado de petróleo y gasolina.
 (2) Incluye solamente reservas probadas.
 (3) Incluye solamente información de Argentina.

(a) Corresponden a reservas auditadas por Gaffney, Cline & Associate al 30.06.14 ajustadas por producción al 31.12.14.

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

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

V. Actividades y Negocios de la Compañía

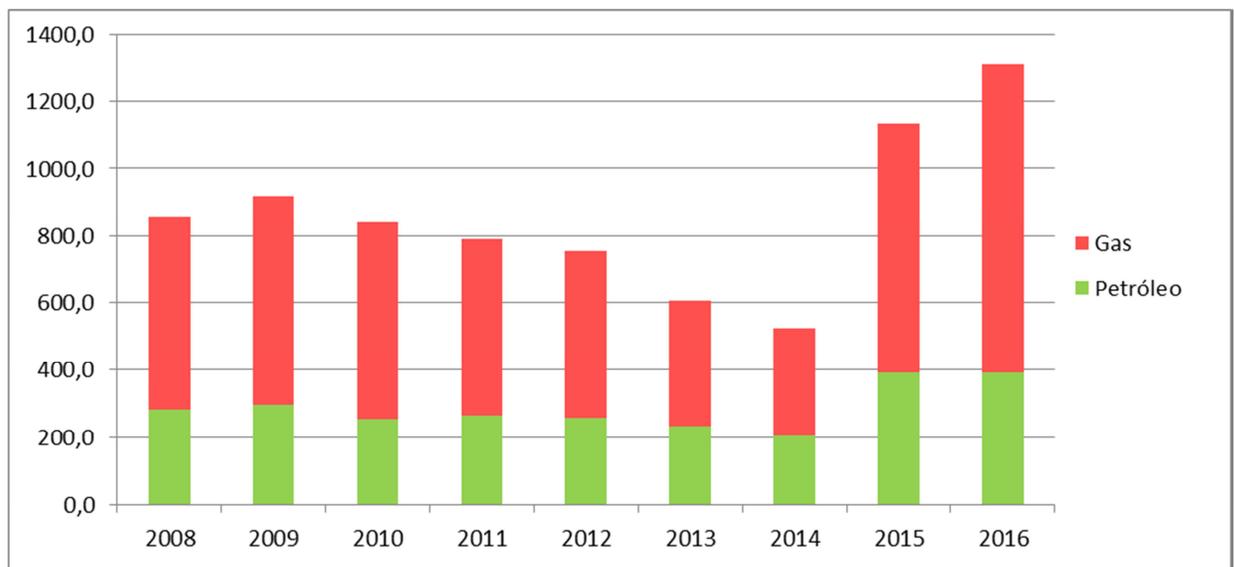
UPSTREAM

Durante el período comprendido entre abril de 2015 y mayo de 2016, la Compañía fue el octavo productor de petróleo y gas de Argentina, en términos de producción en boca de pozo, de acuerdo con información publicada por el Instituto de Petróleo y del Gas (IAPG). CGC es una empresa argentina con participación en 40 campos de petróleo y gas a través de ocho áreas de la cuenca Austral, dos áreas en la cuenca Neuquina, dos áreas en la cuenca Noroeste y un área en la cuenca del Golfo de San Jorge, en Argentina, así como un área en la cuenca Oriente de Venezuela. CGC opera todos los campos de petróleo y gas que posee en la cuenca Austral, una de las áreas en la cuenca Neuquina y, a través de un contrato de servicio de operación, un área en la cuenca Golfo de San Jorge.

La producción de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.311,8 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 15,7%: El 1 de abril de 2015 se adquirieron ciertos activos de Petrobras Argentina (ver Cuenca Austral: SCI y SCIO).

Los hidrocarburos líquidos representaron un 29,9% y el gas natural el 70,1%.

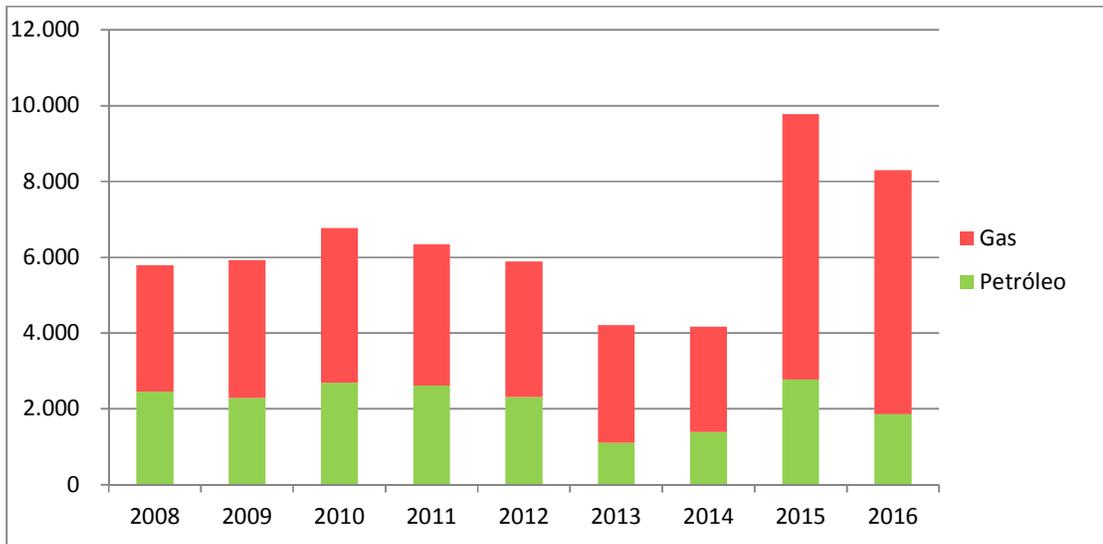
Evolución Producción anual (Mm³ eq/año) ⁽¹⁾



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

Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2016 fueron de 8.304 Mm³ de petróleo equivalente. Estas reservas están compuestas en un 22% por petróleo y en un 78% por gas natural.

Evolución Reservas (Mm³eq) ⁽¹⁾



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

Argentina

Cuenca Austral

Durante el mes de noviembre de 2016, el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz ratificó mediante Ley N°3.500, el Decreto N° 1274 que aprobó el Acuerdo suscrito entre CGC y el Instituto de Energía de Santa Cruz del 27 de junio de 2016 a efectos de extender por 10 años el plazo original de las concesiones de explotación Laguna de los Capones, Santa Cruz I- Fracciones A, B, C y D- y Santa Cruz II - Fracciones A y B-, a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

CGC, mediante la suscripción del acta acuerdo, asumió, entre otros, los siguientes compromisos:

- i) abonar en las fechas indicadas en el acta acuerdo un Canon de Prórroga de US\$ 6,5 millones;
- ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos;
- iii) en caso que se presente y se apruebe un proyecto de explotación hidrocarburífera no convencional, pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los hidrocarburos producidos;
- iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del acta acuerdo;
- v) realizar inversiones en exploración complementaria;
- vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prórroga.
- vii) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.

Siempre con el compromiso de optimizar costos y mejorar nuestros procesos, luego de un exhaustivo análisis, durante el transcurso del año 2016, la Compañía decidió el reemplazo de los equipos de perforación y workover (reparación de pozos) por equipos semiautomáticos más modernos y eficientes, lo que se estima redundará en un menor costo de perforación futuro. Dichos servicios eran prestados por SAI desde los primeros años de la operación en la cuenca del grupo PeCom/PESA. Las negociaciones con SAI, Sindicatos y Provincia comenzaron en el mes de marzo y terminaron en Junio de 2016.

La campaña de perforación 2016 se retrasó por tal motivo, a la espera de la adjudicación y llegada de los nuevos equipos (Petreven H-205 y H102), la que comenzó a mediados de agosto

de 2016. La demora en el inicio de las nuevas actividades de perforación ha impactado en los volúmenes de producción del ejercicio, dado que para mantener la curva de producción de los campos es necesaria una actividad permanente de perforación e intervención de pozos.

SCI

El plan de inversiones 2016 incluyó la reparación de 5 pozos (WO) y mejoras extractivas (pulling) y la perforación de 2 pozos de desarrollo.

Se realizaron intervenciones en los pozos CBo-12, DH-6 y DH-7 y DH-2 colocando bombas eléctricas sumergibles (BES), cuyo resultado fue un aumento en la producción de petróleo. Hacia fines de 2016 el equipo de WO Petreven 102 interviene el pozo LPo-13 para un repunzado y una reparación de cañería de producción sobre la boca del pozo, con el objetivo futuro de ampliar punzados y realizar fracturas de estimulación.

En el yacimiento Dos Hermanos, se completó la terminación del pozo de avanzada DH-7 con buenos resultados. Se perforaron 2 pozos de desarrollo, el DH-10 (productor) y el DH-14, (inyector). En diciembre de 2016 se inicia la campaña de desarrollo en el yacimiento Campo Indio, con la perforación del pozo CI-52.

En la Concesión de Explotación "Santa Cruz I -Fracción C-", a fines del 2015, se perforó el pozo exploratorio Laguna Maria x-1. Durante el mes de febrero de 2016 se terminó el pozo, el cual resultó descubridor de petróleo, los ensayos registraron un caudal inicial de 43 m³/día de petróleo de 28°API de la formación Serie Tobífera. Actualmente continúa en ensayo extendido con una producción de 9,8 m³/día de petróleo.

Dentro del plan de mejoras de instalaciones se reemplazó el compresor de la turbina Centauro en el yacimiento Campo Boleadoras, asegurando así la operatividad de compresión hacia la planta de tratamiento de Barda Las Vegas.

La producción de petróleo en el ejercicio 2016 fue de 245,5 Mm³, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 35 %.

En abril de 2015 CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A. (PESA) el 71% restante del área. Si se considera el 100% de participación en SCI para los ejercicios 2015 y 2016, el incremento de producción sería del 13% con respecto al año 2015.

La producción de gas natural en el ejercicio 2016 fue de 686,5 MMm³, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 26%.

En abril de 2015 CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A. (PESA) el 71% restante del área. Si se considera el 100% de participación en SCI para los ejercicios 2015 y 2016, el incremento de producción sería del 5% con respecto al año 2015.

SCIO

En la concesión de Estancia Agua Fresca se desarrollaron una serie de actividades con el objetivo de mantener la producción del yacimiento.

El plan de inversiones 2016 incluyó la reparación de 1 pozo (WO) y mejoras extractivas (pulling). En diciembre de 2016 se realizó el reemplazo de una BES en el pozo AF-35.

En la concesión El Cerrito, se trabajó durante el último trimestre del 2015 en la instalación de una batería y Planta de tratamiento que permitió poner en marcha el yacimiento El Cerrito con una producción estimada de 250.000 m³/día. En febrero de 2016, Distrigas autorizó el ingreso provisorio de gas al gasoducto de su propiedad que abastece de gas a la localidad de El Calafate. A la fecha de emisión de esta Memoria, El Cerrito se encuentra operativo, entregando caudales dentro de lo planeado.

En el año 2016 se puso en marcha el yacimiento Puesto Oliverio con excelentes resultados de producción de gas y petróleo. A fines del 2016 se implementa una campaña a fin de optimizar la extracción de gas y crudo en los yacimientos, implementándose la puesta en servicio de pozos fuera de sistema, estimulación con químicos espumígenos en pozos de baja presión, reacondicionamiento de compresores de boca de pozo y compresoras centralizadas

La producción de petróleo en el ejercicio 2016 fue de 84,3 Mm³, registrándose una disminución con respecto a la producción del año anterior del 29%.

En abril de 2015 CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A. (PESA) el 50% restante del área. Si se considera el 100% de participación en SCIO para los ejercicios 2015 y 2016, la disminución de producción sería del 39 % con respecto al año 2015.

La producción de gas natural en el ejercicio 2016 fue de 123,4 MMm³, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 1%.

En abril de 2015 CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A. (PESA) el 50 % restante del área. Si se considera el 100% de participación en SCIO para los ejercicios 2015 y 2016, la disminución de producción sería del 10% con respecto al año 2015.

Las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste representan en conjunto aproximadamente el 87% de la producción neta de petróleo y 88% de la producción neta de gas natural de CGC en Argentina.

Santa Cruz II

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

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

El plan de inversiones de instalaciones incluyó el acondicionamiento del oleoducto Condor-Loyola. Desde el Yacimiento El Cóndor se transporta el crudo por oleoducto de 70 km hasta la Terminal de Almacenaje y Embarque de Punta Loyola (operada por CGC), donde se acopia el crudo de toda la cuenca austral y de allí sale por barco.

En el oleoducto CN-Loyola se realizaron trabajos a fin de reponer el régimen de bombeo. Se realizó la intervención mecánica del oleoducto colocando una pieza bridada para poder medir presiones del ducto y se limpiaron aproximadamente 10 km lineales de ducto a fin de eliminar los residuos de parafina que obstruían el pasaje de crudo.

Laguna de los Capones

También en la provincia de Santa Cruz, CGC opera en su totalidad desde 2007 el área Laguna de los Capones (LLC), un yacimiento maduro dentro de una superficie de 400 km².

Durante el año 2016 se han reducido costos de operación mediante un mejor aprovechamiento de los recursos compartidos.

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

Piedrabuena – Mata Amarilla

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

A través del Decreto provincial N° 2439 del 2 de diciembre de 2015 se aprobaron los planes de trabajo acordados con el Instituto de Energía de Santa Cruz. Los trabajos comprometidos de

exploración ascienden a US\$ 2,0 por el pase a segundo período de exploración, y comprenden la perforación de un pozo exploratorio en cada una de las áreas y la registración de 100,9 km² de Sísmica 3D en el área Piedrabuena.

En base a los estudios realizados se ha definido la ubicación de la locación de un pozo exploratorio en el área Mata Amarilla. A la fecha se han iniciado los estudios de impacto ambiental para dicha locación.

Cuenca Neuquina

Angostura

Durante el 2016 continuaron las negociaciones con la Provincia de Río Negro para normalizar los plazos e inversiones comprometidas en el área, esta situación se describe en la Nota 29 c) de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016.

Durante 2016 se mantuvieron en producción los pozos de petróleo y gas, con una producción acorde a la programada, para cubrir los costos operativos generados.

La producción de petróleo crudo en el año 2016 fue de 1,6 Mm³ y la producción de gas fue de 7,0 MMm³.

El Sauce

CGC es titular del 50% de la UTE El Sauce, que está ubicada en la Cuenca Neuquina, provincia de Neuquén.

Durante 2016 no se realizaron inversiones en perforación. Se continuó con la campaña de intervenciones, con esta finalidad se realizaron trabajos de pulling para el reemplazo de tuberías de producción y para fijar herramientas en el fondo de pozo en los pozos ES-024, ES-152 y ES-033.

La producción de petróleo crudo en el año 2016 fue un 19% menor respecto de lo producido en 2015, debido a la declinación natural del yacimiento, lo cual no pudo ser contrarrestado con la campaña de intervenciones efectuadas.

Cuenca del Noroeste

En la Cuenca Noroeste CGC tiene participación en dos UTEs.

Aguaragüe

Una de ellas es Aguaragüe, la cual posee áreas productivas por 2.560 km² de superficie, ubicadas en la provincia de Salta. CGC tiene una participación del 5% en dicha UTE.

Durante 2016, se intervinieron los pozos Campo Duran, CD-1006 y CD-53b. Los resultados fueron positivos. Estas perforaciones permitieron incrementar la producción total del área alrededor de un 12% respecto al ejercicio 2015.

Palmar Largo

Palmar Largo es la otra UTE en la Cuenca Noroeste en la cual la Compañía tiene participación del 17,85%. Ubicada en la provincia de Formosa, tiene una superficie de 1.381 km².

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

La producción de petróleo crudo en el año 2016 fue un 7% menor respecto de lo producido en 2015, la declinación natural del yacimiento no pudo ser contrarrestada con la campaña de intervenciones efectuadas.

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

Cuenca Golfo San Jorge

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

Con fecha 28 de marzo de 2014 se acordó modificar el SOAR, estableciendo que en caso que se identifiquen reservas de Gas, que la Sociedad considere conveniente desarrollar, esta podrá producirlo y comercializarlo. Dado que los resultados de la evaluación de los pozos perforados en el bloque han mostrado una mayor prospectividad gasífera que la esperada, este acuerdo mejora sustancialmente el potencial desarrollo del área.

Durante el ejercicio 2016, se ha realizado el mantenimiento de las instalaciones de producción para obtener una mejora en las especificaciones de venta de petróleo y se produjo el acondicionamiento del sistema de tratamiento de Gas para la futura comercialización.

A la fecha la Compañía está evaluando la continuidad de la operación en esta área.

Venezuela

Onado

Onado, es un área de producción de la Cuenca Oriente de Venezuela, ubicada a 120 kilómetros al sur de la Ciudad de Maturín.

El área es operada por la Empresa Mixta Petronado en donde CGC participa con el 26,004%.

La producción de crudo del año 2016 fue un 7,5% menor respecto a lo producido en 2015 basado en la declinación histórica del campo.

A pesar de los numerosos reclamos efectuados, CGC aún no ha recibido el pago correspondiente al saldo de dividendos que le corresponden derivados del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2008, los cuales ascienden a la suma de USD 5.524.526, cuya distribución se aprobó en la asamblea de accionistas de Petronado, S.A. del 2 de julio de 2009. A la fecha de emisión de estos Estado Financieros, el último balance de Petronado S.A aprobado por su Directorio es el correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008 (la situación actual de la Sociedad se describe en la Nota 30 (5) de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016.

Durante el año 2016, se ha llevado a cabo un solo directorio en el mes de marzo, donde nuevamente CGC fija su postura, entre otros puntos, sobre la emisión de los Estados Financieros, la Compensación de deudas y el pago de los dividendos adeudados a dos de los cuatro socios de la Empresa Mixta Petronado.

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.

Transportadora de Gas del Norte S.A. "TGN" - (23,07%)

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

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

El volumen de gas recibido por TGN alcanzó un valor de 19.272 MMm³, o sea, en promedio, 52,7 MMm³/d de los cuales, 21,0 MMm³/d correspondieron al gasoducto Centro Oeste, 21,7 MMm³/d al gasoducto Norte, y 10,0 MMm³/d recibidos en la Provincia de Buenos Aires. Los valores máximos de inyección en cabeceras fueron de 25,3 MMm³/d en el gasoducto Centro Oeste y 28,9 MMm³/d en el gasoducto Norte. En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 6,36 MMm³/d, la inyección de gas importado desde el Estado Plurinacional de Bolivia alcanzó en promedio 15,66 MMm³/d con un pico diario de 21,88 MMm³/d y se inyectaron además entre mayo y julio, 85,9 MMm³ de GNL descargados en la República de Chile y luego transportados a la República Argentina a través del gasoducto Norandino. En el gasoducto Centro Oeste, además de la producción nacional, se recibieron desde la República de Chile 274,1 MMm³ de GNL transportados a la República Argentina por el gasoducto GasAndes entre los meses de junio y agosto.

Con respecto a la inyección recibida en la Provincia de Buenos Aires, se registraron valores promedio de 7,1 MMm³/d de GNL en la localidad de Escobar, Provincia de Buenos Aires y 3,0 MMm³/d desde Transportadora de Gas del Sur S.A., en la localidad de General Rodríguez, Provincia de Buenos Aires.

La operatoria del despacho estuvo basada en las reglamentaciones vigentes y para los casos en los cuales fue necesario gestionar situaciones de crisis, se realizaron Comités de Emergencia, a los cuales asistieron representantes de los distintos segmentos de la industria así como también autoridades del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Con respecto a la renegociación de la licencia, desde 2002 y hasta el cierre del ejercicio 2015 no se habían registrado avances significativos en la renegociación de la Licencia. El aumento tarifario transitorio del 20% acordado por TGN con las autoridades nacionales en octubre de 2008 y ratificado por Decreto presidencial en abril de 2010 comenzó a aplicarse, escalonadamente, en abril de 2014, hasta llegar al 20% en agosto de dicho año. En junio de 2015 el ENARGAS puso en vigencia nuevos cuadros tarifarios incluyendo un aumento del 69,1%, efectivo desde el 1° de mayo de dicho año. Si bien auspiciosos, los aumentos mencionados (los primeros desde julio de 1999) estuvieron muy lejos de satisfacer los estándares tarifarios de la legislación vigente, no revirtieron las constantes pérdidas operativas y resultaron discriminatorios en relación con los aumentos otorgados a otras licenciatarias de gas. En contraste, desde 2001 los costos promedios de TGN aumentaron más de 1.900%. Con posterioridad y tras la celebración de un segundo acuerdo transitorio, en marzo de 2016 la nueva administración dispuso un aumento de las tarifas de TGN del 289,2% a partir del 1° de

abril de ese año, a cambio de un plan de inversiones obligatorias de \$ 1.041 millones a ejecutarse hasta marzo de 2017. Sin embargo, dicho aumento y el que recibieron otras Licenciatarias fueron en primer lugar suspendidos cautelarmente por la justicia y finalmente anulados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, al haberse omitido la celebración de una audiencia pública previa. Dicha audiencia fue celebrada en septiembre de 2016 y el aumento antedicho fue restablecido con efecto a partir del 7 de octubre del mismo año.

Si bien TGN ha podido mantener la prestación del servicio público, ello ha sido a expensas de su descapitalización. Al 31 de diciembre de 2016 las pérdidas acumuladas de la Sociedad alcanzaron los miles de \$ 386.304, excediendo en más del 50% del capital social por lo que la Sociedad se ve alcanzada por la situación prevista por el artículo 206 de la Ley General de Sociedades.

Cabe destacar que en marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) instruyó al ENARGAS el inicio de un proceso de revisión tarifario integral que abarca a todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas natural, proceso que registra un importante grado de avance (incluyendo la celebración de audiencias públicas ad hoc durante diciembre de 2016), estimándose que los nuevos cuadros tarifarios podrían entrar en vigencia en abril de 2017.

