

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015 (presentados en forma comparativa)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONOMICO
INICIADO EL 1° DE ENERO DE 2015 Y FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

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 2015

MEMORIA

2015



CONTENIDOS

Directorio
Comisión Fiscalizadora
Management

MEMORIA

I.	Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio	4
II.	Participaciones de CGC	6
III.	Evolución de los Indicadores de CGC	8
IV.	Actividades y Negocios de la Compañía	9
	UPSTREAM	9
	Argentina	11
	Venezuela	17
	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	17
	Transportadora de Gas del Norte S.A	17
	Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y Gasoducto GasAndes S.A.	21
	Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	22
V.	Gestión Ambiental	24
VI.	Financiamiento	28
VII.	Síntesis de la Estructura Patrimonial y de Resultados Consolidada de la Sociedad	30
VIII.	Análisis de los Resultados y de la Situación Patrimonial Consolidada	31
IX.	Perspectivas	35
X.	Distribución de Resultados no Asignados	38
XI.	Anexo Informe sobre el Código de Gobierno Societario



DIRECTORIO

Presidente
Vicepresidente
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular
Director Titular

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Matías Gainza Eurnekian
Daniel Guillermo Simonutti
Guillermo Emilio Nielsen
Daniel Kokogian
Jorge Alberto Del Aguila
Matías María Brea
Ignacio Noel

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares
Carlos Oscar Bianchi
Carlos Fernando Bianchi
Pablo José Lozada

Síndicos Suplentes
Juan Pablo Bianchi
Héctor Oscar Romero
José María Aranguren

MEMORIA

Señores accionistas:

De acuerdo con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio somete a vuestra consideración esta Memoria, el Inventario, la Reseña Informativa, los Estados Financieros consolidados e individuales que comprenden los respectivos estados de situación financiera, estados de resultados integrales, estados de cambios en el patrimonio, estados de flujos de efectivo y notas, y la información adicional requerida por el artículo 12, capítulo III, título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, correspondientes al 96° ejercicio económico, finalizado el 31 de diciembre de 2015, información que debe ser leída, analizada e interpretada en forma conjunta para tener una visión completa de los asuntos societarios relevantes del ejercicio.

I. Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio

- Durante el ejercicio 2015 Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC") incrementó su participación en el negocio del upstream mediante la adquisición de activos ubicados en la Cuenca Austral.
 - Con fecha efectiva 1° de abril de 2015 CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A. ("PESA") el 100% de 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.

Esta adquisición de activos es la más importante que ha efectuado la Sociedad hasta el presente, fundamentalmente porque ha más que duplicado la producción y reservas de hidrocarburos de la Compañía.

Para CGC resulta estratégica esta operación ubicada en la Provincia de Santa Cruz, debido a que las concesiones aumentaron en una superficie de aproximadamente 11.500 km², con plazo de vigencia entre el 2017 y 2037, y cuentan con una producción incremental aproximada de 15.000 barriles de petróleo equivalente por día a la participación de PESA.

La contraprestación por la adquisición de los activos de PESA ascendió a la suma de \$728,4 millones, los que fueron abonados en su totalidad.

La compra fue financiada mediante la suscripción de un contrato de préstamo sindicado por la suma de \$825 millones.

- Por otra parte, con fecha 27 de marzo de 2015 CGC adquirió el 4,73% del paquete accionario de Unitec Energy S.A., empresa titular del 100% de 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 y con actividades de producción en el áreas Sarmiento de la Provincia de Chubut. Con fecha 17 de abril de 2015, se ha ampliado la participación accionaria al 92,59%.

- El EBITDA Ajustado de la Compañía del presente ejercicio asciende \$709,4 millones incrementándose respecto al ejercicio anterior en \$378,8 millones, lo que representa un 114,6%.
- Las reservas probadas de la compañía al 31 de diciembre de 2015 ascienden a 9.776 Mm³ de petróleo equivalente, incrementándose respecto al 31 de diciembre de 2014 en un 134,6%. Las reservas al 31 de diciembre de 2015, están compuestas en un 28% por petróleo y en un 72% por gas natural.
- Las inversiones en Upstream (sin considerar la compra de activos en Cuenca Austral) totalizaron \$967,3 millones, un 310,3% superior que el año anterior. Aproximadamente, el 24,5% de estos recursos fueron destinados a activos de exploración y el restante 75,5% en desarrollo.
- La producción anual de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 1.134,2 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 116,5%, debido principalmente a la incorporación de los activos en la Cuenca Austral a partir del 1º de abril de 2015. Los hidrocarburos líquidos representaron un 35,1% y el gas natural, el 64,9%.
- A lo largo del año se presentaron a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, (recientemente disuelta por decreto 272/15 y cuyas funciones fueron transferidas 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 \$322 millones.

II. Participaciones de CGC

CGC es una empresa petrolera argentina de proyección regional, que durante 2015 mantuvo operaciones petroleras en dos países: Argentina y Venezuela. 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%)

VENEZUELA

Áreas de Producción

Onado (26,004%)⁴

OTROS PAÍSES

¹ SCI incluye 14 concesiones de explotación.

² SCIO incluye 4 concesiones de explotación.

³ SCII incluye 6 concesiones de explotación.

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

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. (15,38% directa e indirecta por su participación de 27,24% 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%)

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

III. Evolución de los Indicadores de CGC

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

	Upstream			Transporte de Gas Natural			Total		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Ingresos por Ventas (MM \$)	757,4	1.019,5	2.554,9	112,6	148,8	188,0	870,0	1.168,3	2.742,9
Margen Bruto (MM \$)	110,8	314,2	519,9	27,7	13,2	(3,8)	138,5	327,4	516,1
Resultado Operativo (MM \$)	46,9	202,2	782,2	(3,1)	(21,9)	(44,6)	43,8	180,3	737,6
Utilidad (Pérdida) Neta (MM \$)	12,0	128,8	204,4	26,4	(15,8)	(145,5)	38,4	113,0	58,9
Producción Petróleo (m ³ /día) (1) (3)	635	557	1.073	---	---		635	557	1.073
Producción Gas (Mm ³ /día)	1.020	879	2.035	---	---		1.020	879	2.035
Reservas Petróleo (Mm ³) (1) (2) (3)	1.106 (a)	1.388 (b)	2.778 (c)	---	---		1.106 (a)	1.388 (b)	2.778 (c)
Reservas Gas (MMm ³) (2) (3)	3.107 (a)	2.779 (b)	6.998 (c)	---	---		3.107 (a)	2.779 (b)	6.998 (c)
Reservas Totales (Mm ³ P.E.) (1) (2) (3)	4.213 (a)	4.167 (b)	9.776 (c)	---	---		4.213 (a)	4.167 (b)	9.776 (c)
Relación Reservas/Años	7,0	8,0	8,6	---	---		7,0	8,0	8,6
Gas Transportado (MMm ³ /día)	---	---	---	7,8	6,3	6,4	7,8	6,3	6,4

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

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

P.E.: Petróleo Equivalente

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

(a) Corresponden a reservas según estimación interna al 31.12.13.

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

(c) 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.