El aumento tarifario implementado a lo largo del año le ha permitido a la Sociedad quebrar la serie de 21 trimestres consecutivos con resultados operativos negativos, financiar sus gastos de operación y mantenimiento, ejecutar ciertas obras y cancelar sus vencimientos financieros (en consideración de su situación tarifaria, la deuda financiera de TGN ha sido calificada como "B- (arg)" que representa un riesgo crediticio significativamente más vulnerable respecto de otros emisores del país).

Pero aún resulta necesario, a la luz de las exigencias que demanda la operación y el mantenimiento del sistema de gasoductos, que se complete el proceso de revisión tarifaria integral a los efectos de contar con tarifas justas y razonables que cumplan el estándar de la Ley del Gas, y que esos nuevos niveles tarifarios se mantengan en valores reales a lo largo del tiempo.

En febrero de 2016 el ENARGAS notificó a la Sociedad que no tiene objeciones (i) a la compraventa de acciones celebrada entre sus accionistas controlantes indirectos Total Gas y Electricidad Argentina S.A. y Total GasAndes S.A. (en conjunto los "Vendedores") y Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC") y Tecpetrol Internacional S.L.U. (en conjunto los "Compradores"); y (ii) a la cesión por Total Gas y Electricidad Argentina S.A. a favor de CGC y Tecpetrol S.A. de la participación que la cedente posee en el Contrato de Asistencia Técnica vigente con TGN.

Las operaciones mencionadas precedentemente se perfeccionaron con fecha 3 de marzo de 2016 y, a partir de esa fecha, CGC tiene una participación accionaria indirecta en la Sociedad del 23,07%.

CGC y Tecpetrol S.A. continúan desempeñándose como operadores técnicos de TGN.

El ejercicio 2016 ha arrojado una pérdida de \$258,8 millones. Los activos ascienden a \$4.584,6 millones y el patrimonio a \$55,9 millones.

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

La principal actividad de Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. es la operación de un gasoducto que se extiende desde la localidad de La Mora hasta Maipo en la Provincia de Mendoza, en la frontera argentino-chilena. Los mismos accionistas de la compañía constituyeron en la República de Chile la empresa Gasoducto GasAndes S.A. que opera un gasoducto que es continuación del anterior y se extiende desde la frontera argentino-chilena hasta la ciudad de Santiago de Chile.

Durante los últimos años, la Argentina ha experimentado una crisis energética que se vio reflejada fundamentalmente en un importante déficit de abastecimiento de gas. La misma se produjo principalmente por un aumento en el consumo doméstico, causado a su vez por los reducidos precios tanto del gas natural en boca de pozo como de las tarifas reguladas de transporte y distribución. Esto obligó al Gobierno Argentino a tomar una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas.

Entre 2010 y 2012, y luego de procesos de renegociación de los contratos, la Compañía puso fin a las controversias con todos sus clientes. En todos los casos se arribó a acuerdos transaccionales que derivaron en la reducción de la capacidad contratada o disminución del plazo contractual o extinción de los contratos.

En función de las medidas dispuestas por el gobierno argentino sobre las restricciones a las exportaciones de gas y como alternativa a los efectos de las mismas, ciertos actores del mercado chileno iniciaron la construcción de una terminal de regasificación de gas natural licuado en la Bahía de Quintero en Chile, a fin de abastecerse de este combustible, la cual comenzó a funcionar comercialmente durante el ejercicio 2009.

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

Las Compañía está organizada bajo la forma de una sociedad anónima en la cual al 31 de diciembre de 2016, las participaciones de Aprovevisionadora Global de Energía S.A. (Chile) y Compañía General de Combustibles S.A. ascienden a 47,01% y 39,99% del capital, respectivamente.

En octubre de 2015, se celebraron elecciones en la República Argentina siendo electo el Ingeniero Mauricio Macri como presidente de la Nación, asumiendo su mandato el 10 de diciembre de 2015. Con el nuevo gobierno se inició una nueva etapa en la integración energética entre Chile y Argentina.

A fines de enero de 2016 los Gobiernos de Chile y Argentina, a través de sus respectivos Ministros de Energía, acordaron la entrega de Gas Natural desde las Terminales de Regasificación de Quintero y Mejillones a la Argentina. La Compañía desarrolló una estrategia para transportar hasta 4 MMm³/d durante el invierno del 2016. Para llevar a cabo esta operación se requirieron modificaciones estructurales en las Plantas Compresoras localizadas en Argentina (PC La Mora y PC Papagayos). Las maniobras se realizaron entre los meses de Junio y Agosto de 2016, registrándose un volumen de transporte promedio diario de 3,2 MMm³/día.

En el gasoducto Centro Oeste, se recibieron desde la República de Chile 274,1 MMm³ de GNL transportados a la República Argentina por el gasoducto GasAndes entre los meses de junio y agosto.

En lo relativo a la parte comercial, en la sección chilena del gasoducto se firmaron contratos de transporte en base interrumpible con un Cliente original (Metrogas) y con dos nuevos Clientes (Enap, Endesa). En la parte argentina también se firmó un contrato interrumpible con otro Cliente nuevo, en este caso Enarsa.

Los objetivos para el año 2017 serán esencialmente los mismos del ejercicio anterior, es decir, mantener una operación segura y confiable del sistema de gasoductos y seguir cumpliendo con los contratos vigentes con los clientes, adicionando este determinante objetivo de la Reversión del Gasoducto de forma de transportar gas natural regasificado en Quintero hacia la Argentina.

Al cierre del ejercicio, los activos de GasAndes totalizaban \$426,2 millones y US\$ 49,6 millones y el patrimonio ascendía a \$349,6 millones y US\$19,5 millones en las sociedades argentina y chilena respectivamente. A su vez, los resultados netos aportaron ganancias en el caso de la sociedad argentina por \$ 82,0 millones y en el caso de la sociedad chilena por US\$ 6,9 millones.

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

El 18 de diciembre de 1997, la Sociedad y TGN celebraron un contrato para la construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto troncal de transporte de gas entre Aldea Brasileira, Provincia de Entre Ríos y Paso de los Libres, Provincia de Corrientes.

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

Como consecuencia de la crisis en el sector energético originada por un déficit de abastecimiento de gas natural y de electricidad, el gobierno tomó una serie de medidas en relación a la exportación de gas y al redireccionamiento de la capacidad de transporte, por lo cual AES U notificó a YPF la suspensión de las obligaciones contractuales de AES U alegando incumplimientos del contrato por parte de YPF.

Desde noviembre de 2008, YPF ha dejado de pagar las facturas emitidas por TGM correspondientes a los servicios de transporte firme y contribución irrevocable de septiembre 2008 y meses sucesivos. Consecuentemente, el 29 de diciembre de 2008, TGM presentó ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") con sede en París una demanda arbitral contra YPF por falta de pago de los servicios de transporte y contribuciones irrevocables y los daños y perjuicios que la resolución del contrato de transporte imputable a YPF ha ocasionado a TGM. No habiendo YPF subsanado la mora incurrida en relación al pago de las facturas mencionadas, con fecha 15 de abril de 2009, TGM notificó a YPF la decisión de declarar resuelto el contrato de transporte en firme, por exclusiva culpa de YPF, y promovió acciones legales.

La Sociedad obtuvo un laudo arbitral favorable en su controversia con YPF que reconoce el derecho de TGM a cobrar facturas impagas y una indemnización por lucro cesante.

A tal efecto, el 17 de diciembre de 2013 el Tribunal Arbitral dio inicio a la segunda etapa del proceso arbitral, en cuyo marco se debatirían y determinarían los montos de la indemnizaciones a percibir por TGM. Sin embargo, YPF planteó la nulidad del laudo inicial, planteo que al ser rechazado en lo formal por el Tribunal Arbitral, dio lugar a la queja que YPF interpuso ante la justicia nacional que actualmente tramita en el fuero en lo contencioso-administrativo federal.

Basada en la opinión de sus asesores legales, TGM considera que la justicia argentina es incompetente para entender en cualquier cuestión vinculada al laudo inicial, debido a que la sede del arbitraje (Montevideo) determina la jurisdicción exclusiva de la justicia uruguaya. No obstante, YPF obtuvo un pronunciamiento de un tribunal argentino que asumió la jurisdicción sobre el caso y ordenó la suspensión cautelar del proceso arbitral. Dicho pronunciamiento fue recurrido por TGM por vía de queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, la cual fue desestimada. En septiembre de 2015 el tribunal arbitral decidió reanudar el procedimiento arbitral. En diciembre de 2015 el tribunal argentino declaró, a instancias de YPF, la nulidad del laudo inicial. En febrero de 2016 TGM interpuso un recurso extraordinario contra dicho fallo el que fue rechazado por la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal.

Con fecha 26 de abril de 2016, la Sala IV de la Cámara dictó una nueva resolución declarando la nulidad e ineficacia de todos los actos realizados hasta el momento por las partes y el Tribunal Arbitral correspondientes a la "segunda etapa" del Arbitraje, los que carecen de toda virtualidad jurídica. A su vez reitera la directiva legal surgida del art. 34, inc. 5, ap. b, del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación ("CPCCN"), haciendo notar al Tribunal Arbitral que no podrá dictar ningún acto correspondiente a la segunda etapa del arbitraje, incluido un laudo final sobre daños, como así también a TGM que cualquier acto suyo o del Tribunal Arbitral en tal sentido que la alcance, en transgresión a la sentencia referida, será meritudo por esta Sala en ejercicio de los poderes que el CPCCN le reconoce como director del proceso (art. 45 y ccdtes.). Adicionalmente, dispone notificar esta resolución al Tribunal Arbitral y a la Secretaría de la CCI, haciéndoles saber que el Tribunal Arbitral no está en condiciones de dictar un laudo ajustado a derecho y a la ley aplicable.

Esta resolución fue notificada por YPF al Tribunal Arbitral, a TGM y a la CCI. En la misma fecha, pero con posterioridad a esta notificación, YPF fue notificada del laudo de determinación de daños dictado por mayoría del Tribunal Arbitral mediante el cual se condena a la Sociedad a pagar a TGM la suma de US\$ 319 millones en concepto de capital por facturas, contribuciones irrevocables e indemnización por la resolución anticipada del contrato de transporte.

Con fecha 2 de mayo de 2016, YPF presentó ante la CCI y el Tribunal Arbitral un recurso de nulidad contra dicho Laudo. En la misma fecha presentó ante la Cámara Contencioso Administrativo Federal Sala IV el recurso de nulidad con un recurso de queja en subsidio.

Con fecha 4 de mayo de 2016, el Tribunal Arbitral dictó una resolución mediante la cual resuelve que se abstendrá de pronunciarse sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF. Considerando esta resolución como rechazo al recurso de nulidad, con fecha 5 de mayo de 2016, YPF presentó ante la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal el recurso de queja contra la decisión del Tribunal Arbitral de rechazar el recurso de nulidad interpuesto por la Sociedad el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

En este marco existe incertidumbre en cuanto a la generación del flujo de fondos futuros que permita hacer frente al repago de los pasivos, recupero de los activos no corrientes, el desarrollo futuro de los negocios y el mantenimiento de TGM como empresa en marcha. En el mediano plazo los ingresos que estima recibir la Sociedad son los originados en la resolución del conflicto con su cliente YPF, que se encuentra sometido a un tribunal arbitral (cuya situación se describe detalladamente en los párrafos anteriores), sin perjuicio de los ingresos que esporádicamente pudiera obtener.

VI. Gestión Ambiental

Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SMS)

CGC tiene como objetivo preservar la integridad física del personal y la de terceros, y asegurar una adecuada protección del ambiente. Este compromiso está indefectiblemente asociado al desarrollo responsable de operaciones seguras por parte de sus empleados y contratistas.

Cumplimos con la legislación vigente en Seguridad, Ambiente y Salud Ocupacional en las jurisdicciones donde desarrollamos nuestras actividades, y con otros requisitos asumidos voluntariamente. Asumimos con responsabilidad el uso de recursos naturales, la producción de residuos, el consumo de energía, las emisiones que generamos y el impacto que podemos producir en la biodiversidad y en los bienes culturales.

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

Durante el año 2016 hemos reforzado los procesos de auditorías de Seguridad, salud ocupacional y medio ambiente en todos nuestros activos. Adicionalmente, continuamos certificando nuestras operaciones de midstream (transporte de gas – Gasoducto GasAndes) según los estándares ISO 14001/9001 y OHSAS 18001. En nuestras operaciones e instalaciones de producción de hidrocarburos respetamos además los estándares y mejores prácticas de aplicación en la industria (ASTM, API, NFPA, IRAM, IAPG, etc).

Salud

Durante el año 2016 CGC no ha registrado enfermedades ocupacionales de importancia ni accidentes graves o fatales.

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

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

Seguridad

Durante el año 2016 no se han registrado accidentes mayores ni fatalidades en empleados y contratistas.

Entre las medidas implementadas podemos mencionar las siguientes:

- cumplimiento de la normativa de seguridad vigente en todas las jurisdicciones de incumbencia.
- mejoras del sistema de gestión integral con revisión de políticas, procedimientos, auditorías y permisos de trabajo.
- programas de inducción para el personal nuevo.
- planes de seguridad estacionales, relacionados con las características climáticas extremas en las áreas de incumbencia.
- gestión del manejo defensivo, considerando que la accidentología vial es la de mayor incidencia en la industria.
- control y mejoras en equipamiento de campo, particularmente en los sistemas de combate de incendios.

Medio Ambiente

Durante el ejercicio 2016 no se registraron afectaciones de importancia al medioambiente en nuestras zonas de influencia. No hubo derrames mayores, y los derrames operativos menores que se produjeron fueron rápidamente subsanados.

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

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

- caracterización y remediación de acuíferos freáticos.
- reducción del consumo de agua dulce gracias al reciclaje de los lodos de perforación.
- planes para la reducción de la pisada ambiental por el uso de técnicas de perforación direccionales y de locación múltiple. La implementación en el siguiente período permitirá la reducción de los desmontes y el alejamiento en superficie de sitios ambientalmente sensibles.
- instalaciones de compostaje para el tratamiento de residuos de tipo urbano asociadas a un vivero para producir especies arbóreas (utilizadas para el reparo contra los vientos y la mejora del bienestar laboral).
- mejoras en los sistemas de información geográfica utilizados.
- minimización del impacto social y sobre la flora y fauna de las operaciones.

VII. Financiamiento

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

Durante el año 2016, se focalizó la toma de endeudamiento en el mercado de capitales y se extendieron los plazos de la deuda denominada en dólares. Así, en noviembre de 2016 se emitieron Obligaciones Negociables Clase "A" en dólares por un monto de US\$ 300.000.000 a tasa fija del 9,5% nominal anual, bajo el Programa de emisión de Obligaciones Negociables autorizada por la CNV mediante su Resolución N° 18.026 del 21 de abril de 2016. Los intereses se pagarán semestralmente y el capital será cancelado en un solo pago a los cinco años contados desde la emisión, es decir en noviembre de 2021.

Los fondos han sido destinados en primer término a la cancelación de deuda financiera, según se informa en la nota 21.d) de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y el remanente de los fondos a realizar inversiones en activos fijos, particularmente, para la exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca Austral, capital de trabajo y otros fines corporativos en general.

Con fecha 20 de febrero de 2017, la Sociedad, 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 a tasa fija del 6,25% nominal anual, los intereses se pagarán trimestralmente y 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. Los fondos recibidos serán destinados a capital de trabajo e inversiones de capital.

Asimismo con fecha 7 de marzo de 2017 se han rescatado en forma total las Obligaciones Negociables clase 2, 4, 6, 7 en dólares por un importe total de US\$ 45.863.174 y las Obligaciones Negociables clase 8 en pesos por un importe de \$ 68.477.272.

Estas operaciones han permitido mejorar el perfil de endeudamiento de la Sociedad, con una mayor participación de deuda en dólares y un alargamiento de los plazos de amortización.

Los objetivos financieros de la Sociedad para el ejercicio 2017 se centrarán en asegurar los fondos adecuados para cubrir las necesidades de capital de trabajo, el plan de inversiones previsto y el cumplimiento de las obligaciones financieras.

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

Estructura Patrimonial consolidada

	2016	2015
Activo no corriente	4.606,4	3.593,4
Activo corriente	4.254,7	1.746,7
Total Activo	8.861,1	5.340,1
Pasivo no corriente	5.712,4	3.000,2
Pasivo corriente	2.003,3	984,2
Total Pasivo	7.715,7	3.984,4
Participación no controladora	6,3	7,5
Patrimonio	1.139,1	1.348,2
Total Patrimonio	1.145,4	1.355,7
Total Pasivo y Patrimonio	8.861,1	5.340,1

Estructura de Resultados consolidado

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

Evolución de flujos de efectivo consolidado

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

IX. Análisis de los Resultados y de la Situación Patrimonial Consolidada

Los resultados del ejercicio 2016 muestran una pérdida neta final de \$232,2 millones, frente a una ganancia neta final del ejercicio 2015 de \$57,5 millones, resultante principalmente por el reconocimiento contable en 2015 de la ganancia originada por la combinación de negocios y la revaluación de la participación anterior en el negocio adquirido por CGC a Petrobras Argentina S.A., de los activos de Cuenca Austral, tal como se explica detalladamente en nota 28 (d) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016. Segregando el resultado neto por la adquisición antes mencionada, la pérdida neta final del ejercicio 2015 fue de \$369,9 millones.

En consecuencia las variaciones en los indicadores y rubros con respecto al ejercicio anterior se ven afectadas por la incorporación de los activos de la Cuenca Austral en abril de 2015.

El EBITDA correspondiente al ejercicio 2016, ascendió \$1.351,1 millones, lo que representa un aumento de \$641,7 millones respecto al ejercicio 2015.

La variación del resultado del ejercicio se origina principalmente por mayores ingresos por: (i) ventas de gas, (ii) beneficios por Programas de estímulo a la inyección de gas, (iii) resultados de inversiones en sociedades valuadas bajo el método de la participación. Dichas ganancias fueron compensadas parcialmente por una mayor carga financiera por devengamiento de intereses y diferencias de cambio por deudas financieras y obligaciones negociables.

Las ventas netas del ejercicio bajo análisis fueron de \$3.475,1 millones, lo que representa un aumento del 38% con respecto al ejercicio anterior. Este aumento se origina principalmente por (i) una mayor venta de gas, se incrementó en un 100% respecto al ejercicio anterior, debido al aumento de los precios promedio en dólares más la devaluación del tipo de cambio, en un 75% y por mayores cantidades vendidas, en un 25%, (ii) mayores ingresos por estímulo a la inyección de gas ("Plan Gas II"), los que aumentaron un 140% respecto al ejercicio anterior (\$451 millones) y (iii) mayores ingresos por servicios conexos que se incrementaron en un 163% (\$127 millones). Estos incrementos se vieron parcialmente compensados por un menor ingreso por ventas de petróleo del orden del 3% respecto al ejercicio anterior, debido a la combinación de los siguientes factores, disminución del 22% en los volúmenes vendidos y mayor precio promedio del 19% medido en pesos (disminuyó un 20% medido en dólares).

La ganancia bruta del ejercicio 2016 fue de \$843,5 millones, un 53% mayor comparada con el ejercicio anterior, con márgenes sobre ventas del 24% en 2016 y del 22% en el ejercicio comparativo.

El aumento en la ganancia bruta se explica principalmente por el incremento en las ventas explicado en el párrafo anterior, lo cual ha sido compensado parcialmente por subas en los

costos de producción originados en (i) mayores niveles de actividad (ii) aumento en los precios relativos por ajustes de tarifas y costos laborales (iii) mayores costos de amortizaciones principalmente por mayor nivel de inversiones puestas en producción durante el ejercicio.

El costo de ventas del 2016 fue \$2.631,6 millones o sea un 33% superior con respecto al ejercicio anterior. Tal como se indicó en el párrafo anterior el incremento en los costos se origina en mayores niveles de actividad y en el incremento en las tarifas de servicios petroleros.

Los rubros principalmente afectados son los siguientes:

- Servicios de terceros por \$405 millones.
- Operación y mantenimiento del orden de los \$93 millones.
- Cánones, servidumbre y regalías de petróleo y gas, \$169 millones.
- Sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal, derivados de la incorporación de personal, incremento en remuneraciones y mayor nivel de actividad, del orden de \$72 millones.
- Mayores cargos por depreciación de pozos, plantas y equipos del orden de los \$374 millones.

El incremento en los costos inferior en relación a las ventas determinó que el margen de utilidad bruta aumentara un 2% respecto al ejercicio anterior.

Los gastos de administración en el ejercicio 2016 aumentaron en \$35,8 millones es decir un 18% respecto al ejercicio anterior. Los mayores incrementos corresponden a i) Sueldos y cargas sociales, aumentaron \$9 millones, derivado principalmente de recomposiciones salariales otorgadas, en su mayor parte como compensación por inflación y ii) Honorarios y retribuciones por servicios, aumentaron \$4 millones, el aumento corresponde al incremento de costos por servicios contratados a terceros y reajustes de tarifas.

En el ejercicio 2016 no se han imputado cargos a Gastos de Exploración, mientras que en el año 2015 ascendieron a \$55,9 millones. Las pérdidas del ejercicio anterior corresponden a la baja de inversiones en perforaciones exploratorias improductivas y sísmica exploratoria en la UTE El Sauce.

El rubro Otros Ingresos y Egresos Operativos totalizó pérdidas de \$100,4 millones en el ejercicio 2016 y de \$ 50,5 millones en el ejercicio comparativo (excluido el resultado por la compra de los activos de Cuenca Austral), lo que representa un aumento de \$49,9 millones, derivada principalmente de ajustes en las provisiones legales y por créditos incobrables por \$50,3 millones.