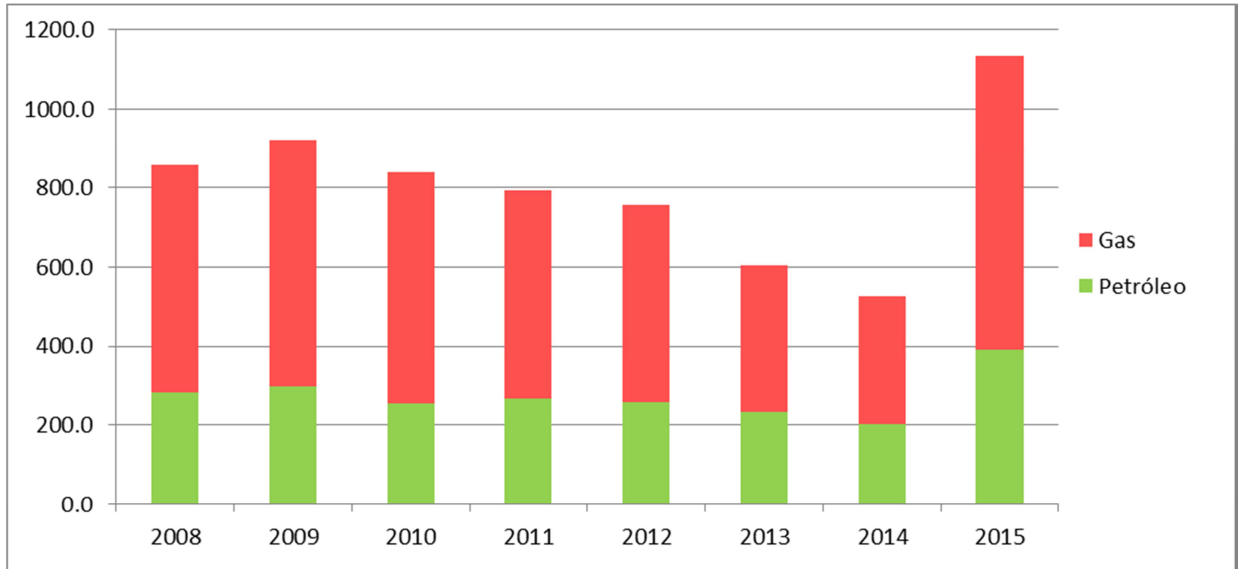
IV. Actividades y Negocios de la Compañía

UPSTREAM

Durante 2015 CGC ocupó el octavo lugar como productor de petróleo y gas en Argentina, basado en el volumen vendido, según ranking elaborado por el Instituto de Petróleo y del Gas. 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 1.134,2 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 116,5%, debido principalmente a la adquisición de ciertos activos de Petrobras Argentina el 1 de abril de 2015 (ver Cuenca Austral). Los hidrocarburos líquidos representaron un 35,1% y el gas natural el 64,9%.

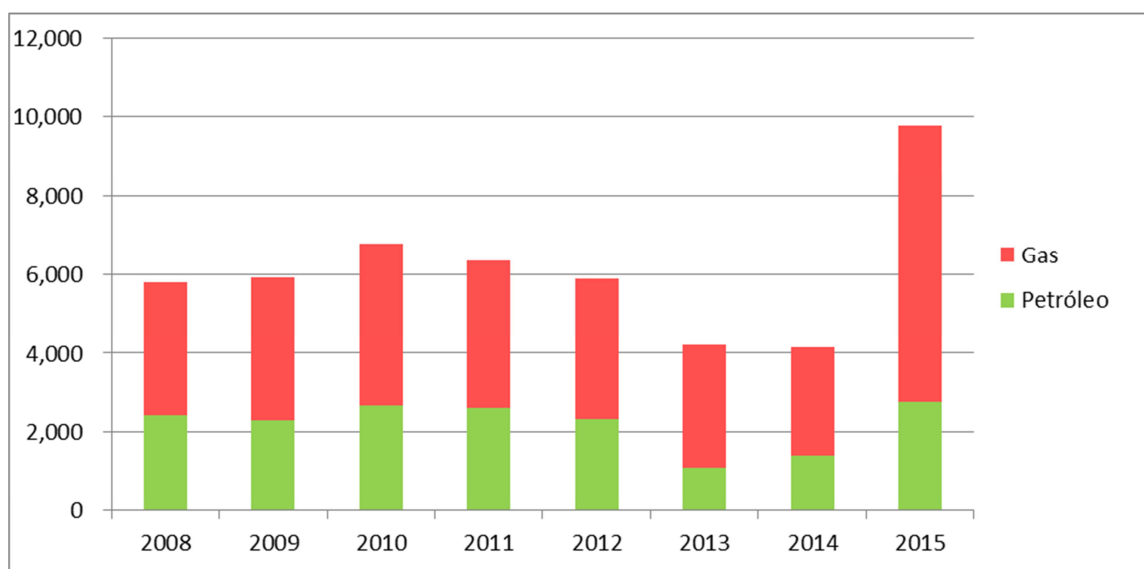
Evolución Producción anual (Mm³eq/año) (1)



(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 2015 fueron de 9.776 Mm³ de petróleo equivalente. Estas reservas están compuestas en un 28% por petróleo y en un 72% por gas natural.

Evolución Reservas (Mm³eq) (1)



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

Argentina

Cuenca Austral

Con fecha efectiva 1º de abril de 2015, CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A.:

- i) su participación del 71% en el contrato de UTE Santa Cruz I que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación de las concesiones "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" (en adelante "SCI"). SCI está ubicada en la Cuenca Austral, provincia de Santa Cruz existen 16 yacimientos en producción, con más de 190 pozos en actividad. La misma era operada a través del mencionado contrato de UTE el cual ha sido cancelado anticipadamente, pasando CGC a tener el 100% de la participación en SCI, convirtiéndose en su operador.
- ii) su participación del 50% en el contrato de UTE Santa Cruz I Oeste que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación de las concesiones de explotación, "Estancia Agua Fresca", "Puesto Oliverio", "El Campamento" y "El Cerrito Oeste" (en adelante "SCIO"). SCIO era operada a través del mencionado contrato de UTE el cual ha sido cancelado anticipadamente, pasando CGC a tener el 100% de la participación en el área, convirtiéndose en su operador.
- iii) el 100% de las concesiones de explotación "Barda Las Vegas", "María Inés", "María Inés Oeste", "Santa Cruz II Fracción A", "Santa Cruz II Fracción B", que conforman el área SCII, todas ellas ubicadas en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz.
- iv) el 87% de Estancia Chiripa y Glencross.

CGC, al pasar a ser el operador y titular del 100% de SCI, SCIO y SCII, ha decidido acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el fin de las concesiones.

La Sociedad confía en que la exitosa expansión de la producción va a depender en gran medida de la capacidad para mantener y mejorar la eficiencia operativa. Con tal fin a partir de abril de 2015, se ha implementado un plan de incremento de producción que incluye, un ambicioso plan de perforación y workover, la realización de mejoras en las facilities y un plan de reducción de costos.

SCI

El plan de inversiones 2015 incluyó la reparación de 7 pozos (workover) y mejoras extractivas (pulling) y la perforación de 4 pozos de desarrollo y 3 pozos exploratorios.

Adicionalmente para repotenciar el área se comenzó una campaña de fracturas en pozos en los Yacimientos La Paz, Cerrito y Campo Indio con buenos resultados, en los pozos intervenidos LP-11, LN_x-1, EC_x1005, CI-50 y CI-49.

Se perforaron 4 pozos de desarrollo, los cuales fueron todos productores, destacándose el pozo DH-6 con excelentes resultados, con un caudal de 170 m³/d de petróleo.

En 2015 se perforaron 3 pozos exploratorios. Entre los yacimientos Campo Indio y Puesto Peter, no muy lejos del principal yacimiento de Boleadoras, se perforó el pozo exploratorio Morena Sur x-1 el cual ensayó gas en niveles de la Formación Magallanes y resultó descubridor de gas y condensado, con un caudal inicial de aproximadamente 100.000 m³/d. Se trata del primer descubrimiento exploratorio de CGC desde abril de 2015, cuando la compañía

tomó posesión de las áreas que adquiriera a Petrobras Argentina. Este descubrimiento podría aumentar las reservas probadas de gas de la Compañía en la Cuenca Austral en un rango de 1100 a 1400 MMm³, lo que representaría hasta un 10% de las reservas actuales de gas de la Compañía. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo pozo exploratorio (El Sombrero x-1), el cual se mantiene en estudio.

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 de 43 m³/día de petróleo de 28°API de la formación Serie Tobífera. Según estimaciones preliminares de la Compañía, la acumulación de petróleo se encontraría en el orden de los 50 millones de barriles *in situ*.

En lo que respecta a la producción de petróleo, si se considera sólo el 29% de participación en SCI, la producción se incrementó un 11% con respecto al año 2014, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2015, la producción incorporada a partir de abril, proveniente de la adquisición a PESA del 71% restante del área por aproximadamente 118,5 Mm³, lo que conforma un 219 % de incremento total.