El rubro de Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación totalizó ganancias de \$21,3 millones en el ejercicio 2016 y pérdidas de \$145,6 millones en el ejercicio comparativo. La variación de \$166,9 millones obedece principalmente a (i) mayores ganancias en Gasoducto GasAndes (Argentina y Chile) por \$70,9 millones con respecto al ejercicio anterior, originadas principalmente por mayores ingresos por ventas. (ii) el resultado de la participación en Gasinvest en el año 2016 fue una pérdida de \$54,2 millones, inferior a la pérdida de \$77,4 millones del año 2015. En el ejercicio 2015 Gasinvest registró los efectos negativos derivados de las diferencias en el tipo de cambio sobre las posiciones pasivas en dólares estadounidenses, como consecuencia de la devaluación del peso argentino en relación a dicha divisa, de su controlada Transportadora Gas del Norte S.A., (iii) A partir del 1° de octubre de 2015 la Sociedad contabiliza la inversión en Petronado S.A. utilizando el método del valor razonable con cambios a través de ganancias y pérdidas de acuerdo con la NIC 39 y NIIF 9, en lugar del método de la participación. El resultado de la participación en Petronado S.A. en el año 2015 fue una pérdida de \$69,9 millones.

Los Resultados financieros netos representaron pérdidas de \$811,6 millones y \$583 millones en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.

La variación en el rubro Resultados Financieros respecto del año 2016 ha sido desfavorable, incrementándose en el orden de los \$ 228,6 millones producto del mayor nivel de endeudamiento que presenta la Sociedad, acorde al nivel de su plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos, en línea con su estrategia de largo plazo, parcialmente compensadas con ganancias por intereses, diferencias de cambio y cotización de inversiones.

Índices Comparativos

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

(a) Activo corriente sobre pasivo corriente

(b) Patrimonio neto / Pasivo total

(c) Activo no corriente sobre total del activo

Al 31 de diciembre de 2016, los activos consolidados de la Sociedad ascendieron a \$8.861,1 millones que, frente a un pasivo de \$7.715,7 millones determinaron un patrimonio neto de \$1.145,4 millones.

El total de activo aumentó en \$3.521 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación fue originada principalmente por:

- i) un aumento de \$ 1.904 millones en los rubros efectivo e inversiones de corto plazo, como consecuencia directa del efectivo disponible por la colocación de obligaciones negociables en noviembre de 2016 y el cobro de títulos públicos (BONAR 2020) en cancelación de créditos del programa de estímulo a la inyección adicional de gas,
- ii) un aumento de \$660 millones en el rubro Propiedad, Planta y Equipo, principalmente por efecto neto de altas (\$1.475 millones) derivadas del Plan de Inversiones ejecutado durante el presente ejercicio relacionado con la campaña de perforación ejecutada en Cuenca Austral, bajas (\$4 millones), depreciaciones registradas durante el presente ejercicio (\$783 millones) como consecuencia de las mayores inversiones y del incremento en los niveles de producción de la Sociedad y aumento de la provisión por deterioro de bienes de uso por \$28 millones (áreas El Sauce y Sarmiento);
- iii) un incremento de los Bienes de Cambio en \$535, básicamente por un mayor stock de crudo al cierre del ejercicio y
- iv) un aumento de \$460 millones en los saldos de otros créditos al cierre del ejercicio consecuencia principalmente del aumento de los créditos a cobrar del orden de los \$206 millones derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas y a los mayores saldos de créditos de origen impositivo (pagos a cuenta del impuesto a las ganancias, saldos a favor de IVA e impuesto sobre los ingresos brutos) del orden de los \$170 millones;

El total del pasivo aumentó \$3.731 millones, las principales variaciones se originaron en:

- i) aumento neto de las deudas financieras de \$3.428 millones, producto del mayor nivel de endeudamiento que presenta la Sociedad, para llevar a cabo su plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos, en línea con su estrategia de largo plazo,
- ii) aumento de la provisión para abandono de pozos y remediación ambiental por \$131 millones, medida en pesos.

X. Perspectivas

Con la decisión del Gobierno Nacional de alinear los precios internacionales del crudo, actualmente rondando los 55 dólares el barril y con perspectivas de crecimiento, junto con la garantía de un piso de ese nivel para el año 2017 y el nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural para los nuevos proyectos gasíferos de Vaca Muerta, las expectativas del sector petrolero son moderadamente positivas.

La empresa espera continuar y profundizar el desarrollo de hidrocarburos convencionales. En este sentido, y en concordancia con lo realizado en 2016, se continuará trabajando en pos de lograr nuevos descubrimientos, a través de la exploración continua y el desarrollo de las áreas en las que trabaja. La conclusión exitosa en 2016 de la negociación con la Provincia de Santa Cruz para la extensión de ciertas concesiones de explotación le da a la compañía un horizonte

de reservas a largo plazo. La Sociedad va a seguir priorizando proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

En materia de financiamiento, los esfuerzos continúan enfocados en la optimización de la estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a los objetivos de inversión, hechos que se han materializado a partir de la emisión de la serie A de obligaciones negociables realizada por la Sociedad en noviembre de 2016 por un monto de US\$300 millones y la toma de un préstamo sindicado por hasta US\$72 millones en febrero de 2017. La compañía, con este tipo de instrumentos, optimiza su estrategia de extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles del plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos en línea con su estrategia de largo plazo.

XI. Distribución de Resultados no Asignados

El ejercicio iniciado el 1 de enero de 2016 y cerrado el 31 de diciembre de 2016 arrojó una pérdida de \$ 231,1 millones.

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

XII. Honorarios de Directores y Síndicos

Al 31 de diciembre de 2016 se han devengado retribuciones al Directorio por la suma de \$ 5,3 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$ 0,3 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016.

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

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2017.

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 I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS				
Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas	X			<p>Compañía General de Combustibles S.A. ("<u>CGC</u>") 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.</p> <p>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 "<u>AIF</u>") 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).</p>
Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.		X		<p>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>").</p>
Recomendación I.3:		X		<p>CGC no posee disposiciones estatutarias, en virtud de las cuales se prevea un procedimiento determinado en</p>

Prevenir el uso indebido de información privilegiada.				el caso del uso indebido de información privilegiada. Sin perjuicio de ello, CGC entiende que no es necesaria su inclusión o creación pues rigen estándares y normas que penalizan el uso indebido de información confidencial de quienes manejan información privilegiada que se encuentran previstos en la ley N° 26.831 (la " <u>Ley de Mercado de Capitales</u> ") y en las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) (las " <u>Normas de la CNV</u> ").
PRINCIPIO II. SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA				
Recomendación II. 1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.				
II.1.1. Responder si el órgano de administración aprueba:				
II.1.1.1 el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales,	X			De conformidad con lo establecido en el estatuto de CGC, el directorio tiene amplias facultades de administración y disposición para el cumplimiento del objeto social. En mérito a lo expuesto, el directorio es el encargado definir los objetivos estratégicos, los lineamientos y la metodología tendiente a elaborar el plan de negocios, los objetivos y el plan estratégico de CGC, los cuales se ven plasmados mediante la aprobación de los presupuestos anuales y los estados contables, individuales y consolidados, trimestrales y anuales.
II.1.1.2 la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación.		X		Los lineamientos y políticas generales de inversiones y de financiación son instrumentados por el directorio de la sociedad.
II.1.1.3 3 la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario),		X		La política de gobierno societario en CGC está compuesta por las disposiciones contenidas en su estatuto así como en las resoluciones adoptadas en el seno de las reuniones de directorio. Las políticas de gobierno societario son consideradas anualmente a partir del año 2014, y son expuestas en la memoria anual como parte integrante de los estados contables.
II.1.1.4 la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea		X		La política relativa a selección, evaluación y capacitación de gerentes de primera línea, se desarrolla en el ámbito de la Gerencia General, en conjunto con el área de Recursos Humanos, con reporte al Directorio de la sociedad.
II.1.1.5 la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea		X		La política relativa a la asignación de responsabilidades de gerentes de primera línea, se desarrolla en el ámbito de la Gerencia General, en conjunto con el área de Recursos Humanos, con reporte al Directorio de la sociedad.

II.1.1.6 la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea		X		El reemplazo de gerentes de primera línea, está a cargo del Directorio y de la Gerencia General.
II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresaria			X	La política de responsabilidad empresaria se define a nivel de la gerencia general, con reporte al directorio en las cuestiones relevantes.
II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes		X		Si bien no existen políticas escritas, el monitoreo permanente efectuado por la gerencia y la dirección, permiten llevar adelante la gestión integral de riesgos. Control interno y prevención de fraudes.
II.1.1.9 la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea			X	La mayoría de los integrantes del Directorio de CGC poseen antecedentes profesionales y académicos reconocidos, y una importante trayectoria en el desempeño de funciones de dirección en empresas locales e internacionales destacadas del sector energético. En base a lo antedicho, el Directorio no considera necesario implementar un plan de capacitación y desarrollo para sus miembros. La capacitación de gerentes de primera línea se desarrolla en el marco de la política general de capacitación de CGC diseñada por el Área de Recursos Humanos con supervisión de la Gerencia General.
II.1.2 De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.			X	No aplica
II.1.3 La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.			X	Si bien CGC no cuenta con una política escrita al respecto, los directores, gerentes y síndicos, están permanentemente informados de los aspectos relevantes del giro social cuyo conocimiento es necesario para el desempeño de sus funciones. La sociedad emite un informe de control de gestión mensual, sin perjuicio de los reportes al directorio con motivo de la publicación de los estados financieros.
II.1.4 Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.	X			El directorio de CGC a la hora de poner a consideración los diversos puntos del orden del día, siempre cuenta con información suficiente sobre los riesgos asociados a las decisiones que puedan llegar a ser adoptadas.

<p>Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión empresarial. Responder si el Órgano de control verifica:</p>				
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.
<p>Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto. Responder si:</p>				
II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.	X			Cada miembro del órgano de administración cumple con lo establecido en el estatuto. No hay un reglamento de funcionamiento del órgano de administración ya que el desempeño del mismo se basa en las directrices estipuladas en el estatuto, la Ley General de Sociedades, la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y las normas de la CNV (t.o. 2013). Los principales lineamientos del estatuto, en estos aspectos, están vinculados con el funcionamiento del directorio, la administración y fiscalización de CGC, la cantidad de miembros, duración de sus mandatos, reuniones previstas, modo de sesionar, mecanismos para el establecimiento de las mayorías, y la representación de CGC.
II.3.2 El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, 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	X			La asamblea evalúa la gestión del directorio en la asamblea ordinaria anual que somete a consideración, entre otras cuestiones, la aprobación de los estados contables correspondientes a los ejercicios anuales así como la gestión de los miembros del directorio y su remuneración. Trimestralmente, en oportunidad del cierre de los estados contables correspondientes a períodos intermedios del ejercicio anual, se expone la evolución de los negocios ante el directorio y la comisión fiscalizadora. Dicha situación y la aprobación de contenidos se refleja en las actas correspondientes de los mencionados organismos.

<p>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</p> <p>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.</p>				
<p>Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración. Responder si:</p>				
<p>II.4.1 La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar.</p>			X	<p>El estatuto de CGC establece que la dirección y administración de la Sociedad estará a cargo de un directorio compuesto por el número de miembros que fije la asamblea general ordinaria de accionistas entre un mínimo de cinco (5) miembros y un máximo de once (11) miembros titulares, con mandatos por dos años siendo reelegibles. La asamblea asimismo debe designar igual número de miembros suplentes por el mismo mandato. La composición del órgano de administración es la adecuada y guarda relación con la estructura de capital de CGC. Actualmente, el directorio de CGC está compuesto por ocho directores titulares y seis directores suplentes.</p>
<p>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</p>			X	<p>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.</p>

Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.				
Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.				
Responder si:				
II.5.1 La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:			X	CGC no cuenta actualmente con un Comité de Nombramientos, puesto que considera suficientes y efectivos los procedimientos seguidos actualmente para la designación de gerentes de primera línea. Sin embargo, no descarta su implementación en el futuro en caso de resultar conveniente.
II.5.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de capital humano,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2 En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.1. verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.2 propone el desarrollo de criterios (calificación,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.

experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,				
II.5.2.3 identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.4 sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.5 recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.6 asegura la disponibilidad de los curriculum vitae de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.7 constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.3 De considerar relevante agregar 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		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

<p>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.</p>			<p>conflicto de interés los directores deben denunciarlo conforme lo dispuesto en los artículos 272 y 273 de la Ley General de Sociedades.</p> <p>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.</p>
<p>Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.</p> <p>Responder si:</p>			
<p>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 empresaria. 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.</p>		X	Ver respuesta a II.1.1.9.
<p>II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros de Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace</p>		X	<p>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.</p> <p>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.</p>

PRINCIPIO III. AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL

Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.

Responder si:

<p>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.</p>		X		<p>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.</p>
<p>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.</p> <p>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.</p>			X	<p>Cada gerencia gestiona los riesgos inherentes a las funciones propias, bajo supervisión de la gerencia general.</p>
<p>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</p>			X	<p>CGC no cuenta con un funcionario específico independiente a cargo de la gestión de riesgo.</p>

<p>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).</p>			X	<p>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.</p>
<p>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.</p>		X		<p>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.</p> <p>Periódicamente se informa al Directorio sobre el resultado de las auditorías realizadas, y sobre el seguimiento de los planes de acción a seguir.</p>
<p>PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES</p>				
<p>Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.</p> <p>Responder si:</p>				
<p>IV.1 El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.</p>			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría.</p>
<p>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.</p> <p>Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una</p>			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría. CGC lleva adelante tareas de auditoría interna conforme las normas profesionales aplicables</p>

<p>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.</p> <p>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).</p>			
<p>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.</p>		X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Auditoría.</p> <p>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.</p>
<p>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.</p>		X	<p>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.</p> <p>Más allá de lo dispuesto por la Normas de la CNV y la Ley de Mercado de Capitales, el directorio de la CGC no tiene una política escrita respecto a la rotación de los auditores externos.</p>
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	X		Los únicos accionistas de CGC son Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A., los cuales

<p>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.</p>				<p>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.</p> <p>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.</p>
<p>V.1.2 La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.</p>	X			<p>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)</p> <p>En efecto, CGC presenta sus estados contables trimestrales y anuales ante la Comisión Nacional de Valores, el Mercado de Valores de Buenos Aires, a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y el Mercado Abierto Electrónico, de libre acceso para todos los inversores. A su vez, presenta en oportunidad de cada pago, los avisos de pago de las obligaciones negociables emitidas por la sociedad y trimestralmente los informes sobre las obligaciones negociables emitidas. Asimismo, CGC debe cumplir con las obligaciones de información a los tenedores de las ONs Clase A en el marco de los términos y condiciones previstos en el Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF el 18 de octubre de 2016, así como con el régimen informativo derivado de la negociación de las ONs Clase A en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Luxemburgo.</p> <p>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.</p> <p>CGC también posee una casilla específica de correo electrónica para la atención de las consultas e inquietudes de los inversores: CGCinversores@cgc.com.ar.</p> <p>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.</p>
<p>Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.</p> <p>Responder si:</p>				
V.2.1	El	Órgano	de	<p>X En el particular caso de CGC, no es necesario</p>

<p>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.</p>				<p>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.</p>
<p>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.</p>		X		<p>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.</p>
<p>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.</p>			X	<p>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.</p>
<p>V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.</p>			X	<p>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.</p>
<p>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</p>			X	<p>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 los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario.</p>

postura.				
Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto.				
Responder si: La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto.		X		CGC garantiza el cumplimiento de dicho principio a través del cumplimiento de las leyes y su estatuto. El capital social de CGC asciende a \$ 399.137.856, compuesto por 399.137.856 acciones y todas dichas acciones dan derecho a un (1) voto por acción.
Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control.				
Responder si: La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.			X	<p>CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de sus acciones.</p> <p>El artículo 6 del estatuto de CGC establece que para el caso de transferencias de acciones por cualquiera de los accionistas clase A a un tercero de buena fe, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la del control de CGC, todos o cualquiera de los accionistas clase B tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de CGC en los mismos términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta. Dentro de los diez días corridos posteriores a la notificación de la oferta, los accionistas clase B que ejerzan el derecho de seguimiento, deberán dar indefectiblemente notificación escrita de ello a los accionistas clase A que hubieran cursado la notificación de oferta. Si la sumatoria del número de acciones a ser vendidas por los accionistas clase A y B excediera la cantidad de acciones que el adquirente propuesto estuviera dispuesto a adquirir, la transferencia se realizará en proporción a la participación accionaria de cada accionista vendedor.</p> <p>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.</p>
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			X	<p>CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de acciones.</p> <p>Ver respuesta V.3.</p>

<p>mercado.</p> <p>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.</p>			
Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.			
<p>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.</p>		X	<p>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.</p> <p>Sin perjuicio de ello, bajo los términos y condiciones de las ONs Clase A emitidas en el mercado local e internacional el 7 de noviembre de 2016, CGC asumió ciertas limitaciones a la distribución de dividendos, las cuales se encuentran detalladas en la sección “—Ciertos Compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos” del Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF con fecha 18 de octubre de 2016. Dichas limitaciones son idénticas a las asumidas por CGC bajo el préstamo sindicado suscripto el 20 de febrero de 2017 con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A., como organizador, prestamista y agente administrativo, La Sucursal de Citibank N.A. establecida en la República Argentina, Banco Hipotecario S.A. y BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. como prestamistas y organizadores, por la suma de hasta setenta y dos millones de dólares estadounidenses (US\$72.000.000).</p>
<p>V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos.</p> <p>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.</p>	X		<p>Anualmente la Asamblea de Accionistas es quien decide acerca de la propuesta de destino de los resultados acumulados de la emisora, cumpliendo lo establecido en el art. 17° del Estatuto, el cual establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinarán a: a) El 5% hasta alcanzar el 20% del capital social a la constitución de una reserva legal, b) a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora y c) a dividendo de las acciones ordinarias (siempre y cuando se cumplan los términos y condiciones previstas en la sección “—Ciertos Compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos” del Suplemento de Precio correspondiente a las ONs Clase A publicado en la AIF con fecha 18 de octubre de 2016) o a reservas facultativa o a de previsión o de cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.</p>

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 empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras)			X	Si bien CGC no emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, CGC tiene estándares de cumplimiento de políticas ambientales y de la legislación y normativa vigente. Se hace referencia a este aspecto en la memoria que es aprobada por el directorio y la asamblea. CGC no considera necesaria la verificación por un auditor independiente, ya que lleva un registro de todas las actividades llevadas a cabo, y las normas locales no requieren una auditoría al respecto.

PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE

Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.

VII.1 La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:			X	CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones, puesto que considera suficientes y efectivos los procedimientos seguidos actualmente. Es el directorio quien analiza y evalúa las políticas remunerativas, las que son puestas a consideración en oportunidad de la aprobación de los presupuestos anuales La remuneración del directorio es considerada por la asamblea de accionistas conforme lo establecido en el estatuto social.
--	--	--	---	--

VII.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,			X	No aplica porque la CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de recursos humanos			X	No aplica porque la sociedad no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.			X	No aplica porque la sociedad no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas ni para el Consejo de Vigilancia sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2 En caso de contar con un Comité de Remuneraciones, el mismo:			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.1 asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.
VII.2.2 supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del 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			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.

competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios,				
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		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.

Administración.				
PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL				
Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.				
VIII.1 La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.			X	CGC no cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Sin embargo, es de destacar, que en el desempeño de sus funciones, todas aquellas personas que son partes de CGC, incluyendo sin excepción a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea desempeñan sus funciones basándose en los principios de honestidad, compromiso, respeto hacia los demás, generosidad, solidaridad y transparencia en todas las relaciones tanto internas como externas.
VIII.2 La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación 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 si: El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse, total o parcialmente, en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuales previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.		X	El Directorio de CGC, entiende que las previsiones del Código de Gobierno Societario son compatibles con el estatuto, debido a que el mismo fue confeccionado respetando la normativa vigente. En tal sentido, el estatuto, cuenta con normas de gobierno societario, específicamente, aquellas relativas al funcionamiento del directorio y de la comisión fiscalizadora. Entendemos que las disposiciones que el estatuto de CGC prevé sobre gobierno societario son suficientes y efectivas para garantizar las buenas prácticas de buen gobierno corporativo. No obstante ello, no se descarta la inclusión gradual en el futuro de algunas de las previsiones, en la medida que ello se considere conveniente.
--	--	---	---

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2017.

EL DIRECTORIO

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian

Presidente

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016

(presentados en forma comparativa)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

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

EJERCICIO ECONOMICO N° 97

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

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: 18 de abril de 2007, 12 de septiembre de 2007, 19 de diciembre de 2013 y 17 de abril de 2015

Número de Registro en la Inspección General de Justicia: 1648

Fecha de terminación del contrato social: 1º de septiembre de 2100

Sociedad controlante: Latin Exploration S.L. (1)

Actividad principal de la sociedad controlante: Inversora y financiera.

Participación de la sociedad controlante en el capital social y en los votos: 70,00% (1)

COMPOSICION DEL CAPITAL (2)

- Expresado en pesos -

	Suscripto, emitido e integrado al 31/12/2016 y 2015
Acciones ordinarias de VN 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
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
<u>ACTIVO</u>			
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>			
Propiedad, planta y equipo	8	3.813.141	3.153.638
Inversiones en sociedades	9	390.819	268.773
Otras inversiones	13	9.978	7.662
Activo por impuesto diferido	27	138.254	53.683
Otros créditos	10	190.364	109.626
Cuentas comerciales por cobrar	12	63.839	-
Total del Activo No Corriente		4.606.395	3.593.382
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>			
Inventarios	11	675.337	140.093
Otros créditos	10	910.556	531.742
Cuentas comerciales por cobrar	12	480.829	791.080
Otras inversiones	13	926.218	171.405
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	14	1.261.775	112.414
Total del Activo Corriente		4.254.715	1.746.734
TOTAL DEL ACTIVO		8.861.110	5.340.116
<u>PATRIMONIO</u>			
Capital social	15	399.138	399.138
Reservas	16	841.350	771.534
Resultados no asignados	17	(231.091)	69.816
Otros resultados integrales		129.667	107.759
Total del patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad		1.139.064	1.348.247
Participaciones no controladora		6.327	7.455
TOTAL DEL PATRIMONIO		1.145.391	1.355.702
<u>PASIVO</u>			
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>			
Provisiones	18	11.048	14.581
Provisiones	19	658.656	528.626
Otras deudas	22	-	208
Deudas fiscales	20	52.576	63.354
Pasivo por impuesto diferido	27	-	37.258
Deudas financieras	21	4.910.686	2.356.231
Deudas comerciales	23	79.450	-
Total del Pasivo No Corriente		5.712.416	3.000.258
<u>PASIVO CORRIENTE</u>			
Provisiones	18	31.324	-
Provisiones	19	10.432	11.322
Otras deudas	22	97.085	35.794
Deudas fiscales	20	36.727	21.099
Remuneraciones y cargas sociales		34.638	20.243
Deudas financieras	21	1.199.731	325.721
Deudas comerciales	23	593.366	569.977
Total del Pasivo Corriente		2.003.303	984.156
TOTAL DEL PASIVO		7.715.719	3.984.414
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO		8.861.110	5.340.116

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurmekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Ingresos netos	24 a)	3.475.124	2.526.797
Costo de ventas	24 b)	(2.631.607)	(1.975.555)
Resultado bruto		843.517	551.242
Gastos de comercialización	24 c)	(70.700)	(59.809)
Gastos de administración	24 d)	(236.167)	(200.319)
Gastos de exploración	24 e)	-	(55.977)
Otros ingresos y egresos operativos	24 f)	(100.405)	411.624
Resultado operativo		436.245	646.761
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	24 g)	21.333	(145.515)
Ingresos financieros	24 h)	297.569	150.840
Costos financieros	24 h)	(1.109.188)	(733.863)
Resultado por combinación de negocios	24 i) y 28 d)	-	195.413
Resultado antes de impuestos		(354.041)	113.636
Impuesto a las ganancias	27	121.822	(56.112)
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio		(232.219)	57.524
OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
Diferencia de conversión de estados financieros	9 b)	21.908	32.618
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos		21.908	32.618
Resultado total integral del ejercicio – (Pérdida) / Ganancia		(210.311)	90.142
Resultado neto, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		(231.091)	58.941
Participaciones no controladoras		(1.128)	(1.417)
		(232.219)	57.524
Resultado total integral, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		(209.183)	91.559
Participaciones no controladoras		(1.128)	(1.417)
		(210.311)	90.142
Resultado por acción básico y diluido	25	(0,579)	0,148

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social (Nota 15)	Aportes Irrevocables (Nota 15)	Reserva Legal (Nota 16)	Reserva Facultativa (1)	Otros (nota 3.2.2.1)	Resultados no asignados (Nota 17)	Otros Resultados Integrales	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	Participación no controladora	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2014	70.000	97.986	14.000	777.283	-	123.915	75.141	1.158.325	-	1.158.325
Decisión adoptada por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria del 17/4/15										
- Aumento de reserva	-	-	-	113.040	-	(113.040)	-	-	-	-
- Aumento de capital	329.138	(97.986)	-	-	-	-	-	231.152	-	231.152
Efecto Compra Unitec Energy S.A. (ver nota 9.a.(4))	-	-	-	-	(132.789)	-	-	(132.789)	8.872	(123.917)
Resultado neto del ejercicio – Ganancia	-	-	-	-	-	58.941	-	58.941	(1.417)	57.524
Variación de otros resultados integrales del ejercicio (Nota 3.2.11)	-	-	-	-	-	-	32.618	32.618	-	32.618
Saldos al 31 de diciembre de 2015	399.138	-	14.000	890.323	(132.789)	69.816	107.759	1.348.247	7.455	1.355.702
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 31 de marzo de 2016:										
- Asignación de resultados	-	-	3.491	66.325	-	(69.816)	-	-	-	-
Resultado neto del ejercicio – Pérdida	-	-	-	-	-	(231.091)	-	(231.091)	(1.128)	(232.219)
Variación de otros resultados integrales del ejercicio (Nota 3.2.11)	-	-	-	-	-	-	21.908	21.908	-	21.908
Saldos al 31 de diciembre de 2016	399.138	-	17.491	956.648	(132.789)	(231.091)	129.667	1.139.064	6.327	1.145.391

(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
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
(Expresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2016	31.12.2015
Flujo de efectivo de las actividades operativas			
Resultado neto del ejercicio		(232.219)	57.524
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	783.426	406.002
Resultado de bajas de propiedad, planta y equipo	8	3.991	79.136
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	24 g)	(21.333)	145.515
Resultados financieros netos	24 h)	697.746	490.070
Previsión deterioro de activos no financieros	24 f)	28.997	28.400
Aumento neto de las provisiones para créditos	24 f)	27.130	2.790
Aumento neto de la previsión para juicios y contingencias	24 f)	27.908	1.929
Cargos por desbalanceo de gas	24 b)	(1.974)	(2.191)
Ingresos devengados netos de cobranzas por programas petróleo plus, plan gas y estímulo a la producción	24 a) y 24 f)	(604.974)	(267.098)
Resultado por combinación de negocios – Adquisición de negocio de Petrobras Argentina S.A.	24 i) y 28 d)	-	(195.413)
Resultado por remediación a valor razonable de participación de CGC previa a la combinación de negocios	24 f) y 28 d)	-	(462.139)
Impuesto a las ganancias devengado	27	(121.822)	56.112
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos		448.836	(648.257)
Inventario		(535.244)	56.347
Deudas no financieras		162.451	212.351
Impuesto a las ganancias pagado		(76.067)	(126.235)
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades operativas		586.852	(165.157)
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipo	8	(1.041.798)	(874.370)
Adquisición de inversiones en Sociedades	9 b)	(78.608)	(12.495)
Adquisición de negocio de Petrobras Argentina S.A.	28 d)	-	(728.393)
Variación de inversiones no consideradas efectivo		-	(5.510)
Variación de colocaciones de fondos corrientes		(221.781)	16.520
Dividendos cobrados	9 b)	-	7.151
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(1.342.187)	(1.597.097)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación			
Intereses pagados por deudas financieras	21	(530.358)	(301.688)
Deudas financieras canceladas	21	(3.989.808)	(131.822)
Deudas financieras obtenidas	21	6.772.079	2.319.188
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación		2.251.913	1.885.678
Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		1.496.578	123.424
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio		199.522	20.402
Resultados financieros generados por el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		177.085	55.696
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio (Nota 14)		1.873.185	199.522
Variaciones que no han significado movimientos de fondos:			
Aumento de inversiones en Sociedades		-	(98.363)
Efecto combinación de negocio Unitec Energy S.A. (ver nota 3.2.2 (1))		-	(132.789)
Aumento de capital social		-	231.152
Adquisición de propiedad, planta y equipos pendientes de cancelación	8	160.112	-
Activación de costos financieros	8 y 24 h)	113.873	92.953
Costo abandono de pozos y remediación ambiental activado en propiedad, planta y equipos	8	160.134	33.355

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eumekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL
EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

(presentados en forma comparativa)

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

NOTA 1 - INFORMACION GENERAL

1.1 - La Sociedad

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

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

Con fecha efectiva 1 de abril de 2015 CGC ha adquirido a Petrobras Argentina S.A.(“PESA”) su participación en las concesiones de explotación sobre Santa Cruz I – Fracción A, Santa Cruz I – Fracción B, Santa Cruz I – Fracción C, Santa Cruz I – Fracción D, Santa Cruz II – Fracción A, Santa Cruz II – Fracción B, An –Aike, Bajada Fortaleza, Barda Las Vegas, Campo Boleadoras, Campo Indio, La Porfiada, Laguna del Oro, María Inés, María Inés Oeste, Puesto Peter, Cañadón Deus, Dos Hermanos, El Cerrito, La Paz, Estancia Chiripá, Glencross, Estancia Agua fresca, El Campamento, El Cerrito Oeste y Puesto Oliverio y sus concesiones de transporte (sobre gasoducto y oleoductos), instalaciones y otros activos relacionados en la Terminal Marítima de Punta Loyola.

La adquisición detallada resulta estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de aproximadamente 11.500 km², tienen plazo de vigencia que varía entre 2017 y 2037, están ubicadas en la Provincia de Santa Cruz (ver Nota 28 (d)).

Los presentes estados financieros consolidados de CGC han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 9 de marzo de 2017.

1.2 - Grupo de Control

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

En el mes de abril de 2013 Corporación América adquirió a través de Cedikor S.A. el 100% del capital social de LE, empresa ésta que detentaba el 81% del capital accionario de CGC (ver Nota 15).

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319

Propiedad de los yacimientos

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

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

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

Pago de regalías y canon

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

Ley Nacional N° 26.197

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

Ley Nacional N° 26.741

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

En julio de 2012, mediante el Decreto N° 1.277 se aprueba la reglamentación de la Ley N° 26.741 y se dicta el Reglamento de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, el cual dispuso la creación de la

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

La Sociedad ha cumplido con los requerimientos de información solicitados.

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

Ley Nacional N° 27.007

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

Ley Nacional N° 27.200

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

Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Economía y Finanzas Públicas, mediante resolución 01/2013, procedió a modificar la metodología para el cálculo de las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo incrementando el valor de referencia a US\$ 80 / bbl y el valor de corte a US\$ 70 / bbl.

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

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

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

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

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

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

Durante el ejercicio 2016 se dispuso un reordenamiento con cambios significativos en las condiciones generales en las que venía operando el mercado de cambios desde el año 2002, extendiendo el plazo para liquidar las divisas en el sistema financiero local en 1.825 días para todas las posiciones arancelarias.

Mercado Electrónico del Gas

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

Acuerdos con productores de gas natural para satisfacer la demanda interna

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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.

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

Fondo fiduciario para atender importaciones de gas natural

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

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

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

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

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

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

- Se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el punto de ingreso al sistema de transporte) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1° de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016;
- Se establecieron topes entre el 300% y 500% a los incrementos de las tarifas para aquellas facturas emitidas por las distribuidoras a los usuarios residenciales o comerciales que superen la suma de \$250. Dichos topes se fijaron en función de los importes facturados durante el mismo período del año anterior;
- Se estableció una bonificación del 30% sobre la tarifa para los usuarios residenciales y comerciales que alcancen un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior;
- Se estableció una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios será bonificado;
- Se estableció un sendero de precios de normalización del precio de gas en boca de pozo para el mercado regulado para el gas producido. Los precios de gas en boca de pozo se fijados en dólares y

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

serán trasladados a tarifas que pagan los usuarios de las distribuidoras en pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento del aumento. Para la Patagonia, el sendero de precios va desde US\$1,29/MMBtu a partir del 1° de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US\$6,72/MMBtu el 1° de octubre de 2022; y

- Se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos para que, hasta tanto los precios de gas en el mercado regulado sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, a elaborar semestralmente y elevar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, la propuesta de precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1° de abril y el 1° de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería.
- En la Provincia de Santa Cruz, las tarifas de gas al 1° de octubre de 2016, se incrementaron a un promedio del 233%, con incrementos que varían del 80% hasta el 560%.

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

Finalmente, el 16 de febrero de 2017, se publicó la Resolución 29-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería que convoca a audiencias públicas para el 10 de marzo de 2017 a fin de considerar los nuevos precios del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) y del gas propano destinados a la distribución de gas propano indiluido por redes, con vigencia semestral prevista a partir del 1 de abril de 2017, en base al sendero de reducción gradual de subsidios considerado en la Resolución N° 212 de fecha 6 de octubre de 2016 del Ministerio de Energía y Minería.

Programas de incentivo a la producción de hidrocarburos y reservas:

Programa Petróleo Plus

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

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

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

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

La Sociedad continúa reclamando ciertos incentivos del Programa pendientes de cancelación por no haber sido aún aprobados por las autoridades.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo

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

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

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

Programa Gas Plus

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

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural

En febrero de 2013, mediante la Resolución N° 1/2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, en el que pueden participar las empresas inscriptas en el Registro. La participación se realizará mediante la presentación de proyectos para incrementar el volumen total de gas natural a ser inyectado en el mercado interno durante el período propuesto. Una vez que el proyecto se implemente, se establece: a) una compensación para la inyección excedente en base a un precio de US\$ 7,5 / MBTU y b) una multa en el caso de que la empresa, dentro de un determinado plazo, no haya logrado el aumento de los volúmenes de producción comprometido.

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

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

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

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

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

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

Decreto 704/2016

El 20 de mayo de 2016, el Decreto N° 704/2016 dispuso la ampliación de la emisión de Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses con una tasa anual del 8% cuyo vencimiento operará en el año 2020 (“BONAR 2020”) los cuales serán empleados para, entre otros, cancelar los pagos pendientes correspondientes a los programas de estímulo a la inyección excedente de gas (“plan gas”). En virtud de ello, el 24 de mayo de 2016 la Sociedad manifestó por escrito al MINEM su consentimiento y aceptación a los términos y alcances del Decreto N° 704/2016 (la “Carta de Adhesión”). Por medio de la misma se aceptó la cancelación de las sumas adeudadas en concepto de compensación por el plan gas hasta el 31 de diciembre de 2015 que, de acuerdo a la metodología de cancelación informada por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, ascendieron a \$ 242,5 millones. En el mes de junio de 2016 la Sociedad recibió los BONAR 2020 por un valor nominal original de US\$ 15,7 millones. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo de la cuenta a cobrar correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural refleja

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

9 meses devengados no pagados por aproximadamente \$ 568 millones. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad ha recibido el pago de \$ 195 millones, correspondientes al tercer trimestre del año 2016.

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACION Y PREPARACION

3.1 - BASES DE PRESENTACION Y PREPARACION

Los presentes estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 se presentan sobre las bases de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés).

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

Los presentes estados financieros consolidados están expresados en miles de pesos (\$), moneda de curso legal en la República Argentina, elaborados a partir de los registros contables de CGC y de sus sociedades controladas. Los mismos han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto por la revaluación de ciertos activos financieros y ciertos activos no corrientes. Se han reclasificado ciertas cifras al 31 de diciembre de 2015 que se exponen en los presentes estados contables a efectos comparativos.

La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. A los efectos de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Teniendo en consideración la inconsistencia de los datos de inflación publicados, la tendencia decreciente de inflación y que el resto de los indicadores no dan lugar a una conclusión definitiva, la Dirección entiende que no existe evidencia suficiente para concluir que Argentina es una economía hiperinflacionaria al 31 de diciembre de 2016. Por lo tanto, no se han aplicado los criterios de reexpresión de la información financiera establecidos en la NIC 29 en el ejercicio corriente.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.1.1 - DEPOSITO DE DOCUMENTACION CONTABLE Y SOCIETARIA

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

3.2 - POLITICAS CONTABLES

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

3.2.1 Cambios en la política contable bajo NIIF

Nuevas normas contables e interpretaciones emitidas por el IASB que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2016 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad

NIIF 16 “Arrendamientos”

En enero de 2016 el IASB publicó la NIIF 16 “Arrendamientos” que establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos. Esta norma aplica para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Estas normas no son efectivas para el ejercicio comenzado a partir del 1 de enero de 2016 y no fueron, ni se estima, no serán adoptadas en forma anticipada. La gerencia se encuentra analizando el impacto potencial que la aplicación de estas normas pueda tener sobre la condición financiera de la Compañía o sobre los resultados de sus operaciones.

NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”

En febrero de 2016, el IASB publicó una modificación por la cual se requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios comprender los cambios en los pasivos que surgen de las actividades de financiación. Esto incluye los cambios derivados de flujos de efectivo, tales como las utilidades de los fondos y las amortizaciones de préstamos; y los cambios que no implican flujos de efectivo, tales como adquisiciones, ventas y diferencias de cambio no realizadas. Es aplicable para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017.

NIC 12 “Impuesto a las ganancias”

En febrero de 2016, el IASB publicó ciertas modificaciones para clarificar los requisitos en materia de reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. Las modificaciones aclaran cómo contabilizar el impuesto diferido cuando un activo es medido a valor razonable y ese valor razonable se encuentra por debajo de la base imponible del activo. Las modificaciones también aclaran otros aspectos relacionados con la contabilización de activos por impuestos diferidos. Las modificaciones entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2017.

NIIF 2 “Pagos basados en acciones”

En el mes de Junio de 2016, se publicó una modificación que clarifica las bases de medición para los pagos basados en acciones liquidables en efectivo y la contabilización de las modificaciones que cambian una retribución de liquidable en efectivo a ser liquidable con instrumentos de patrimonio. La misma introduce una excepción a los principios de la NIIF 2 que consiste en requerir que una retribución sea tratada como liquidable en su totalidad con instrumentos de patrimonio, cuando un empleador esté obligado a retener un monto por la obligación fiscal del empleado asociada con el pago basado en acciones, y deba pagar ese monto a la autoridad fiscal. Es aplicable a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”

En mayo de 2014, el IASB emitió la NIIF 15 “Ingresos provenientes de contratos con clientes” que establece 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 cuando ésta entre en vigencia. 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 separadas del contrato. Paso 3: Determinar el precio de la transacción. Paso 4: Distribuir el precio de la transacción entre las obligaciones del contrato. Paso 5: Contabilizar los ingresos cuando (o a medida que) la entidad satisface las obligaciones. El nuevo modelo de ingresos ordinarios 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 la norma. La NIIF 15 es aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su adopción anticipada. La adopción es retroactiva. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la NIIF 15, y a la fecha de los presentes estados financieros no es posible determinar en forma razonable el impacto de la misma.

3.2.2 Consolidación - Subsidiarias

Los estados financieros de CGC al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se consolidaron con la mejor información financiera disponible a esas fechas, de las siguientes sociedades:

Sociedad	País	Moneda Funcional	Cantidad de acciones (participación directa e indirecta)		% de participación (directa e indirecta)		Cantidad de votos posibles	
			2016	2015	2016	2015	2016	2015
Unitec Energy S.A. (1)	Argentina	Peso argentino	93,26	92,59	93,26%	92,59%	93,26	92,59
Compañía General de Combustibles Chile Ltda.	Chile	Peso chileno	100	100	100%	100%	100	100
Compañía General de Combustibles Internacional Corp.	Panamá	Dólar estadounidense	100	100	100%	100%	100	100

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

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

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

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

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

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

(1) Compra de Unitec Energy S.A.

Durante el segundo trimestre de 2015 ingresó a la consolidación la sociedad Unitec Energy S.A. (en adelante UENE). Con fecha 27 de marzo de 2015, CGC adquirió una participación del 4,73 % del capital y los votos de UENE, la que se valuó a su valor de realización a esa fecha por \$ 12.495. El 17 de abril de 2015 los accionistas de CGC resolvieron aumentar su capital social mediante el aporte del 87.86 % del capital y los votos de UENE (ver Nota 15).

Con fecha 30 de marzo de 2016, 24 de junio de 2016, 26 de septiembre de 2016 y 23 de diciembre de 2016 el Directorio de Unitec Energy S.A. aceptó los fondos recibidos de CGC en concepto de aportes irrevocables por \$ 24.090, a cuenta de futuros aumentos de capital. La participación de CGC en Unitec Energy S.A. que asciende al 31 de diciembre de 2016 al 93,26% del capital y los votos, no considera los aportes irrevocables efectuados por CGC durante 2016.

Con fecha 28 de septiembre de 2015 y 23 de diciembre de 2015 el Directorio de Unitec Energy S.A. aceptó los fondos recibidos de CGC en concepto de aportes irrevocables por \$ 10.030, a cuenta de futuros aumentos de capital. La participación de CGC en Unitec Energy S.A. que asciende al 31 de diciembre de 2015 al 92,59% del capital y los votos, no considera los aportes irrevocables efectuados por CGC durante 2015.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

A los efectos de la consolidación de dicha participación accionaria, la Sociedad incorporó los activos y pasivos de la subsidiaria a sus valores de libros a la fecha de la transacción. La diferencia entre el precio pagado y el valor de libros fue imputada a la cuenta Otros, dentro del Patrimonio Neto, disminuyendo el rubro en \$ 132.789.

Los activos y pasivos incorporados al 30 de abril de 2015 fueron los siguientes (información en miles de pesos):

Propiedad, planta y equipo	68.206
Activo por impuesto diferido	42.227
Otros activos	27.768
Total del Activo	<u>138.201</u>
Total del Pasivo	<u>(18.471)</u>

Los resultados incorporados desde el 1° de mayo de 2015 son los siguientes (información en miles de pesos):

Ventas	4.550
Costos, gastos y otros resultados	(35.129)
Impuesto a las ganancias	11.456
Resultado del período	<u>(19.123)</u>

Si se hubieran incorporados desde el 1° de enero de 2015 los resultados incorporados hubieran sido los siguientes (información en miles de pesos):

Ventas	7.103
Costos, gastos y otros resultados	(15.793)
Impuesto a las ganancias	(10.758)
Resultado del período	<u>(19.448)</u>

3.2.3 Participaciones en acuerdos conjuntos y asociadas

3.2.3.1 Participaciones en acuerdos conjuntos

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

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

3.2.3.2 Asociadas

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

3.2.4 Conversión de moneda extranjera

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

3.2.4.1 Moneda funcional y de presentación

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

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

3.2.4.2 Saldos y transacciones

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

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

3.2.4.3 Subsidiarias y asociadas

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

3.2.5 Propiedad, planta y equipo

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

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

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 2016 y 2015 se registraron activaciones de costos financieros por \$ 113.873 y \$ 92.953, respectivamente.

I) Actividades de exploración de petróleo y gas

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

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

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

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

II) Actividades de desarrollo de petróleo y gas

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

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

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

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

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

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

El valor registrado de propiedad, planta y equipos no supera el valor recuperable de los mismos. Cuando existen eventos o circunstancias que indiquen una potencial desvalorización, se efectúa una prueba de desvalorización al nivel de flujo de fondos identificables:

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

- 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 2016 no se imputaron gastos de exploración. Al 31 de diciembre de 2015 se imputaron a gastos de exploración \$ 55.792, correspondientes a ciertas inversiones efectuadas en algunos prospectos del área El Sauce por \$ 27.753 y áreas de Unitec Energy S.A. por \$ 28.039, respecto de los cuales no se encontraron reservas que justificaran su desarrollo comercial, ni existen planes futuros de inversiones.