En términos de gas natural, si se considera sólo el 29% de participación en el área SCI, la producción del año 2015 alcanzó los 189,5 MMm³/día, lo cual representa una disminución de aproximadamente 12% frente al año anterior, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2015, la producción incorporada a partir de abril, proveniente de la adquisición a PESA del 71% restante del área por aproximadamente 335,8 MMm³/día, con lo que se llega a un 152% de incremento total

Durante el año 2015 CGC continuó el proceso de negociaciones con la provincia, para la extensión de las cuatro concesiones que vencen en el año 2017, las que podrán ampliarse por diez años adicionales a petición de la Sociedad, con la aprobación de la provincia de Santa Cruz.

SCIO

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

El plan de inversiones 2015 incluyó la reparación de 4 pozos (workover) y 8 mejoras extractivas (pulling) y la perforación de 5 pozos de desarrollo

En la concesión El Cerrito, se ha trabajado durante el último trimestre del 2015 en la instalación de una batería y Planta de tratamiento que permitirá poner en marcha el yacimiento El Cerrito con una producción estimada de 250.000 m³/día, a la fecha la obra se encuentra con un avance general del 95% restando solamente la aprobación de la instalación de ingreso al gasoducto de la firma Distrigas 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 lo que respecta a la producción de petróleo, si se considera sólo el 50% de participación en SCIO, la producción disminuyó un 12% con respecto al año 2014, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2015, la producción incorporada a partir de abril, proveniente de la adquisición a PESA del 50% restante del área por aproximadamente 48,9 Mm³, lo que conforma un 49 % de incremento total.

En términos de gas natural, si se considera sólo el 50% de participación en el área SCIO, la producción del año 2015 alcanzó los 68,7 MMm³/día, lo cual representa un incremento de aproximadamente 12% frente al año anterior, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2015, la producción incorporada a partir de abril, proveniente de la adquisición a PESA del 50%

restante del área por aproximadamente 53,7 MMm³/día, con lo que se llega a un 99% de incremento total

Las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste representan en conjunto aproximadamente el 84% de la producción neta de petróleo y 89% de la producción neta de gas natural de CGC en Argentina.

Santa Cruz II

Este es un campo maduro en el cual la Sociedad ha puesto especial énfasis en mejorar la eficiencia operativa, con el fin de lograr una expansión en la producción. Desde abril de 2015 se ha implementado un ambicioso programa de mejoras y de reducción de costos.

Se hicieron tareas de pulling en los pozos BLV-17, MIO-2 y MIO-7.

Como parte del plan de exploración para Cuenca Austral, en octubre 2015 se perforó el pozo exploratorio Cami x-1 en la concesión María Inés Oeste que resultó descubridor de gas en reservorios terciarios similares a los del sondeo Morena Sur x-1. En este caso se tiene unos caudales iniciales de 50Mm³/de gas con 50 m³/d de agua luego de haberlo fracturado.

Durante el año 2015 CGC continuó el proceso de negociaciones con la provincia iniciado por PESA, para la extensión de las dos concesiones que vencen en el año 2017, las que podrán ampliarse por diez años adicionales a petición de la Sociedad, con la aprobación de la provincia de Santa Cruz.

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.

A partir de abril, al convertirse CGC en el operador de SCI, SCIO y SCII, áreas muy cercanas a LLC, se ha diseñado un programa de optimización de costos creando sinergias para mejorar el aprovechamiento de los recursos compartidos. Durante 2015 se mantuvieron en producción los pozos de petróleo y gas (se realizaron trabajos de pulling en el pozo LLC-16), con una producción acorde a la programada, lo que permitió cubrir satisfactoriamente los costos operativos generados.

En relación con los trámites para obtener la extensión de la concesión de explotación del área, cuyo vencimiento es en 2016, no hubo novedades importantes sobre este tema durante todo el año 2015. Se espera acordar con la provincia de Santa Cruz, su renovación durante los primeros meses del año 2016.

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 USD 2.007.900 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.

Cuenca Neuquina

Angostura

Durante el 2015 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 2015.