- 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.

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la previsión para deterioro de activos no financieros asciende a \$ 127.552 y \$ 98.555, respectivamente.

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

En el ejercicio 2015 se reconocieron pérdidas por desvalorización por un total de \$ 23.477, que se compone de \$ 28.400 por el área El Sauce y una reversión de desvalorización en el área Laguna de los Capones por \$ 4.923.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

3.2.6 Inventarios

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

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

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

3.2.7 Instrumentos Financieros

3.2.7.1 Reconocimiento y medición de activos financieros

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

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

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

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

3.2.7.2 Clasificación

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

- Activos financieros

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

- i) se mantienen dentro del modelo de negocio con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, y

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

- ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente cobros de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

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

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

- Pasivos financieros

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

3.2.7.3 Desvalorización de activos financieros

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

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

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

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

3.2.8 Créditos por ventas y deudas comerciales

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

3.2.9 Otros créditos y otras deudas

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

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

3.2.10 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

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

3.2.11 Cuentas del patrimonio

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

- Capital Social

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

- Aportes irrevocables

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

- Reserva Legal

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

- Reserva facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una Reserva especial cuyo principal objetivo es mantener las

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

actividades productivas de la Sociedad, las cuales están focalizadas en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas.

- Otros resultados integrales

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

- Resultados no asignados

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

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

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

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

- Distribución de dividendos

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

- Participación no controlante

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

3.2.12 Deudas financieras

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

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

3.2.13 Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta

3.2.13.1 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuestos del ejercicio comprende los impuestos corrientes y diferidos. Los impuestos se reconocen en el resultado, excepto en la medida en que éstos se refieran a partidas reconocidas en otros

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

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

3.2.13.2 Impuesto a la ganancia mínima presunta

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los importes determinados en concepto de obligación fiscal fueron quebranto fiscal y por esto se ha efectuado una provisión de impuesto a la ganancia mínima presunta.

3.2.14 Provisiones y previsiones

3.2.14.1 Provisiones

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Las provisiones reconocidas por la Sociedad son:

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

3.2.14.2 Previsiones

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

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

La Sociedad evalúa la existencia de gastos adicionales directamente asociados con la resolución definitiva de cada contingencia, los cuales se incluyen en su valuación en el caso de que su monto pueda ser razonablemente estimado. Si la potencial pérdida no es probable, pero sí razonablemente posible, o es probable pero su monto no puede ser estimado, la naturaleza del pasivo contingente y una estimación de la posibilidad de ocurrencia se revela en nota a los estados financieros. Las contingencias consideradas remotas no son reveladas, a menos que involucren garantías, en cuyo caso se incluye en nota a los estados financieros la naturaleza de las garantías (Nota 18).

3.2.15 Saldos con partes relacionadas

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

3.2.16 Reconocimiento de ingresos

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

Los ingresos por ventas correspondientes a las actividades de producción de petróleo y gas natural, en los que la Sociedad tiene participación compartida con otros productores, se reconocen sobre la base de la participación contractual que la Sociedad detenta en cada UTE con prescindencia de la asignación real. En caso de que se produzcan desbalances entre la asignación real y la asignación por contrato, esto dará lugar al reconocimiento de una deuda o de un crédito, según la producción asignada a la Sociedad sea en exceso o

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

en defecto respecto de la producción resultante de su participación contractual en la UTE. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la Sociedad mantiene registrado pasivos en concepto de desbalances de gas por un importe de \$ 16.716 y \$ 18.295 respectivamente, que corresponden a 164,98 y 180,56 Mm3, respectivamente (Nota 19).

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

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

3.2.17 Información por segmentos

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

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

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

4.1 Factores de riesgos financieros

4.1.1 Riesgo de mercado

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

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos 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.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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:

	2016			2015	
	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)
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>					
<u>Efectivo y otros activos líquidos equivalentes</u>	US\$	78.428	15.790	1.238.377	74.049
	Quetzales	19	2.099	40	121
	Bolívares	512	0,023	12	292
	\$ chilenos	13.852	0,022	308	246
<u>Otras inversiones</u>					
Colocaciones de fondos	US\$	54.840	15.790	865.930	
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>					
Comunes	US\$	20.612	15.790	325.456	768.456
<u>Otros créditos</u>					
Sociedades relacionadas	US\$	621	15.790	9.805	7.164
Comunes	US\$	3.953	15.790	62.411	29.301
	\$ chilenos	50.687	0,022	1.127	922
	Quetzales	50	2,099	106	7.164
	Bolívares	5.462	0,023	128	243
Total del Activo Corriente				2.503.700	887.958
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>					
<u>Inversiones en sociedades</u>	US\$	531	15.790	8.392	6.362
<u>Otras inversiones</u>	US\$	100	15.790	1.586	
<u>Otros créditos</u>					
Sociedades relacionadas	US\$	3.623	15.790	57.207	46.882
Total del Activo No Corriente				67.185	53.244
TOTAL DEL ACTIVO				2.570.885	941.202
<u>PASIVO CORRIENTE</u>					
<u>Deudas comerciales</u>	US\$	7	15.790	106	146.464
	US\$	14.219	15.890	225.947	
	Bolívares	5.548	0,023	130	359
	\$ chilenos	2.609	0,022	58	50
<u>Deudas financieras</u>	US\$	75.593	15.890	1.201.167	948
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>	Bolívares	12.546	0,023	294	260
<u>Deudas fiscales</u>	Quetzales	2	2,099	5	6
	Bolívares	683	0,023	16	59
<u>Otras deudas</u>	US\$	3.902	15.890	62.000	
Total del Pasivo Corriente				1.489.723	148.146
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>					
<u>Deudas comerciales</u>	US\$	5.000	15.890	79.450	
<u>Deudas financieras</u>	US\$	304.748	15.890	4.842.441	1.590.953
Total del Pasivo No Corriente				4.921.891	1.590.953
TOTAL DEL PASIVO				6.411.614	1.739.099
TOTAL				(3.840.729)	(797.897)

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

	31.12.2016	31.12.2015
Posición neta (Pasivo) en dólares estadounidenses	(241.707.308)	(61.737.807)
Tipo de cambio al cierre del ejercicio	15,890	13,040
Efecto de la sensibilidad expresado en pesos	(768.145.825)	(161.012.200)
Sensibilidad aplicada	20%	20%

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 31 de Diciembre de 2016 y 2015, 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 (\$768.145.825) y (\$ 161.012.200), 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.

En Argentina los precios netos de los productos vendidos por la Sociedad, están sólo parcialmente influenciados por las fluctuaciones de los precios del mercado internacional de los mismos, ya que los precios locales responden principalmente al mercado y a las regulaciones domésticas.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la Sociedad no tenía contratos de futuros ni derivados financieros de precios de commodities.

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 2016 y 2015 aproximadamente el 99% y el 61%, respectivamente del total de la deuda financiera estaba sujeta a tasas de interés fijas y el resto estaba sujeta a tasas de interés variable.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

	31.12.2016	31.12.2015
Tasa fija:		
Peso argentino	-	33.786
Dólar estadounidense	6.037.637	1.591.901
Subtotal préstamos a tasa fija	6.037.637	1.625.687
Tasa variable:		
Peso argentino	72.780	1.056.265
Dólar estadounidense	-	-
Subtotal préstamos a tasa variable	72.780	1.056.265
Total deudas financieras	6.110.417	2.681.952

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 2016 la deuda de la Sociedad sujeta a tasa de interés variable ascendía a \$ 72.780, 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 2016 aproximadamente el 64% de los ingresos por ventas de hidrocarburos de la Sociedad fueron generadas por el petróleo crudo y el 36% restante por el gas natural y líquidos.

Al 31 de diciembre de 2016 los créditos por ventas de la Sociedad totalizan \$ 544.668, de los cuales el 88% son a corto plazo y el 12% restante se clasifica como no corriente y corresponden al crédito preconcursal con el cliente Oil Combustibles S.A. El concurso preventivo de Oil Combustibles S.A., quedó radicado en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 4, Secretaría N° 8, sito en Diagonal Roque Sáenz Peña 1211, P. 1º, Capital Federal.

Con fecha 21 de julio de 2016 la Sociedad presentó el pedido de verificación ante la sindicatura, por sus créditos comerciales en dólares y pesos por causa anterior al 30 de marzo de 2016 por un valor nominal de US\$ 3.954.985 y \$ 14.334 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad expone este activo a su valor actual por miles de \$ 63.839, utilizando una tasa representativa del valor tiempo del dinero y el plazo estimado de cobro.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

A la fecha de los presentes estados financieros la Sociedad continua operando con Oil Combustibles S.A., bajo ciertas condiciones comerciales, las que han sido cumplidas puntualmente por el cliente. Exceptuando Oil Combustibles S.A., que representa aproximadamente el 32% del total de los créditos por ventas, la Sociedad no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición atomizada entre un gran número de clientes y otras contrapartes. Ningún otro cliente concentra un porcentaje significativo del importe total de estas cuentas por cobrar.

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

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

4.1.3 Riesgo de liquidez

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

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

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

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

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

	Menos de un año	Entre 1 y 2 Años	Entre 2 y 5Años
Al 31 de diciembre de 2016			
Descubiertos bancarios	1.564	-	-
Préstamos bancarios	560.463	-	-
Obligaciones negociables	637.704	50.657	4.860.029
Total	1.199.731	50.657	4.860.029

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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 2016 y 2015 fueron los siguientes:

	31.12.2016	31.12.2015
Total préstamos	6.110.417	2.681.952
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(1.874.749)	(201.247)
Deuda neta	4.235.668	2.480.705
Capital total	5.374.732	3.828.952
Ratio de apalancamiento	78,81%	64,79%

4.3 Estimación del valor razonable

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

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

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del estado de situación financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado 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 2016 y 2015.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

<u>Al 31.12.2016</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Otras inversiones corrientes:</u>				
Fondos comunes de inversión	40.079	-	-	40.079
Títulos Públicos	313.244	-	-	313.244
Total activos corrientes	353.323	-	-	353.323
<u>Inversiones en sociedades:</u>				
Petronado S.A. (Venezuela) (Nota 9)	-	-	10.117	10.117
Total activos no corrientes	-	-	10.117	10.117
<u>Al 31.12.2015</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Otras inversiones corrientes:</u>				
Fondos comunes de inversión	76.589	-	-	76.589
Acciones con cotización (Nota 26 a))	82.572	-	-	82.572
Total activos corrientes	159.161	-	-	159.161
<u>Inversiones en sociedades:</u>				
Petronado S.A. (Venezuela) (Nota 9)	-	-	9.920	9.920
Total activos no corrientes	-	-	9.920	9.920

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y CRITERIOS CONTABLES CRITICOS

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

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

A continuación se detallan las estimaciones y premisas más significativas:

a) Reservas de hidrocarburos

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

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 2016 por personal técnico de la Sociedad y las áreas de la Cuenca Austral en Argentina han sido auditadas por DeGolyer and MacNaughton (Nota 33).

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

b) Provisión para abandono y taponamiento de pozos

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

c) Deterioro del valor de los activos

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

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

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

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

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

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

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

d) Costos de exploración y evaluación

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

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

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

f) Contingencias

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

NOTA 6 - INFORMACION POR SEGMENTOS

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

	2016			TOTAL
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura central	
Ingresos netos	3.475.124	-	-	3.475.124
Costo de ventas	(1.839.873)	-	-	(1.839.873)
Resultado bruto	1.635.251	-	-	1.635.251
Gastos de comercialización	(70.700)	-	-	(70.700)
Gastos de estructura central	-	-	(200.059)	(200.059)
Gastos de exploración	-	-	-	-
Otros ingresos y egresos operativos	(25.730)	12.417	-	(13.313)
EBITDA ajustado	1.538.821	12.417	(200.059)	1.351.179
Otros ingresos y egresos operativos	-	-	(58.095)	(58.095)
Depreciaciones y Amortizaciones	(776.221)	-	(7.205)	(783.426)
Previsión para deterioro de activos no financieros	(28.997)	-	-	(28.997)
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(15.513)	-	(28.903)	(44.416)
Resultado inversiones permanentes	-	21.333	-	21.333
Sub total	718.090	33.750	(294.262)	457.578
Ingresos financieros	-	-	297.569	297.569
Costos financieros	-	-	(1.109.188)	(1.109.188)
Resultado antes de impuestos	718.090	33.750	(1.105.881)	(354.041)
Impuesto a las ganancias	(260.959)	(4.346)	387.127	121.822
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Perdida)	457.131	29.404	(718.754)	(232.219)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

	2015			
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura central	TOTAL
Ventas netas	2.526.797	-	-	2.526.797
Costo de ventas	(1.560.185)	-	-	(1.560.185)
Resultado bruto	966.612	-	-	966.612
Gastos de comercialización	(59.809)	-	-	(59.809)
Gastos de estructura central	-	-	(169.486)	(169.486)
Gastos de exploración	(185)	-	-	(185)
Otros ingresos y egresos operativos	(38.239)	10.517	-	(27.722)
EBITDA ajustado	868.379	10.517	(169.486)	709.410
Otros ingresos y egresos operativos	462.139	-	5.607	467.746
Resultado por combinación de negocio	195.413	-	-	195.413
Depreciaciones y Amortizaciones	(401.827)	-	(4.175)	(406.002)
Provisión para deterioro de activos no financieros	(28.400)	-	-	(28.400)
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(13.543)	-	(26.658)	(40.201)
Pozos secos y estudios no exitosos	(55.792)	-	-	(55.792)
Resultado inversiones permanentes	(69.954)	(75.561)	-	(145.515)
Sub total	956.415	(65.044)	(194.712)	696.659
Ingresos financieros	-	-	150.840	150.840
Costos financieros	-	-	(733.863)	(733.863)
Resultado antes de impuestos	956.415	(65.044)	(777.735)	113.636
Impuesto a las ganancias	(324.638)	(3.681)	272.207	(56.112)
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Perdida)	631.777	(68.725)	(505.528)	57.524

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Instrumentos financieros por categoría

<u>ACTIVOS</u>	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Activos financieros a costo amortizado:		
Otros créditos	1.100.920	641.368
Cuentas comerciales por cobrar	544.668	791.080
Otras inversiones	582.873	19.906
Efectivo y equivalentes del efectivo	1.261.775	112.414
Total	3.490.236	1.564.768
Activos financieros a valor razonable:		
Otras inversiones	353.323	159.161
Inversiones en Sociedades	10.117	9.920
Total	363.440	169.081
<u>PASIVOS</u>		
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deudas comerciales	672.816	569.977
Deudas financieras	6.110.417	2.681.952
Otras deudas, cargas sociales y fiscales	221.026	140.698
Total	7.004.259	3.392.627

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 8 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

La composición del rubro es la siguiente:

Cuenta principal	Valores de origen						Depreciaciones						Neto	Neto
	Valor al comienzo del ejercicio	Altas	Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A. (Nota 28.d)	Efecto consolidación Unitec Energy (3)	Transferencias	Bajas	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al comienzo del ejercicio	Efecto consolidación Unitec Energy (3)	Bajas	Del ejercicio	Acumuladas al cierre del ejercicio	Resultante al 31.12.2016	Resultante al 31.12.2015
ACTIVOS DE DESARROLLO Y PRODUCCION														
Pozos e instalaciones de producción	3.160.696	280.154	-	-	794.354	(2.384)	4.232.820	1.161.443	-	(1.480)	693.237	1.853.200	2.379.620	1.999.253
Otros bienes asociados a la producción	15.105	191	-	-	8.256	(259)	23.293	8.030	-	(194)	4.028	11.864	11.429	7.075
Propiedad minera	930.563	124.008	-	-	-	-	1.054.571	241.081	-	-	78.894	319.975	734.596	689.482
Materiales y repuestos	8.261	1.147	-	-	-	(1.576)	7.832	-	-	-	-	-	7.832	8.261
Obras en curso (1)	350.602	927.297	-	-	(721.145)	(1.553)	555.201	-	-	-	-	-	555.201	350.602
Subtotal	4.465.227	1.332.797	-	-	81.465	(5.772)	5.873.717	1.410.554	-	(1.674)	776.159	2.185.039	3.688.678	3.054.673
ACTIVOS DE EXPLORACION Y EVALUACION	184.803	133.889	-	-	(81.465)	-	237.227	-	-	-	-	-	237.227	184.803
ACTIVOS ADMINISTRACION CENTRAL	26.784	9.231	-	-	-	(124)	35.891	14.067	-	(231)	7.267	21.103	14.788	12.717
TOTALES 31.12.2016	4.676.814	1.475.917	-	-	-	(5.896)	6.146.835	1.424.621	-	(1.905)	783.426	2.206.142	3.940.693	
TOTALES 31.12.2015	1.906.434	1.000.678	1.772.704	120.699	-	(123.701)	4.676.814	1.046.453	16.731	(44.565)	406.002	1.424.621		3.252.193
Previsión para deterioro de activos no financieros (2)													(127.552)	(98.555)
TOTAL													3.813.141	3.153.638

- (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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, se han registrado 113.873 y 92.953 por activación de costos financieros, respectivamente.
- (2) La previsión para deterioro de activos no financieros incluye en 2015 efecto de la consolidación con Unitec Energy por 35.763
- (3) Ver nota 3.2.2.(1)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2016	31.12.2015
Saldo al inicio del ejercicio	98.555	34.393
Efecto consolidación Unitec Energy S.A. (nota 3.2.2.(1))	-	35.762
Aumentos (disminuciones) (1)	28.997	28.400
Saldo al cierre del ejercicio	127.552	98.555

(1) Imputado a otros ingresos y egresos operativos

NOTA 9 - INVERSIONES EN SOCIEDADES

a) A continuación se detallan las inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Sociedad	31.12.2016	31.12.2015
Inversiones en Asociadas		
Gasinvest S.A.	79.504	53.229
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	139.858	107.059
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	132.181	72.403
Transportadora de Gas del Norte S.A.	26	97
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	10.557	7.489
Subtotal	362.126	240.277
Otras inversiones		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (2)	-	-
Petronado S.A. (Venezuela) (3)	10.117	9.920
Otras inversiones	10.000	10.000
Subtotal	20.117	19.920
Llave de negocio (1)	8.576	8.576
Total de inversiones	390.819	268.773

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

(2) Ver nota 30 (2)

(3) Ver nota 30 (5)

b) A continuación se detalla la evolución de las inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	31.12.2016	31.12.2015
Al inicio del ejercicio	268.773	377.681
Diferencias por conversión	21.908	32.618
Resultado de inversiones en compañías asociadas	21.333	(145.515)
Adquisiciones de participación en asociadas (Nota 30 (4))	78.608	-
Dividendos cobrados	-	(7.151)
Aporte de capital en otras sociedades	-	10.000
Resultado por valuación a valor razonable de Petronado S.A.	197	1.140
Al cierre del ejercicio	390.819	268.773

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

SOCIEDAD	31.12.2015			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	53.321	92	(77.399)	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	123.643	16.584	2.720	14.650
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	229.881	157.478	738	44.822
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	12.138	4.649	(1.459)	13.019
Transportadora de Gas del Norte S.A.	1.203	1.106	(161)	233

NOTA 10 - OTROS CREDITOS

La composición de los otros créditos es la siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corrientes:</u>		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	162.234	131.987
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	94.888	30.531
Impuesto al valor agregado	22.776	19.508
Otros créditos fiscales	-	1.105
Diversos	539	502
Provisión sobre otros créditos	(90.073)	(74.007)
Total	190.364	109.626
<u>Corrientes:</u>		
Créditos programa Petróleo Plus	26.177	21.452
Créditos programa Incentivo a la Producción de Petróleo	-	40.088
Créditos programa de Estímulo a la Inyección de Gas	567.657	322.195
Créditos acuerdo de abastecimiento de Gas Propano	19.012	-
Créditos por reembolsos a la exportación desde puertos patagónicos	10.943	-
Partes relacionadas (Nota 26 a))	13.244	7.148
Impuesto al Valor Agregado	158.212	56.110
Impuesto a las Ganancias	40.002	42.208
Otros créditos fiscales	32.423	15.227
Anticipos a proveedores	1.651	1.232
Gastos a recuperar	34.889	20.420
Seguros pagados por adelantado	5.367	691
Diversos	979	4.971
Total	910.556	531.742

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	74.007	48.934
Aumentos (1)	16.066	25.073
Saldo al cierre del ejercicio	90.073	74.007
<u>Corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	-	482
Disminuciones (1)	-	(482)
Saldo al cierre del ejercicio	-	-

(1) Imputado \$ 1.025 y \$ 909 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 15.041 y \$ 23.682 a resultados financieros en 2016 y 2015, respectivamente.

NOTA 11 - INVENTARIOS

La composición de los bienes de cambio es la siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
Petróleo y derivados	506.685	54.101
Materiales y repuestos	168.652	85.992
Total	675.337	140.093

NOTA 12 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR

La composición de los créditos por ventas es la siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corrientes</u>		
Comunes (1)	63.839	-
Total	63.839	-
<u>Corrientes</u>		
Comunes	511.541	795.687
Menos: Previsión para créditos incobrables	(30.712)	(4.607)
Total	480.829	791.080

(1) Ver nota 4.1.2.

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

	31.12.2016	31.12.2015
Saldo al inicio del ejercicio	4.607	2.726
Aumentos (Nota 24 f))	26.105	1.881
Saldo al cierre del ejercicio	30.712	4.607

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 existen saldos por cobrar comerciales que se encuentran vencidos pero no previsionados por \$ 180.042 y \$ 37.654 respectivamente. La anticuación de los mencionados saldos es la siguiente:

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
De 0 a 3 meses (1)	175.580	37.634
De 3 a 6 meses	68.301	20
Total	<u>243.881</u>	<u>37.654</u>

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 511.541 y \$ 795.687 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:

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	175.580	37.634
De 3 a 6 meses	4.462	20
De 6 a 9 meses	4.123	471
De 9 a 12 meses	7.645	158
Más de un año	18.943	3.977
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	300.788	753.427
Total	<u>511.541</u>	<u>795.687</u>

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

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Peso argentino	186.085	29.670
Dólar estadounidense	325.456	766.017
Total	<u>511.541</u>	<u>795.687</u>

NOTA 13 - OTRAS INVERSIONES

La composición de las otras inversiones es la siguiente:

<u>No Corrientes:</u>	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Colocaciones de fondos - Partes relacionadas (Nota 26 a))	8.392	6.362
Obligaciones negociables	1.586	1.300
Total	<u>9.978</u>	<u>7.662</u>

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Corrientes:

Partes relacionadas (Nota 26 a))	-	82.572
Plazos fijos	572.895	12.244
Títulos públicos (2)	313.244	-
Fondos comunes de inversión (1)	40.079	76.589
Total	926.218	171.405

- (1) Al 31 de diciembre de 2016, incluye 14.260 cuotas partes del fondo común de inversión "Alpha Pesos". Al 31 de diciembre de 2015, incluye 18.484 cuotas partes del fondo común de inversión "Toronto Trust Renta Fija"
- (2) Al 31 de diciembre de 2016 se componen de valor nominal 16.314.792, Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses 8% 2020 (Bonar 2020 US\$). De acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016 (ver nota 2), publicado en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2016, los subsidios devengados hasta diciembre de 2015 bajo el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas, que ascendía a \$ 242.486, y los devengados hasta la misma fecha bajo el Acuerdo de abastecimiento de Gas Propano, que ascendía a \$ 9.290, fueron abonados a los beneficiarios mediante la entrega de bonos del Estado Nacional en dólares estadounidenses (Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses 8%, 2020, Bonar 2020 US\$).

NOTA 14 - EFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LIQUIDOS EQUIVALENTES

	31.12.2016	31.12.2015
Caja y fondos fijos	218	342
Bancos	1.261.557	112.072
Total	1.261.775	112.414

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

	31.12.2016	31.12.2015
Efectivo y equivalente de efectivo	1.261.775	112.414
Fondos comunes de inversión	40.079	76.589
Plazos fijos (menos de 3 meses)	572.895	12.244
Descubiertos bancarios	(1.564)	(1.725)
Total	1.873.185	199.522

NOTA 15 - CAPITAL SOCIAL Y APORTES IRREVOCABLES

Capital Social

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

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

Aportes irrevocables

Con fecha 2 de octubre de 2014, se recibió una carta del accionista Latin Exploration S.L. en la que informó al Directorio de CGC que había efectuado un aporte de fondos en las cuentas bancarias de la sociedad en

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

concepto de aportes irrevocables por un monto en US\$ de 11.741.921, que convertidos al tipo de cambio comprador del Banco Nación Argentina del 2 de octubre de 2014 representaban pesos 97.986.331. Con fecha 10 de marzo de 2015, el Directorio de la Sociedad aprobó el aporte.

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

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

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

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

Tal como se indica en la nota 21 a) y 21.b) a los presentes estados financieros, Sociedad Comercial del Plata S.A. y Latin Exploration S.L.U., suscribieron un contrato de prenda de acciones, en virtud del cual se constituyó en favor de los prestamistas un derecho real de prenda en primer grado de privilegio respecto de acciones representativas del 51% del capital social y los votos de la Compañía, en forma proporcional a la participación de cada accionista. Con fecha 8 de noviembre de 2016 se ha modificado el alcance de la prenda de acciones al 14% del capital social y los votos y con fecha 3 de febrero de 2017, al cancelar totalmente el préstamo sindicado en dólares suscripto con fecha 5 de octubre de 2016, el contrato de prenda de acciones ha quedado sin efecto.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el capital asciende a \$ 399.138, encontrándose totalmente suscripto, integrado e inscripto.

NOTA 16 - RESERVAS

	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Otros (2)	Total Reservas
Saldos al 31 de diciembre de 2014	14.000	777.283	-	791.283
Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 17 de abril de 2015 (aumento de reserva facultativa):	-	113.040	-	113.040
Efecto por compra Unitec Energy S.A.	-	-	(132.789)	(132.789)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	14.000	890.323	(132.789)	771.534
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 31 de marzo de 2016 (asignación de resultados):	3.491	66.325	-	69.816
Saldos al 31 de diciembre de 2016	17.491	956.648	(132.789)	841.350

Véase nuestro informe de fecha 9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (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) Ver nota 3.2.2. (1)

NOTA 17 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2014		123.915
Asamblea Ordinaria y Extraordinaria del 17 de abril de 2015 (aumento de reserva facultativa)		(113.040)
Resultado del ejercicio		58.941
Saldos al 31 de diciembre de 2015	69.816	69.816
Asamblea General Ordinaria del 31 de marzo de 2016 (asignación de resultados)	(69.816)	
Resultado del ejercicio	(231.091)	
Saldos al 31 de diciembre de 2016	(231.091)	

NOTA 18 - PREVISIONES

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

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

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

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

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

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	14.581	12.941
(Disminuciones) Aumentos (1)	(3.533)	1.640
Saldo al cierre del período	11.048	14.581

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	31.12.2016	31.12.2015
<u>Corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	-	-
Aumentos (1)	31.324	-
Saldo al cierre del período	31.324	-

(1) Imputado \$ 27.908 y \$ 1.929 a otros ingresos y egresos operativos en 2016 y 2015, y \$ (117) y \$ (289) en 2016 y 2015 a resultados financieros.

NOTA 19 - PROVISIONES

El detalle de las provisiones es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	15.371	16.337
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	640.530	509.534
Diversos	2.755	2.755
Total	658.656	528.626
<u>Corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	1.345	1.958
Honorarios sindicatura concursal	2.127	1.738
Provisión remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	-	1.922
Diversos	6.960	5.704
Total	10.432	11.322

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

	Desbalanceo de gas		Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al inicio del ejercicio	16.337	1.958	509.534	1.922	525.871	3.880
Aumentos con cargos a Activos (1)	-		160.134	-	160.134	-
Aplicaciones con cargos a resultados (2)	(1.361)	(613)	-	-	(1.361)	(613)
Valor actual/diferencias de cambios (3)	395		(28.756)	-	(28.361)	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	-	(2.304)	-	(2.304)
Reclasificaciones	-	-	(382)	382	(382)	382
Saldos al cierre del ejercicio	15.371	1.345	640.530	-	655.901	1.345

- (1) Imputado \$ 160.134 a Propiedad, planta y equipo.
(2) Imputado \$ (1.974) a costos de ventas.
(3) Imputado \$ (28.361) a costos financieros.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 20 - DEUDAS FISCALES

El detalle de las deudas fiscales es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corrientes:</u>		
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	46.335	55.733
Plan de pagos Ley N ° 26.476	1.814	2.753
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	4.427	4.868
Total	52.576	63.354
<u>Corrientes:</u>		
Provisión impuesto ingresos brutos	2.570	5.767
Otros impuestos	375	321
Retenciones y percepciones impositivas	22.885	5.631
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	9.397	8.000
Plan de pagos Ley N ° 26.476	939	827
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	441	376
Diversos	120	177
Total	36.727	21.099

NOTA 21 - DEUDAS FINANCIERAS

La composición de las deudas financieras es la siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>No corrientes:</u>		
Préstamos bancarios	-	662.026
Obligaciones negociables	4.910.686	1.694.205
Total	4.910.686	2.356.231
<u>Corrientes:</u>		
Descubiertos bancarios	1.564	1.725
Préstamos bancarios	560.462	323.048
Obligaciones negociables	637.705	948
Total	1.199.731	325.721

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Apertura	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2015	Tasa de interés anual	Fecha Vencimiento	Moneda/especie
Deuda Financiera					
<u>NO CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado bancos (nota 21.a)	-	659.804	Badlar privados corregida + 5,90%	2016-2019	Pesos
Banco Macro S.A.	-	2.222	15,25%	2015 -2017	Pesos
Subtotal	-	662.026			
Obligaciones negociables - (nota 21.c y 21.d)					
Obligaciones negociables – clase 2	142.051	270.234	0,00%	2019	Dólar
Obligaciones negociables – clase 4	-	520.892	4,75%	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 6	-	411.991	5,00 %	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 7	-	387.836	1,50%	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 8	68.246	103.252	Badlar privados + 4,5%	2018	Pesos
Obligaciones negociables – clase A	4.700.389	-	9,50 %	2021	Dólar
Subtotal	4.910.686	1.694.205			
Total No Corriente	4.910.686	2.356.231			
<u>CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado (nota 21.a)	-	293.210	Badlar privados corregida + 5,90%	2016-2019	Pesos
Sindicado (nota 21.b)	558.217	-	4,50%	2017	Dólar
Adelantos en cuenta corriente	1.564	1.725	23,00%	2016	Pesos
Banco Macro S.A.	2.245	6.759	15,25%	2015 -2017	Pesos
Banco Provincia de Buenos Aires	-	9.672	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Citibank S.A.	-	6.731	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Ciudad de Buenos Aires	-	6.676	15,25%	2015 -2016	Pesos
Subtotal	562.026	324.773			
Obligaciones negociables- (nota 21.c y 21.d)					
Obligaciones negociables – clase 4	245.835	-	4,75%	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 6	293.239	-	5,00 %	2017	Dólar
Obligaciones negociables – clase 7	47.066	-	1,50%	2017	Dólar
Intereses devengados a pagar	51.565	948		2017	Dólar
Subtotal	637.705	948			
Total Corriente	1.199.731	325.721			
TOTAL	6.110.417	2.681.952			

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

El movimiento de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se expone a continuación:

	31.12.2016	31.12.2015
Saldo inicial	2.681.952	107.483
Descubiertos bancarios netos	(160)	(41.647)
Intereses devengados	546.293	271.231
Efecto por variación de tipo de cambio	630.419	459.207
Préstamos recibidos	6.772.079	2.319.188
Pagos de capital	(3.989.808)	(131.822)
Pagos de intereses	(530.358)	(301.688)
Saldo final	6.110.417	2.681.952

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

La compra de los activos de Petrobras, informada en la nota 28 d) de los presentes estados financieros, fue financiada, mediante la suscripción de un contrato de préstamo sindicado en pesos, con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. (“ICBC”), como agente administrativo, en marzo de 2015, por la suma de \$ 825,0 millones (el préstamo sindicado en pesos), ampliado en abril de 2015 a \$ 1.075,0 millones, a tasa badlar corregida más un margen, con intereses y amortizaciones trimestrales a partir del mes de junio de 2015. El vencimiento del saldo final estaba previsto para el mes de junio de 2019.

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

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

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

El contrato de préstamo establecía ciertas garantías y compromisos a ser cumplidos por la Sociedad durante la vigencia del mismo, entre los que se encontraban el cumplimiento de (i) ciertos ratios financieros específicos, (ii) limitar el capital total de su Endeudamiento Senior y (iii) limitar sus inversiones en Bienes de Capital. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, la Sociedad obtuvo una dispensa en el cumplimiento de alguno de los compromisos asumidos basado en ciertos cambios en las premisas del negocio de la Compañía que ocurrieron luego de la adquisición de los activos de Petrobras.

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

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

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

El capital adeudado por el Préstamo Sindicado en Dólares al 31 de diciembre de 2016 asciende a US\$ 35,0 millones y devenga una tasa de interés fija del 4,5 % nominal anual. El vencimiento del saldo final estaba previsto para el 3 de febrero de 2017, el cual se encuentra totalmente cancelado a la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

El contrato de préstamo establecía ciertas obligaciones y compromisos a ser cumplidos por la Sociedad durante la vigencia del mismo, entre los que se encontraban: i) los cumplimientos de ciertos ratios, ii) el derecho real de prenda en primer grado de privilegio sobre las acciones de la Compañía a ser otorgada por los accionistas de la Compañía (Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A.) equivalente al 14% de su capital social y votos.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

21.c) Programa Local para la emisión de Obligaciones Negociables

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

Las Obligaciones Negociables fueron emitidas y colocadas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias, la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y sus modificatorias y reglamentarias y las normas de la CNV, según texto ordenado por la Resolución General N° 622/13.

La forma en la cual se emite cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se determina en el Suplemento de Precio correspondiente, sujeto a la legislación aplicable.

Durante el ejercicio 2015 CGC emitió las siguientes Obligaciones Negociables:

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

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

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

Con fecha 7 de marzo de 2017 se ha efectuado el rescate total de las obligaciones negociables emitidas bajo el programa local, ver nota 32 a los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

21.d) Programas Internacional para la emisión de Obligaciones Negociables

Los Directores y Accionistas de CGC aprobaron con fecha 1° de febrero de 2016, la creación de un nuevo programa de emisión de Obligaciones Negociables por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 300 millones destinado a la emisión de Obligaciones Negociables en mercados de valores locales y del exterior. Con fecha 21 de abril de 2016 la Comisión Nacional de Valores autorizó la creación de dicho programa.

Con fecha 7 de noviembre de 2016 se emitieron y liquidaron Obligaciones Negociables Clase “A” a tasa fija del 9,5% nominal anual por valor de US\$ 300 millones, bajo el Programa de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 300 millones aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 1 de febrero de 2016 y autorizada por la CNV mediante su Resolución N° 18.026 del 21 de abril de 2016. La amortización y vencimiento de capital será en un solo pago a los cinco años contados desde la emisión, es decir con fecha 7 de noviembre de 2021. Los intereses se pagarán en forma semestral, con fecha 7 de mayo y 7 de noviembre. La primera fecha de pago de intereses será el 7 de mayo de 2017. El costo de emisión de esta deuda fue de \$ 86.447.

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

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

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

NOTA 22 - OTRAS DEUDAS

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
<u>No Corrientes:</u>		
Diversos	-	208
Total	-	208
<u>Corrientes:</u>		
Regalías de petróleo y gas	34.460	35.378
Diversos (1)	62.625	416
Total	97.085	35.794

(1) Incluye 62.417 por saldo a cancelar correspondiente al Acuerdo de prórroga de concesiones hidrocarburíferas (Nota 28 a) (4)).

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 23 - DEUDAS COMERCIALES

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
<u>No corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	79.450	-
Total	79.450	-
<u>Corrientes:</u>		
Proveedores comunes (1)	343.882	250.911
Proveedores comunes de UTEs	25.260	15.165
Partes relacionadas (Nota 26 a))	38.453	-
Facturas a recibir	185.771	303.901
Total	593.366	569.977

- (1) Al 31 de diciembre de 2016 han quedado 7 millones de US\$ pendientes de cancelación por el acuerdo de adquisición de una planta de compresión de gas en Campo Boleadoras, provincia de Santa Cruz. Dicho saldo se expone \$ 79.450 en proveedores comunes no corrientes y \$ 31.780 en proveedores comunes corrientes.

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

a) Ingresos netos

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Entregas de crudo	1.567.478	1.647.792
Entregas de gas	881.520	406.008
Otros	215.443	105.754
Subvenciones del Gobierno	801.177	368.260
Reembolsos a las exportaciones	10.312	-
Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos	(806)	(1.017)
Total	3.475.124	2.526.797

b) Costo de ventas

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Existencias al inicio	140.093	63.707
Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A. (nota 28.d)	-	132.733
Compras	82.692	17.944
Gastos imputables al costo de ventas (1)	3.084.159	1.901.264
Existencias al cierre (Nota 11)	(675.337)	(140.093)
Costo de ventas	2.631.607	1.975.555

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(1) Gastos imputables al costo de ventas

	31.12.2016	31.12.2015
Honorarios y retribuciones por servicios	5.725	7.447
Servicios contratados	1.170.822	766.009
Sueldos y jornales y cargas sociales	133.026	66.238
Otros gastos de personal	16.753	11.342
Depreciación propiedad, planta y equipos	776.221	401.827
Impuestos, tasas y contribuciones	20.949	14.255
Combustibles, gas y energía eléctrica	47.094	30.241
Seguros generales	34.912	21.059
Repuestos y reparaciones	203.676	113.750
Gastos de mantenimiento de pozos	79.648	107.562
Gastos de oficina	33.514	16.871
Movilidad y viáticos	3.933	1.982
Regalías, canon y servidumbre	470.491	301.519
Desbalanceo de gas	(1.974)	(2.191)
Control ambiental	89.218	42.672
Otros	151	681
Total	3.084.159	1.901.264

c) Gastos de comercialización

	31.12.2016	31.12.2015
Impuesto sobre los ingresos brutos	70.700	59.809
Total	70.700	59.809

d) Gastos de administración

	31.12.2016	31.12.2015
Honorarios y retribuciones por servicios	66.072	61.718
Sueldos y jornales y cargas sociales	91.896	83.091
Otros gastos de personal	5.464	2.899
Depreciación propiedad, planta y equipos	7.205	4.175
Impuestos, tasas y contribuciones	30.211	27.051
Seguros generales	1.433	1.119
Repuestos y reparaciones	10.602	3.963
Gastos de oficina	7.727	4.787
Movilidad y viáticos	6.974	5.650
Comunicaciones	2.757	1.676
Otros	5.826	4.190
Total	236.167	200.319

e) Gastos de exploración

	31.12.2016	31.12.2015
Gastos geológicos y geofísicos	-	185
Pozos y estudios no exitosos	-	55.792
Total	-	55.977

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

f) Otros ingresos y egresos operativos

	31.12.2016	31.12.2015
Honorarios por servicios prestados	25.108	15.669
Servicios contratados	(25.730)	(39.176)
Cargo por deterioro activos no financieros (Nota 8)	(28.997)	(28.400)
Incentivos programa petróleo plus	-	937
Cargo por previsión para otros créditos (Nota 10)	(1.025)	(909)
Cargo por previsión para cuentas comerciales por cobrar (Nota 12)	(26.105)	(1.881)
Cargo por previsión para juicios y contingencias(Nota 18)	(27.908)	(1.929)
Gastos relacionados con el concurso	(92)	(92)
Impuesto a los ingresos brutos	(12.691)	(5.152)
Diversos	(2.965)	10.418
Resultado por remediación a valor razonable de participación de CGC previa a la combinación de negocios – (Nota 28 d)	-	462.139
Total	(100.405)	411.624

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

<u>Compañía Asociada</u>	31.12.2016	31.12.2015
Gasinvest S.A.	(54.172)	(77.399)
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	32.800	2.720
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	41.596	738
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	1.339	(1.459)
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(230)	(161)
Petronado S.A. (Venezuela)	-	(69.954)
Total	21.333	(145.515)

h) Resultados financieros

	31.12.2016	31.12.2015
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	18.161	6.325
Resultado por medición a valor razonable de instrumentos financieros	68.343	64.073
Diferencias de cambio	211.065	80.442
Total	297.569	150.840
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(545.073)	(283.727)
Diferencias de cambio	(515.019)	(448.745)
Otros egresos financieros	(49.096)	(1.391)
Total	(1.109.188)	(733.863)

i) Resultado por combinación de negocios

Resultado por combinación de negocios – Adquisición de negocio de Petrobras Argentina S.A. (Nota 28 d)	-	195.413
Total	-	195.413

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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.

	31.12.2016	31.12.2015
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	(231.091)	58.941
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	399.138	399.138
Resultado por acción básico y diluido (pesos)	(0,579)	0,148

NOTA 26 - SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la Sociedad era controlada por Latin Exploration S.L.U. una compañía radicada en España. La controlante última del Grupo es Southern Cone Foundation, una fundación constituida en Liechtenstein.