Durante 2015 se mantuvieron en producción los pozos de petróleo y gas, con una producción acorde a la programada, lo que permitió cubrir satisfactoriamente los costos operativos generados.

La producción de petróleo crudo en el año 2015 fue un 2,5% menor respecto de lo producido en 2014.

El Sauce

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

Durante 2015 no se realizaron inversiones en perforación. Se continuó con la campaña de intervenciones para mantener la curva de producción del campo; con esta finalidad se realizaron trabajos de pulling para el reemplazo de tuberías de producción y para fijar herramientas en el fondos de pozo en los pozos ES-0046, ES-0033, ES-0126, ES-112, ES-0148, ES-0014, ES-0129, ES-0133, ES-0024, ES-0070, ES-0095, ES-0014, ES-0131, ES-0149, ES-074, ES-099, ES-064, ES-024, ES-039 Y ES-062.

La producción de petróleo crudo en el año 2015 fue un 15% menor respecto de lo producido en 2014, 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 2015, se terminó la perforación del pozo Ady-2 ubicado en el área Alto de Yariguarenda con una profundidad de 1.180 metros y se perforaron 2 pozos de desarrollo en el área de Campo Duran, CD-1010 de más de 4.000 metros de profundidad, con objetivo la formación productiva Tupambi y CD-1011 de 2024 m, objetivo formación productiva Tranquitas. Los resultados fueron positivos. Estas perforaciones permitieron incrementar la producción total del área alrededor de un 12% respecto al ejercicio 2014.

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 2015 se realizaron 3 reparaciones de pozos (workovers): pozos: PLE a-2; YPF.St.ECH0x-1; YPF.Fr.ECH0x-1.

La producción de petróleo crudo en el año 2015 fue un 1% mayor respecto de lo producido en 2014, la declinación natural del yacimiento 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 2015, 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.

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%.

En el mes de Enero de 2015 fue puesto en servicio el segundo motocompresor de la Planta Compresora Onado para llevarla a una capacidad de compresión de 10MMPCND.

En el último trimestre de 2015 se realizó un workover exitoso en el pozo ONV-51 para permitir disponer del agua de formación y así poder bombear el crudo bajo las especificaciones requeridas por el contrato.

La producción del año 2015 fue de 267.539 barriles un 20% menor a la del año 2014, esta disminución se debe principalmente al cierre del pozo ONV-73RE en septiembre de 2015 y a 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 2015.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Transportadora de Gas del Norte S.A. "TGN" - (15,38%)

TGN, con un sistema de 6.683 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 Chile respectivamente, al gasoducto "Entrerriano" que transporta gas a la provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo y al gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur S.A.

Al cierre del ejercicio 2015 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 anual recepcionado por TGN en los gasoductos Norte y Centro Oeste, fue levemente superior al año 2014, alcanzando durante el ejercicio 2015 un valor aproximado de 15.200 MMm³.

La inyección promedio en la cuenca neuquina aumentó respecto a los volúmenes registrados en el año anterior (de 18,77 MMm³/d a 19,8 MMm³/d). En el caso del gasoducto Norte, la inyección de productores locales aumentó de 6,00 MMm³/d a 6,23 MMm³/d. A nivel país, la menor inyección fue compensada mediante el aporte de GNL a través de barcos regasificadores y por un abastecimiento desde Bolivia, ligeramente inferior al del 2014.

Las exportaciones ligadas a la cuenca neuquina (incluidas en los gasoductos "Gas Andes", "Gas Pacífico" y "Colón-Paysandú") ascendió a 6,9 MMm³ en 2015, lo que implica un aumento en relación a los 5,5 MMm³ registrados en 2014. Para el caso del gasoducto "Norandino" no se efectuó transporte con destino a exportación durante 2015. Entre los meses de febrero y mayo de

2015 se habilitó el transporte con destino a la cabecera del gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ubicado en la localidad de Aldea Brasileira (provincia de Entre Ríos), totalizando una entrega de 169,4 MMm³ durante dicho período.