En el mes de febrero de 2013 Cedikor S.A. adquirió el 100% del capital social de Latin Exploration S.L.U., empresa ésta que detentaba el 81% del capital accionario de CGC. Con motivo de dicha adquisición Cedikor S.A. otorgó a favor de Sociedad Comercial del Plata S.A. (SCP) una opción de compra irrevocable, incondicional y exclusiva por hasta un 11% de las acciones de CGC, teniendo SCP el plazo de un año para ejercerla. Dicha opción fue ejercida por SCP en diciembre de 2013. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 LE posee el 70% de las acciones y derechos de voto de CGC y SCP el 30% restante (ver nota 15 de los presentes estados financieros).

a) A continuación se detallan los saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	31.12.2016	31.12.2015
<u>Otras inversiones</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	8.392	6.362
<u>Corrientes:</u>		
Sociedad Comercial del Plata S.A. (1)	-	82.572
<u>Otros créditos</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Latin Exploration SL	20.019	15.139
Petronado S.A.	57.207	46.882
Transportadora de Gas del Norte S.A.	85.008	69.966
Total	162.234	131.987
<u>Corrientes:</u>		
Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	2.591	1.655
Transportadora de Gas del Norte S.A.	1.519	-
Petronado S.A.	9.134	5.493
Total	13.244	7.148
<u>Deudas comerciales</u>		
Corredor Americano S.A.	38.453	-

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(1) La inversión corresponde a las acciones de SCP recibidas en canje del crédito quirografario.

b) A continuación se detallan las principales operaciones con partes relacionadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Sociedad	31.12.2016		
	Venta de servicios	Intereses ganados	Servicios contratados
Sociedades asociadas			
Transportadora de Gas del Norte S.A.	3.903	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	18.709	-	-
Otras sociedades			
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	593	-
Petronado S.A.	2.401	-	-
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	208.650

Sociedad	31.12.2015			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
Sociedades asociadas				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2.511	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	10.734	-	7.151	-
Otras sociedades				
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	372	-	-
Petronado S.A.	669	-	-	-
Cedikor S.A.	-	132	-	-
Corporación América S.A.	-	322	-	-
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	4.248

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

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:

	31.12.2016	31.12.2015
Impuesto a las ganancias del período		
Impuesto corriente - (Pérdida) Ganancia	(7)	36.716
Impuesto diferido - Ganancia (Pérdida)	121.829	(92.828)
Total impuesto a las ganancias	121.822	(56.112)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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

	31.12.2016	31.12.2015
Activo por impuesto diferido		
Propiedad, planta y equipo	60.801	59.381
Previsión para deterioro de activos no financieros	10.964	622
Provisión para juicios	3.867	5.103
Provisión para abandono de pozos	223.258	175.706
Previsión para deudores incobrables	40.502	26.100
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	387	9.219
Quebrantos impositivos	150.604	105.262
Otros	7.006	5.103
Total activo por impuesto diferido	497.389	386.496
Pasivo por impuesto diferido		
Propiedad, planta y equipo	(313.901)	(300.914)
Otros	(45.206)	(46.695)
Desvalorización activos financieros	(28)	(22.462)
Total pasivo por impuesto diferido	(359.135)	(370.071)
Total activo neto por impuesto diferido	138.254	16.425
	31.12.2016	31.12.2015
Clasificación de impuesto diferido		
Activo por impuesto diferido		
Activo por impuesto diferido (Unitec Energy S.A.)	53.844	53.683
Activo por impuesto diferido (CGC)	84.410	
Total del Activo diferido consolidado	138.254	53.683
Pasivo por impuesto diferido		
Pasivo por impuesto diferido (CGC)	-	37.258
Total del Pasivo diferido consolidado	-	37.258

Activo diferido neto:	Inicio	Movimientos del ejercicio	Cierre
Previsión para deterioro de activos no financieros	622	10.342	10.964
Desvalorización activos financieros	(22.462)	22.434	(28)
Provisión para juicios	5.103	(1.236)	3.867
Provisión para abandono de pozos	175.706	47.552	223.258
Provisión para deudores incobrables	26.100	14.402	40.502
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	9.219	(8.832)	387
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(241.533)	(11.567)	(253.100)
Quebrantos impositivos (*)	105.262	45.342	150.604
Otros	(41.592)	3.392	(38.200)
Total	16.425	121.829	138.254

(*) 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.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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:

	31.12.2016	31.12.2015
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(354.041)	113.636
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado del ejercicio	35%	35%
Subtotal	123.914	(39.773)
Efecto de las diferencias permanentes y provisiones	(2.092)	(16.339)
Total por impuesto a las ganancias	121.822	(56.112)

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 2016 y 2015, se han utilizado los estados financieros e informes de gestión de los negocios conjuntos a dichas fechas.

a) A continuación se detallan las áreas y negocios conjuntos en las cuales CGC ha participado durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 (adicionalmente ver Nota 29).

Cuenca	Area	% de participación	Operador	Duración Hasta	Actividad
Argentina					
Noroeste	Aguaragüe	5,00	Tecpetrol S.A.	2027	Exploración y explotación
	Palmar Largo	17,85	High Luck	2017	Explotación
Austral	Santa Cruz I	100,00 (1 y 4)	CGC	2023/35	Exploración y explotación
	Santa Cruz I Oeste	100,00 (1)	CGC	2033	Explotación
	Santa Cruz II	100,00 (1 y 4)	CGC	2027/33	Explotación
	Glencross	87,00 (1)	CGC	2033	Explotación
	Estancia Chiripa	87,00 (1)	CGC	2033	Explotación
	CA2-Laguna de los Capones	100,00 (4)	CGC	2026	Exploración y explotación
	Piedrabuena	100,00 (2 y 3)	Unitec Energy S.A.	29 g)	Exploración
	Mata Amarilla	100,00 (2 y 3)	Unitec Energy S.A.	29 g)	Exploración
Neuquina	Angostura	100,00	CGC	29 c)	Exploración
	CNQ6-El Sauce	50,00	Central International LLC. Suc. Argentina	2025	Exploración y explotación
Golfo San Jorge	Sarmiento	100,00 (2)	Unitec Energy S.A.	2017	Producción
Venezuela	Campo Onado	26,004	Petronado S.A.	2026	Explotación
Guatemala	A-9-96	100,00	CGC	29 f)	Exploración

(1) Ver el detalle de la adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A. con efecto a partir del 1° de abril de 2015 en el acápite d) de esta nota.

(2) Áreas consolidadas en la combinación de negocios de Unitec Energy S.A. (nota 3.2.2 (1))

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (3) Mediante decreto N° 2439 del 2 de diciembre de 2015 se establece la finalización del 1° período exploratorio en las áreas Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto y tramitar su reversión total.
- (4) Con fecha 27 de junio de 2016 se celebró un acuerdo de prórroga con el Instituto de Energía de Santa Cruz por la primer extensión por 10 años del plazo de las Concesiones Santa Cruz I Fracción A, B, C y D, Santa Cruz II Fracción A y B y Laguna de los Capones. Dicho acuerdo fue ratificado con fecha 5 de julio de 2016 por Decreto del Poder Ejecutivo Provincial y mediante el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz mediante Ley N° 3.500, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz con fecha 22 de noviembre de 2016.

- b) A continuación se exponen los importes de los estados de situación financiera consolidados totales relacionados con las participaciones de la Sociedad en las operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los estados de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Activo No Corriente	71.744	85.724
Activo Corriente	2.557	3.164
Total Activo	74.301	88.888
Pasivo No Corriente	35.271	29.266
Pasivo Corriente	25.537	15.333
Total Pasivo	60.808	44.599
	<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2015</u>
Pérdida operativa (*)	96.453	197.727
Pérdida neta (*)	105.104	260.448

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

- c) Compromisos de inversión: al 31 de diciembre de 2016, la participación de la Sociedad en los compromisos mínimos de estas áreas ascendía aproximadamente a US\$ 21,4 millones, de los cuales US\$ 16,5 millones corresponden al área Angostura.
- d) Combinación de Negocios - Adquisición del negocio de Petrobras Argentina S.A. ("PESA") con efecto a partir del 1° de abril de 2015

- Nombre y descripción del negocio adquirido, fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición:

Con fecha 30 de marzo de 2015, PESA aceptó la oferta remitida por la Sociedad para la compra, con efectos a partir del 1° de abril de 2015 de los siguientes derechos y obligaciones:

- a) Su participación en las concesiones de explotación sobre Santa Cruz I – Fracción A, Santa Cruz I – Fracción B, Santa Cruz I – Fracción C, Santa Cruz I – Fracción D, Santa Cruz II – Fracción A, Santa Cruz II – Fracción B, An –Aike, Bajada Fortaleza, Barda Las Vegas, Campo Boleadoras, Campo Indio, La Porfiada, Laguna del Oro, María Inés, María Inés Oeste, Puesto Peter, Cañadón Deus, Dos Hermanos, El Cerrito, La Paz, Estancia Chiripá, Glencross, Estancia Agua fresca, El Campamento, El Cerrito Oeste y Puesto Oliverio;
- b) Sus concesiones de transporte (sobre gasoducto y oleoductos), instalaciones y otros activos relacionados en la Terminal Marítima de Punta Loyola;

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

c) La participación de PESA en las UTEs Santa Cruz I (71%), Santa Cruz I Oeste (50%), Glencross (87%) y Estancia Chiripá (87%). Compañía General de Combustibles S.A. es titular de la participación restante en las UTEs Santa Cruz I (29%) y Santa Cruz I Oeste (50%) y Fomento Minero de Santa Cruz S.E. es titular de la participación restante en las Utes Glencross (13%) y Estancia Chiripá (13%); y

d) La copropiedad del 29% sobre Puerto Punta Loyola

La adquisición detallada resulta estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de aproximadamente 11.500 km², tienen plazo de vigencia que varía entre 2017 y 2037, están ubicadas en la Provincia de Santa Cruz y cuentan con una producción de aproximadamente 15.000 barriles de petróleo equivalente por día a la participación de PESA.

- Valor razonable de la contraprestación transferida y valor razonable de los principales activos objetos de la adquisición

El precio acordado por la operación fue de US\$ 101.000.000 menos el capital de trabajo existente en las UTEs Santa Cruz I, Santa Cruz I Oeste al 31 de marzo de 2015, a la participación de PESA. En función de dicho cálculo, el monto desembolsado ascendió a \$ 728.393.941, correspondiente al precio neto de conceptos de impuesto al valor agregado, percepciones de ingresos brutos y retenciones de ganancias. La compra fue financiada mediante la suscripción del préstamo sindicado mencionado en la Nota 21.a).

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos a la fecha de la adquisición, los cuales han sido incorporados en los estados financieros de CGC a partir de la toma de control, el 1° de abril de 2015:

	En miles de pesos
Valor razonable de la contraprestación transferida	728.393
Valor razonable de la participación sobre el negocio adquirido, previo a la combinación de negocios	656.584
Consideración Total	1.384.977
Valor razonable de los principales activos y pasivos objetos de la adquisición	
Propiedad, planta y equipo, incluyendo propiedad minera	2.100.873
Otros créditos no corrientes	1.727
Inventarios	162.394
Otros créditos corrientes	12.713
Cuentas comerciales por cobrar	10.177
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	78
Previsiones no corrientes	(775)
Otras deudas no corrientes	(342.420)
Pasivo por impuesto diferido	(68.395)
Deudas fiscales corrientes	(3.172)
Deudas comerciales corrientes	(292.810)
Subtotal	1.580.390
Resultado por el efecto de la combinación de Negocio	(195.413)
Consideración Total	1.384.977

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Al 31 de diciembre de 2015, los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida surgieron de evaluaciones que fueron consideradas finales en los estados financieros de cierre de ejercicio. De acuerdo al método de adquisición el costo de adquisición fue alocado a los activos y pasivos adquiridos basados en los valores razonables a la fecha de adquisición. Los valores razonables fueron determinados principalmente en función a los valores de reposición y considerando la vida útil restante de los activos a la fecha de adquisición y en el caso de la propiedad minera se estimó el valor razonable considerando los valores presentes a la fecha de adquisición de los flujos de fondos esperados en función a las reservas de las áreas adquiridas.

Los costos relacionados a la adquisición han sido no significativos y fueron imputados a la línea de gastos de administración del resultado del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

La ganancia por el efecto de la combinación de negocios ascendió a \$ 195.413 y ha sido registrado en la línea de “resultado por combinación de negocio” del estado de resultados integral de CGC por el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015 y corresponde al exceso del valor razonable de los principales activos y pasivos objetos de la adquisición y la consideración total que incluye el Valor razonable de la contraprestación transferida (monto desembolsado) y el Valor razonable de la participación sobre el negocio adquirido, previo a la combinación de negocios. La sociedad entiende que luego de las valuaciones realizadas con perfiles de inversión diferentes al vendedor, ha adquirido activos con reservas (probadas, probables) a precio conveniente. Esto es debido a la decisión estratégica del vendedor de reenfocar sus esfuerzos de inversión en otros Activos exploratorios y de producción fuera de la Cuenca Austral y dentro de Argentina.

Como consecuencia de la revaluación a valores razonables de la participación de CGC, previa a la combinación de negocios, se generó una ganancia de \$ 462.139 que ha sido registrada en la línea de “otros ingresos y egresos, operativos” del estado de resultado integral de CGC por el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015.

NOTA 29 - SITUACION DE AREAS DE PETROLEO Y GAS

a) Aguarague

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

b) Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste

Tal como se indica en la nota 28 (d), con fecha 31 de marzo de 2015, el Directorio de la Sociedad aprobó la compra a PESA de su participación en las UTEs Santa Cruz I (71%) y Santa Cruz I Oeste (50%).

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Cruz II Fracción A”, “Santa Cruz II Fracción B”, que conforman la UTE SCII y (iv) “Estancia Chiripá”, “Glencross”, “La Menor” (en reversión), y “Ea. Librún” (en reversión), todas ellas ubicadas en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz.

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

c) Angostura

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

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

En octubre de 2012, CGC declaró la comercialidad del Lote de Explotación “Alto Las Hormigas” y solicitó la correspondiente Concesión de Explotación en los términos del artículo 27 y ss. de la Ley 17.319 y el contrato emergente del Concurso 01/07. El 12 de noviembre de 2012, la Secretaria de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro mediante Nota N° 387/2012 SH informó que dio inicio a las gestiones para el otorgamiento de la Concesión de Explotación sobre el Lote “Alto Las Hormigas”. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Provincia no se ha pronunciado al respecto.

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Actualmente CGC se encuentra negociando posibles asociaciones con empresas públicas y privadas para desarrollar el área.

Al 31 de diciembre de 2016 CGC mantiene activados en el rubro Propiedad, Planta y Equipos \$ 107,6 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.

Tal como se menciona en los párrafos anteriores, el permiso de exploración de dicha área, se encuentra vencido. Si bien la Sociedad ha solicitado ante el Ministerio de Producción de la Provincia de Río Negro (la “autoridad de contralor”) diversas alternativas tendientes a poder continuar con sus planes de exploración, a saber: (i) suspensión de los plazos del permiso exploratorio por cuestiones de fuerza mayor, (ii) extensión de los plazos exploratorios y (iii) la reconversión de un lote del área en una concesión de explotación. A la fecha de los presentes estados financieros, la autoridad de contralor no se ha expedido al respecto. En consecuencia, la capacidad de la Sociedad para llevar adelante sus planes de inversión futuros a los efectos de poder concluir respecto de la recuperabilidad de la inversión registrada en el rubro la Propiedad, Planta y Equipos, está sujeta a la resolución favorable de parte de la autoridad de contralor a las solicitudes realizadas por la Sociedad. No obstante ello, la Sociedad se mantiene al día en el pago de sus obligaciones en el área, que incluyen cánones, servidumbres y regalías.

d) El Sauce

Con fecha 29 de marzo de 2012 se firmó con la compañía Central Internacional Corporation Sucursal Argentina (CIC) un acuerdo de Farm In por el cual CGC adquiere el 50% de los derechos y obligaciones de la concesión de explotación sobre el área CNQ 6 - “El Sauce”, ubicada en la Provincia de Neuquén a cambio de la realización, a su exclusivo costo, de ciertos trabajos de sísmica y perforación de pozos en dicha área y pago en efectivo. El contrato de UTE se celebró el 29 de marzo de 2012.

El 6 de mayo de 2014, CGC notificó a CIC el cumplimiento de los compromisos asumidos en el acuerdo de Farm In, lo cual no fue observado, razón por lo cual no existe a la fecha compromisos pendientes de cumplimiento.

Al 31 de diciembre de 2016, considerando lo mencionado en nota 3.2.5.IV), se ha provisionado totalmente el valor de la inversión.

e) Campo Onado (Venezuela)

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

f) Area A-9-96 (Guatemala)

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

g) Áreas de exploración – Piedrabuena y Mata Amarilla

Al 31 de diciembre de 2016 UNITEC es el único titular de los contratos sobre los permisos de exploración y eventuales concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas hidrocarburíferas Piedrabuena y Mata Amarilla, ubicadas en la Provincia de Santa Cruz.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, UNITEC mantiene activado en el rubro propiedad, planta y equipos, \$ 43.060.928, que corresponde a las inversiones de exploración y evaluación. Las inversiones mencionadas no han sido suficientes para confirmar la existencia de Hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

h) Sarmiento

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

Al 31 de diciembre de 2016, considerando lo mencionado en nota 3.2.5.IV), se ha provisionado totalmente el valor de la inversión.

NOTA 30 - SITUACION DE LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS Y OTRAS SOCIEDADES

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

Sociedad	Ref.	% de participación	
		31.12.2016	31.12.2015
<u>Asociadas</u>			
Gasinvest S.A.	(1) (4) (6)	40,8574	27,2383
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.		39,9999	39,9999
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)		39,9999	39,9999
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)		50,0000	50,0000
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(3) (4)	0,0465	0,0310
<u>Otras sociedades</u>			
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	(2) (6)	10,8988	10,8988
Petronado S.A. (Venezuela)	(5)	26,0040	26,0040

- (1) Controlante de Transportadora de Gas de Norte S.A. con el 56,3538 %.
- (2) Los estados financieros de Transportadora Gas del Mercosur S.A. (TGM) indican que como consecuencia de la crisis energética que afecta al país y los problemas relacionados con el desabastecimiento interno en el mercado del gas, el Gobierno Nacional emitió un conjunto de medidas tendientes a restringir y limitar las exportaciones de gas. En este contexto, por dificultades en la disponibilidad de gas natural que afectan al único usuario de la capacidad de transporte del gasoducto de la Sociedad, la central térmica brasileña AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (“AES U”), se han generado disputas contractuales entre la Sociedad y su único cliente YPF S.A. (“YPF”). Si bien TGM facturaba un cargo fijo mensual en dólares por servicio de transporte firme en condiciones “take or pay” en concepto de reserva de capacidad, YPF ha rechazado y no ha pagado los cargos de transporte firme desde septiembre 2008 en adelante. Fundada en esta circunstancia, el 15 de abril de 2009 TGM ha declarado resuelto el contrato de transporte con YPF y actualmente las disputas se encuentran en un proceso de arbitraje internacional. El 26 de junio de 2013, el Tribunal Arbitral, por mayoría, resolvió hacer lugar a las pretensiones de TGM contra YPF, tanto respecto a las facturas adeudadas bajo el contrato de transporte firme de gas natural que vinculara a ambas firmas y el Acta Acuerdo oportunamente firmada entre TGM e YPF como así también las pretensiones de daños y perjuicios derivados de la resolución de ambos acuerdos. Luego de resueltas algunas cuestiones de competencia relacionadas con recurso de nulidad interpuesto por YPF, el Tribunal dio inicio a la segunda etapa del arbitraje el 17 de diciembre de 2013, que tendrá por objetivo la determinación de los daños derivados del laudo parcial sobre la responsabilidad antes referido. En enero de 2014 TGM presentó ante el Tribunal Arbitral la demanda por daños que asciende a US\$ 362,6 millones, la cual fue contestada por YPF en abril de 2014. Sin embargo, YPF planteó la nulidad del laudo inicial, planteo que al ser rechazado en lo formal por el Tribunal Arbitral, dio lugar a la queja que YPF interpuso inicialmente ante la justicia nacional en lo comercial, y que actualmente tramita en el fuero en lo contencioso-administrativo federal. Basada en la opinión de sus asesores legales, la Sociedad considera que la justicia argentina es incompetente para entender en cualquier cuestión vinculada al laudo inicial, debido a que la sede del arbitraje (Montevideo) determina la jurisdicción exclusiva de la justicia uruguaya. No obstante, YPF obtuvo un pronunciamiento de un tribunal argentino que asumió la jurisdicción sobre el caso y ordenó la suspensión cautelar del proceso arbitral. Dicho pronunciamiento fue recurrido por TGM por vía de queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, que fue desestimada. En septiembre de 2015 el tribunal arbitral decidió reanudar el procedimiento arbitral y llevó a cabo las audiencias de

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

interrogatorio a los testigos expertos citados por las partes. En Diciembre de 2015, el tribunal Argentino declaró, a instancias de YPF la nulidad del laudo inicial. En febrero de 2016 TGM interpuso un recurso extraordinario contra dicho fallo. Asimismo, se informa que con fecha 26 de abril de 2016, la compañía fue notificada del laudo sobre estimación de daños dictado por mayoría en arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional mediante la cual se condena a YPF a pagar a TGM la suma de US\$ 319.067.022, en concepto de capital por facturas, contribuciones irrevocables e indemnización por la resolución anticipada del contrato de transporte

La situación descripta, genera incertidumbre sobre la evolución futura de la relación contractual y el transporte de exportación que realiza la Sociedad, el cual constituye su principal fuente de ingresos.

En este marco existe incertidumbre en cuanto a la generación de un flujo de fondos futuros que permita hacer frente al repago de los pasivos, el recupero de los activos no corrientes, el desarrollo futuro de los negocios y el mantenimiento de la Sociedad como empresa en marcha. Por esto, Compañía General de Combustibles S.A. ha registrado una desvalorización de su inversión directa en Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM"), de modo que la valuación de la misma al 31 de diciembre de 2016 es cero.

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

Con la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 ("LEP") a comienzos del año 2002, y su continua renovación desde entonces, las tarifas por servicios de transporte de gas quedaron pesificadas y congeladas. Dado que la regulación posterior a la sanción de la LEP no estableció ningún mecanismo de revisión tarifario alternativo, se provocó de manera directa el quiebre de la ecuación económico-financiera de la Licencia (según se define en la Nota 1 de los estados financieros de TGN al 31 de diciembre de 2016).

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

El efecto conjunto del mencionado congelamiento tarifario y el sostenido incremento en los costos y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense ha deteriorado sustancialmente el resultado operativo de TGN, el cual es negativo desde 2011 y hasta el primer trimestre del 2016, inclusive.

TGN no ha recibido ni recibe subsidio alguno por parte del Estado Nacional.

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

El 29 de marzo de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 31/16 por la que instruyó al ENARGAS a que lleve adelante con todas las licenciatarias de transporte y distribución de gas natural el procedimiento de RTI (en un plazo no mayor a un año desde el dictado de dicha resolución), y a que efectúe una adecuación transitoria de las tarifas de los servicios de transporte y distribución de gas suficiente para cubrir sus costos, a cuenta de la futura RTI. Dicha resolución estableció que el aumento transitorio de tarifas debía vincularse a la ejecución de un plan de inversiones obligatorias, hasta cuyo cumplimiento las licenciatarias no podrán distribuir dividendos sin autorización previa del ENARGAS, y que la instancia de la audiencia pública tendría lugar en el marco de la RTI.

Asimismo, el 28 de marzo de 2016 el MINEM había dictado la Resolución N° 28/16 (conjuntamente con la Resolución N° 31/16, las "Resoluciones MINEM") aprobando nuevos precios del gas natural en los puntos de ingreso a los sistemas de transporte, incluyendo criterios de elegibilidad para que los usuarios residenciales puedan acogerse al beneficio de la "tarifa social".

El 31 de marzo de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución I/ 3723 disponiendo un aumento transitorio de las tarifas de TGN del 289,2% a partir del 1° de abril de 2016. Asimismo, el ENARGAS estableció un plan de

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

inversiones obligatorias por \$ 1.041 millones a ejecutarse en el plazo de un año, bajo apercibimiento de sanciones. En el interin, TGN no podría distribuir dividendos sin autorización previa del ENARGAS.

A partir de mayo de 2016 comenzaron a dictarse medidas cautelares por distintos juzgados de diferentes jurisdicciones, suspendiendo o limitando los aumentos transitorios de las tarifas de distribución, que incluyen el precio del gas y las tarifas de transporte, basadas en general en haberse omitido la audiencia pública previa a su entrada en vigencia.

En particular, un fallo dictado en el mes de julio por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata declaró la nulidad de las Resoluciones MINEM, por omisión de la audiencia pública previa. Este fallo provocó la ruptura de la cadena de pagos, y obligó a TGN a suspender el plan de inversiones obligatorias como así también a demorar pagos a sus proveedores.

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

El 6 de octubre de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 212/16 aprobando nuevos precios del gas natural en los puntos de ingreso a los sistemas de transporte. Asimismo, el ENARGAS dictó la Resolución I/4053 restableciendo a partir del 7 de octubre de 2016 el aumento transitorio de las tarifas de TGN del 289,2%. El ENARGAS mantuvo el plan de inversiones obligatorias por \$ 1.041 millones y la prohibición de distribuir dividendos sin su autorización previa.

La Sociedad considera que dicho plan debe ser revisado considerando el efecto adverso de las medidas judiciales mencionadas sobre la facturación del período abril-septiembre 2016, y el corrimiento de los plazos de ejecución de las obras.

Si bien la Resolución I/4053 brinda certeza con respecto a los ingresos futuros, la Sociedad mantiene controversias con cuatro distribuidoras vinculadas a la cobrabilidad del transporte prestado por TGN entre abril y el 6 de octubre de 2016, utilizado por las distribuidoras para atender a sus clientes no residenciales, toda vez que aquellas controvierten los criterios de prorrateo aplicados por TGN en base a instrucciones emitidas por el ENARGAS mediante Resolución I/3961.

Por otra parte, una medida cautelar dictada por un juzgado federal de la Provincia de Córdoba a pedido de una asociación que invoca la representación de pequeñas y medianas empresas, suspendiendo los aumentos dispuestos por las Resoluciones que rigieron desde el 1° de abril hasta el 6 de octubre de 2016 por falta de audiencia pública previa, fue posteriormente revocada por la Cámara Federal de Apelaciones de la Provincia de Córdoba al desconocerle legitimación procesal a dicha asociación.

Como resultado de la anulación judicial del aumento tarifario dispuesto a partir de abril de 2016, la Sociedad se vio afectada por el quiebre de la cadena de pagos de sus principales clientes, lo que condujo a que debiera reprogramar por primera vez en su historia los pagos a sus contratistas y proveedores, como así también a suspender parcialmente la ejecución del plan de inversiones obligatorias en curso.

El aumento tarifario implementado a lo largo del año le ha permitido a la Sociedad quebrar la serie de 21 trimestres consecutivos con resultados operativos negativos, financiar sus gastos de operación y mantenimiento, ejecutar ciertas obras y cancelar sus vencimientos financieros. Pero aún resulta necesario, a la luz de las exigencias que demanda la operación y el mantenimiento del sistema de gasoductos, que se complete el proceso de RTI a los efectos de contar con tarifas justas y razonables que cumplan el estándar de la Ley del Gas (art. 38), y que esos nuevos niveles tarifarios se mantengan en valores reales a lo largo del tiempo.

Tanto la Ley del Gas así como la LEP establecen que la tarifa debe ser suficiente para cubrir los costos de operación y proveer una rentabilidad razonable y, adicionalmente, la Licencia menciona que el Estado Nacional debe pagar a TGN una compensación en el caso de aplicar congelamientos tarifarios o controles de precios, como de hecho ocurrió desde julio de 1999.

Cabe mencionar, adicionalmente, que las pérdidas acumuladas aún no asignadas de TGN ascienden al 31 de diciembre de 2016 a \$ 386,3 millones por lo cual TGN continua alcanzada por el artículo 206 de la Ley General de

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Sociedades (ver Nota 1.3.3 de los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015). Al respecto, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de TGN celebrada el 14 de abril de 2016 resolvió monitorear la evolución de la situación patrimonial y financiera de la Sociedad durante el ejercicio en curso y diferir la aplicación del artículo 206 de la Ley General de Sociedades hasta la celebración de la Asamblea de Accionistas que tratará los presentes estados financieros de TGN.

Los estados financieros de TGN al 31 de diciembre de 2016 indican que los impactos generados por el conjunto de las medidas adoptadas hasta la fecha por el Estado Nacional sobre la situación patrimonial y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 se calcularon de acuerdo con las evaluaciones y estimaciones utilizadas por el Directorio a la fecha de emisión de los estados financieros. La marcha futura de la economía podría requerir que el Estado Nacional modifique alguna medida adoptada o emita regulaciones adicionales. Sin embargo, es importante destacar que los resultados reales futuros podrían diferir de las evaluaciones y estimaciones utilizadas a la fecha de emisión de los presentes estados financieros y que dichas diferencias podrían ser significativas. Hasta que la revisión tarifaria integral (“RTI”) no se implemente y el resultante de la misma le brinde a la Sociedad un nivel de tarifas justas y razonables, persiste aún incertidumbre en cuanto a la generación del flujo de fondos futuro que permita el repago de la deuda financiera y el normal desarrollo de los negocios de la Sociedad.

CGC ha estimado el valor recuperable de su inversión directa e indirecta en TGN cuyo valor registrado asciende a \$ 79,5 millones al 31 de diciembre de 2016. Tal como se menciona en los párrafos anteriores, la materialización de ciertas estimaciones significativas realizadas por la Sociedad a los efectos de determinar el valor recuperable de este activo, depende de hechos y acciones futuros, algunos de los cuales están fuera de su control directo y podrían, eventualmente, afectar el valor registrado de este activo. Adicionalmente, existe incertidumbre respecto de la posibilidad de que TGN pueda continuar operando como una empresa en marcha.

La participación directa e indirecta de CGC en TGN asciende al 31 de diciembre de 2016 al 23,07%.

- (4) Con fecha 10 de julio de 2014 Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional S.L.U. (en conjunto los “Compradores”) y Total Gas y Electricidad Argentina S.A. y Total GasAndes S.A. (en conjunto los “Vendedores”) celebraron un acuerdo de compraventa de acciones en relación con las tenencias accionarias que los Vendedores poseen en Transportadora Gas del Norte S.A. (“TGN”) y en su controlante GASINVEST S.A. (“GASINVEST”). Los Vendedores poseen en conjunto el 0,0309% del capital de TGN, más el 15,35% indirectamente a través de GASINVEST.

La operación referida se encontraba sujeta principalmente a la aprobación por parte del ENARGAS de la venta de las acciones de GASINVEST descritas precedentemente y de la cesión del Contrato de Asistencia Técnica. Al cumplirse durante el mes de febrero de 2016 las condiciones a las que estaban sujetas las compraventas y una vez abonado el precio de compra que ascendió a \$ 78.608 y la efectiva transferencia de las acciones con fecha 3 de marzo de 2016, la participación de CGC en TGN y GASINVEST ascendió al 0,0465% y 40,8574% del capital, respectivamente y entonces la participación directa e indirecta de CGC en TGN ascendió al 23,07% al 31 de diciembre de 2016.

- (5) En el mes de septiembre de 1997, se firmó el contrato por el cual el gobierno de Venezuela otorgó los derechos de exploración de Campo Onado por un plazo de veinte años a un consorcio integrado, entre otros, por Compañía General de Combustibles S.A., con una participación mayoritaria en el mismo.

De acuerdo con el contrato de producción, el gobierno de Venezuela posee los derechos exclusivos de propiedad de todos los hidrocarburos extraídos en el área, mientras que el consorcio recibirá el total de los fondos netos de la venta, hasta el período de repago, y entre un 30% y un 60% por los años posteriores.

En el año 2005 el gobierno venezolano anunció la conversión obligatoria de los 32 convenios operativos celebrados por filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. (“PDVSA”) y empresas petroleras privadas entre 1992-1997, dentro de los cuales se encuentra el Convenio Operativo de Tercera Ronda Campo Onado celebrado el 29 de julio de 1997 entre CGC y Corpoven, S.A., filial de PDVSA (el “Convenio Operativo”). La conversión incluye la migración de los convenios operativos a estructuras de empresas mixtas conforme a las previsiones de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (participación del Estado mayor a 50%).

En agosto de 2006, se firmaron los contratos de conversión de los convenios operativos, a través de los cuales se estableció que la participación de las empresas petroleras privadas en las nuevas sociedades fuera del 40%, correspondiéndole al estado venezolano la participación del 60%.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Como resultado de este proceso de migración, el Convenio Operativo del área Campo Onado se convirtió en la empresa mixta Petronado S.A.

Conforme la nueva estructura societaria, CGC posee una participación accionaria en Petronado S.A. del 26,004%.

Petronado S.A., al igual que el resto de las empresas mixtas, deben vender a PDVSA todos los hidrocarburos líquidos que produzcan en el área delimitada, de acuerdo con una fórmula de precios asociada a marcadores internacionales como el WTS y WTI.

En febrero de 2015, el Gobierno de Venezuela anunció la fusión del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD 1) con el Sistema Cambiario Alternativo de Divisas (SICAD 2) en un solo mecanismo denominado SICAD. Adicionalmente, implementó el Sistema Marginal de Divisas (SIMADI), que es un sistema legal de negociación con base en la oferta y la demanda, para competir con el mercado de divisas paralelo. Desde su creación, el sistema SIMADI no ha podido cubrir la demanda del sector privado debido, entre otras razones, a la poca oferta dólares y a la complejidad de las normas. En consecuencia, el bolívar continúa devaluándose.

Al 31 de diciembre de 2016, las tasas y mecanismos cambiarios legalmente disponibles, dependiendo de los hechos y circunstancias, son los siguientes:

- A través de Centro Nacional de Comercio Exterior (CENCOEX), a la tasa oficial de Bs.6,3/USD1
- A través de CENCOEX a la nueva tasa SICAD de Bs.12/USD1.
- A través de SIMADI, a la tasa negociada de Bs.200/USD1.

La tasa oficial y nueva SICAD, están disponibles sólo para las compañías que importan bienes prioritarios, como alimentos, medicinas y materia prima.

Asimismo, las entidades que operan en Venezuela (entre las cuales se encuentra Petronado S.A.), están sujetas al cumplimiento de múltiples regulaciones, en diversos ámbitos, tales como:

- Control de precios de los productos que forman parte de la canasta básica.
- Regulación del margen máximo de ganancia (30%) respecto al costo de los productos.
- Inamovilidad laboral para cierto tipo de trabajadores.
- Restricciones para la repatriación de dividendos (80% del resultado del año) y de la inversión en caso de liquidación de la entidad (85% de la inversión extranjera registrada ante el ente regulador).

Por otra parte Venezuela está atravesando una profunda crisis económica, con el petróleo en su precio más bajo en más de una década, producto de cuya exportación depende la economía venezolana, altísimos niveles de inflación y escasez de productos. Esto ha obligado al Gobierno a decretar el Estado de Emergencia Económica el 14 de enero de 2016, que le permitirá al presidente Nicolás Maduro establecer medidas especiales para la construcción de políticas estratégicas que ayuden a reformular el sistema productivo y financiero del país. La expectativa es que en el 2016 se reducirá aún más el volumen de divisas que se ofrecerán y/o aprobarán a través del sistema de control cambiario. El cambio a la tasa oficial o SICAD para el pago de dividendos no se estima probable en un futuro cercano.

Adicionalmente los cambios en los mecanismos cambiarios han planteado incertidumbres en materia de reporte financiero debido a que se han tenido que reconsiderar nuevamente las tasas de cambio que se aplican para remediar los activos y pasivos monetarios denominados en bolívares y los ingresos y gastos relacionados

A pesar del difícil entorno operativo en Venezuela, la Sociedad continuará con sus operaciones en ese país en un futuro previsible, a través de su asociada Petronado S.A.

Luego de evaluar diferentes factores, la Sociedad ha determinado que a partir del 1° de octubre de 2015 se ha perdido la influencia significativa sobre dicha sociedad, debido principalmente, a la falta de acceso a la información contable. Por lo tanto, se ha decidido contabilizar la inversión en Petronado S.A. utilizando el método del valor razonable con cambios a través de ganancias y pérdidas de acuerdo con la NIC 39 y NIIF 9 (en lugar del método de la participación), tomando como medición inicial el valor registrado al 1° de octubre de 2015, en base a la información financiera disponible a esa fecha.

Es por esto que se ha reconocido en 2016 y 2015, una ganancia de 197 y 1.140, 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 valor razonable en el rubro de inversiones no corrientes por 10.117 y 9.920 en 2016 y 2015, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- (6) El 27 de julio de 2011 CGC y Tecpetrol Internacional S.L. (“Tecpetrol”) en forma conjunta, iniciaron una demanda arbitral ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra Argentinean Pipeline Holding Company S.A. (APHC) - anteriormente denominada Petronas S.A. (“Petronas”) - en la que reclaman el incumplimiento de la demandada a los acuerdos de accionistas en relación con el ejercicio de preferencia que entienden existe a su favor, como consecuencia de la transferencia del porcentaje de la participación accionaria de Petronas en las sociedades TGM y Gasinvest S.A. (sociedades en las cuales CGC, Tecpetrol y Petronas son accionistas junto con otras compañías).

Con fecha 26 de junio de 2013, el Tribunal Arbitral pronunció el Laudo Final en el cual -tras declarar que C.G.C y Tecpetrol emitieron válidamente su aceptación a la oferta, de conformidad con los Acuerdos de Accionistas- condenó a APHC a:

- i.- cumplir con el contrato de compraventa de acciones perfeccionado entre APHC y CGC / Tecpetrol en virtud de dicha aceptación de la oferta; y
- ii.- abonar a CGC y Tecpetrol, la suma de \$ 278 con más sus intereses desde el día 14 de junio de 2012, en concepto de lucro cesante por los dividendos generados por las acciones objeto de la controversia.

No obstante, es de señalar que el Tribunal Arbitral explicó que se veía impedido de disponer medidas de ejecución del Laudo Final respecto de RPM en virtud del carácter convencional de la competencia arbitral, y del hecho que RPM no había participado de tal convención de la que nacía su jurisdicción para obligarla.

Claro que esto, en modo alguno implicaba que no pueda exigírsele a RPM extra-judicialmente y, eventualmente, a través del ente jurisdiccional competente que acate el Laudo Final que le es oponible en función de los efectos de la medida cautelar de anotación de la litis, de su propia mala fe y de las limitaciones contenidas en su título de adquisición.

Por ello, con fecha 12 de julio de 2013, CGC y Tecpetrol notificaron a SADESA y a RPM Gas, el Laudo Final y le hicieron saber que, en virtud de los propios términos de su título de adquisición y de la anotación de litis dispuesta, se extendieron a su respecto los efectos del Laudo Final.

Asimismo, las intimaron a que comuniquen a las sociedades correspondientes que registren a favor de CGC y Tecpetrol todos los bienes, activos y derechos comprendidos en el CCA RPM Gas y Sadesa rechazaron este requerimiento.

Consecuentemente, CGC y Tecpetrol solicitaron medidas cautelares complementarias en sede judicial, las que fueron rechazadas en el entendimiento de que no puede afectarse -en el proceso de medidas precautorias- los derechos de un tercero.

No obstante, la Sala F habilitó la promoción -por CGC y Tecpetrol- de un proceso ordinario contra RPM Gas.

Con fecha 11 de julio de 2014, CGC y Tecpetrol promovieron ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 18, Secretaría N° 35 una demanda ordinaria contra RPM GAS S.A. a los efectos de que se la condene a transferirles todas las acciones, créditos, derechos y obligaciones, objetos del CCA perfeccionado entre APHC y CGC/Tecpetrol. A la fecha, la jueza tuvo por contestada la demanda por RPM y ordenó correr traslado de la documental ofrecida.

En el caso que la situación se resolviera en forma favorable a CGC, la participación de CGC en TGM y Gasinvest se incrementaría un 1,867% y un 6,0951% respectivamente.

NOTA 31 - ACTIVOS GRAVADOS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y OTRAS GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen bienes cuya disponibilidad se encuentre restringida.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 32 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2016, 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 las siguientes variaciones en la estructura de financiamiento de la Sociedad:

a. Suscripción con fecha 20 de febrero de 2017 del contrato de Préstamo Sindicado en Dólares desembolsado con fecha 21 de febrero 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, que serán destinados a capital de trabajo e inversiones de capital.

El préstamo sindicado en dólares devenga tasa de interés fija del 6,25% anual. El interés será cancelado en forma trimestral venciendo la primera cuota de interés con fecha 21 de mayo de 2016. 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.

b. Rescate total y anticipado de la totalidad de obligaciones negociables clase 2, 4, 6, 7 y 8 emitidas bajo el programa local.

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 33 - RESERVAS

Reservas petroleras y gasíferas (Información no cubierta por el Informe de los Auditores)

El siguiente cuadro refleja, , las reservas probadas estimadas de petróleo (incluye petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (LGN)) y gas natural al 31 de diciembre de 2016 (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	1.189	3.774	674	2.667	1.863	6.441
Total	1.189	3.774	674	2.667	1.863	6.441

(a) En Miles de m3

(b) En Millones de m3

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2016

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 2016.

1. Breve comentario sobre las actividades de la Sociedad en el período incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio.

En lo que respecta a las actividades de la Sociedad, ver Punto IV de la Memoria a los presentes estados financieros.

Para las situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio, ver Nota 32 a los presentes estados financieros.

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior

Ver Puntos VIII y IX de la Memoria a los presentes estados financieros.

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior

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

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

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

5. Datos estadísticos comparativos con el ejercicio anterior

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

6. Índices comparativos con el ejercicio anterior

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

7. Breve comentario sobre perspectivas para el siguiente ejercicio

Con la decisión del Gobierno Nacional de alinear los precios internacionales del crudo, actualmente rondando los 55 dólares el barril y con perspectivas de crecimiento, junto con la garantía de un piso de ese nivel para el año 2017 y el nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural para los nuevos proyectos gasíferos de Vaca Muerta, las expectativas del sector petrolero son moderadamente positivas.

La empresa espera continuar y profundizar el desarrollo de hidrocarburos convencionales. En este sentido, y en concordancia con lo realizado en 2016, se

continuará trabajando en pos de lograr nuevos descubrimientos, a través de la exploración continua y el desarrollo de las áreas en las que trabaja. La conclusión exitosa en 2016 de la negociación con la Provincia de Santa Cruz para la extensión de ciertas concesiones de explotación le da a la compañía un horizonte de reservas a largo plazo. La Sociedad va a seguir priorizando proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

Los planes de CGC para los próximos trimestres tienen como prioridad el desarrollo masivo de las reservas de gas del proyecto Campo Indio Tight a través de la perforación de 24 pozos verticales y 2 horizontales. También se continuará la delineación del mismo con la perforación de 2 pozos de avanzada. La puesta en producción de estos pozos se realizará a través de una batería de recolección y deshidratación de gas que se construirá durante el primer semestre del año.

La campaña de perforación se completará con la perforación de 1 pozo exploratorio en el área Estancia Chiripá.

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, hechos que se han materializado a partir de la emisión de la serie A de obligaciones negociables realizada por la Sociedad en noviembre de 2016 por un monto de US\$300 millones y la toma de un préstamo sindicado por US\$72 millones en febrero de 2017. La compañía, con este tipo de instrumentos, optimiza su estrategia de extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles del plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos en línea con su estrategia de largo plazo.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2017
PRICE WATERHOUSE & CO.
S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Compañía General de Combustibles S.A.
Domicilio legal: Bonpland 1745
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
C.U.I.T. 30-50673393-2

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas (en adelante la “Sociedad”) que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016, 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 2015, son parte integrante de los estados financieros auditados mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). Asimismo, el Directorio es responsable de la existencia del control interno que considere necesario para posibilitar la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades.

Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), como fueron adoptadas en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica N° 32 y sus respectivas Circulares de Adopción. Dichas normas exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en función a las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2016, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Compañía General de Combustibles S.A., que:

- a) los estados financieros consolidados de Compañía General de Combustibles S.A. se encuentran asentados en el libro "Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros individuales de Compañía General de Combustibles S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa de los estados financieros consolidados, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2016 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Compañía General de Combustibles S.A. que surge de los registros contables y de las liquidaciones de la Sociedad ascendía a \$ 5.837.621, no siendo exigible a dicha fecha;

- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21º, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 representan:
- e.1) el 83% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 56% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - e.3) el 47% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;
- f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Compañía General de Combustibles S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2017

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 Fº 85

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Señores Accionistas de
Compañía General de Combustibles S.A.

En nuestro carácter de miembros de la Comisión Fiscalizadora de Compañía General de Combustibles S.A. de acuerdo con lo dispuesto por la Ley General de Sociedades y las normas reglamentarias sobre información contable de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos examinado con el alcance que se describe en el capítulo II, los documentos detallados en el capítulo I siguiente. La preparación y emisión de los documentos citados es una responsabilidad del Directorio de la Sociedad en ejercicio de sus funciones exclusivas. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos en base al trabajo realizado con el alcance que se menciona en el capítulo II.

I) DOCUMENTOS EXAMINADOS

- a) Estado de situación financiera individual y consolidado al 31 de diciembre de 2016.
- b) Estado del resultado integral individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2016.
- c) Estado de cambios en el patrimonio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2016.
- d) Estado de flujo de efectivo individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2016.
- e) Notas a los estados financieros individual y consolidado al 31 de diciembre de 2016.
- f) Reseña informativa e Información adicional a las notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2016, 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 2016.
- h) Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2016.

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 9 de marzo de 2017. 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 2016, 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 empresaria 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 2016, 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 2016, 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 empresaria 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, 9 de marzo de 2017.

CARLOS OSCAR BIANCHI
Por Comisión Fiscalizadora