La operatoria del despacho de gas estuvo caracterizada, al igual que desde el año 2007, por una activa presencia y participación de funcionarios del ENARGAS en la toma de decisiones sobre los lineamientos de despacho. Durante el año 2015 continuó la aplicación del "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" emitido por el ENARGAS mediante la Resolución I/1410/10. Como en años anteriores, la operatoria del despacho demuestra que la producción local de gas no alcanza para satisfacer la demanda doméstica.

Con respecto a 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, recién comenzó a aplicarse escalonadamente con un 8% en abril de 2014 hasta llegar al 20% en agosto del mismo 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. De los considerandos de la resolución que aprueba dicho aumento, puede inferirse que el mismo procura el recupero del aumento que debería haber regido a partir del 1° de septiembre de 2008. Si bien auspiciosos, los aumentos mencionados (los primeros desde julio de 1999) están muy lejos de satisfacer los estándares tarifarios de la legislación vigente, no revierte las constantes pérdidas operativas que la Sociedad registra desde hace cinco años consecutivos y resulta discriminatorio en relación con los aumentos otorgados a otras licenciatarias de gas. En contraste, desde 2001 los costos promedios de TGN aumentaron más de 1.230%. Si bien TGN ha podido mantener la prestación del servicio público, ello ha sido a expensas de su descapitalización.

Al 31 de diciembre de 2015 las pérdidas acumuladas de la Sociedad alcanzaron los \$517,6 millones excediendo en más del 50% del capital social más el ajuste integral 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. La condición actual no es sostenible, por lo que urge que el PEN restablezca la ecuación económico-financiera de la Licencia. En este sentido y sobre la base de conversaciones mantenidas con los actuales funcionarios del área energética, de las declaraciones realizadas por estos mismos funcionarios y de los aumentos de tarifa otorgados a las empresas reguladas del sector eléctrico, la Sociedad tiene la razonable expectativa de poder celebrar en el corto plazo un nuevo acuerdo que contemple un ajuste transitorio de las tarifas de transporte, que le permitiría afrontar sus costos operativos, inversiones en mantenimiento y servicios de la deuda, hasta la celebración de una revisión tarifaria integral que habilite la firma de un acuerdo de renegociación integral de la Licencia, el que se realizaría siguiendo los lineamientos generales de la Ley 24.076.

La celebración de un acuerdo de renegociación integral de la Licencia implicará, entre otros, el desafío de superar la exigencia del Estado Nacional en incorporar una cláusula de indemnidad en su beneficio, que transfiriera a TGN los efectos de sentencias o laudos arbitrales que, en relación con su Licencia, condenen a la República Argentina a pagar indemnizaciones a los accionistas de la Sociedad fundadas en el efecto de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 ("LEP").

TGN consideraba que el obstáculo principal que hasta la fecha impedía alcanzar un acuerdo de renegociación integral de la Licencia era la exigencia del Estado Nacional en incorporar una cláusula de indemnidad en su beneficio, que transfiriera a TGN los efectos de sentencias o laudos arbitrales que, en relación con su Licencia, condenen a la República Argentina a pagar indemnizaciones fundadas en el efecto de la LEP. Sin embargo, en 2004 una licenciataria de distribución de gas que no aceptó otorgar dicha indemnidad obtuvo un significativo ajuste tarifario.

En 2011 TGN presentó ante la administración nacional un reclamo previo por los daños que considera haber experimentado como consecuencia de la pesificación de sus tarifas dispuesta en la LEP, y el subsiguiente congelamiento tarifario que persiste desde la sanción de dicha norma. La interposición del reclamo obedeció a la necesidad de proteger los derechos de TGN, los que de otro modo podrían verse afectados por el curso de la prescripción. Ante el silencio de la administración y el vencimiento del plazo de caducidad legal, en octubre de 2012 TGN promovió una demanda judicial contra el Estado Nacional para obtener la reparación de los daños experimentados por TGN a partir del 1° de enero de 2006 y hasta el 31 de diciembre de 2011 (con reserva de ampliar) como consecuencia de la pesificación de sus tarifas dispuesta en la LEP y el subsiguiente congelamiento tarifario. No obstante, es intención de TGN continuar participando en el proceso de renegociación de su Licencia con arreglo al procedimiento establecido en el Decreto 317/16 y normas complementarias.

La intervención de TGN dispuesta por el ENARGAS en diciembre de 2008 a raíz de la decisión del Directorio de postergar el pago de las cuotas de capital e intereses de la deuda financiera de la Sociedad que vencían en diciembre 2008 y los vencimientos posteriores a dicha fecha, concluyó el 15 de diciembre de 2015. En todo ese período, TGN continuó prestando el servicio público a su cargo con total normalidad y sin afectación de sus clientes.

Debido al continuo deterioro de su ecuación económico-financiera derivada del congelamiento de las tarifas, la caída en los ingresos por transporte para exportación y el incremento de sus costos operativos, en diciembre de 2008 TGN suspendió el pago de su deuda financiera a fin de privilegiar la prestación segura y confiable del servicio público de transporte de gas natural a su cargo, preservar el principio de empresa en marcha y asegurar la igualdad de trato a todos sus acreedores financieros. A partir de allí, la Sociedad inició un proceso de reestructuración de sus pasivos financieros, el cual fue finalizado durante el mes de marzo de 2014 por medio de una recompra de obligaciones negociables

Serie A y B por un valor nominal de US\$ 5,8 millones. El 26 de marzo de 2015, se celebró una asamblea unánime de tenedores de Obligaciones Negociables a Cinco Años, donde se modificaron los términos y condiciones de dichos títulos. Las principales modificaciones se exponen a continuación:

- Postergación de la cuota de capital con vencimiento en diciembre de 2015 a diciembre de 2017;
- extensión de la opción de capitalizar intereses por el período 2016;
- e, incremento de la tasa de interés del 7% al 9% anual.

En consideración de su situación tarifaria, la deuda financiera de TGN ha sido calificada como "CCC (arg)" en razón de representar un riesgo crediticio alto respecto de otros emisores o emisiones en el país.

A partir del aumento de la demanda doméstica de gas y de la simultánea caída de la producción y reservas, el Estado Nacional tomó medidas, aún vigentes, para garantizar que la oferta de gas natural sea prioritariamente destinada a satisfacer el mercado local. Esto involucró restricciones a las exportaciones de gas, lo que afectó significativamente las ventas de transporte de gas al exterior, motivo por el cual la utilización del transporte firme asociado ha caído de manera constante.

Si bien TGN pudo celebrar acuerdos transaccionales con algunos clientes de exportación para terminar anticipadamente los contratos de transporte a cambio de compensaciones económicas (que no obstante le generan a TGN un efecto neto negativo sobre sus flujos de fondos esperados), subsisten dos conflictos judiciales abiertos con YPF y con la distribuidora chilena Metrogas S.A.

En febrero de 2016 el ENARGAS notificó 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, a partir de esa fecha CGC tiene una participación accionaria indirecta en la Sociedad del 23,07%.

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

El ejercicio 2015 ha arrojado una pérdida de \$517,6 millones. Los activos ascienden a \$3.875,4 millones y el patrimonio a \$311,9 millones.

Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (40,00%)

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 2015, las participaciones de Metrogas S.A. (Chile) y Compañía General de Combustibles S.A. ascienden a 47% y 40% 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.

GASANDES está trabajando en la adecuación de las Planta Compresoras de Papagayos y La Mora a fin de poder transportar el gas desde Chile hacia Argentina. La posibilidad de bidireccionalidad del gasoducto abre nuevas expectativas comerciales y quiebra la inercia de desintegración entre los mercados de gas natural entre ambos países.

Los objetivos para el año 2016 son consistentes con los fijados para el año 2015, 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 \$309,1 millones y us\$ 44,4 millones y el patrimonio ascendía a \$267,6 millones y us\$14 millones en las sociedades argentina y chilena respectivamente. A su vez, los resultados netos aportaron ganancias en el caso de la sociedad argentina por \$ 6,8 millones y en el caso de la sociedad chilena por miles de us\$ 0,387.

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 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 debatirá y determinarán 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.

- (1) 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.

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 la Sociedad 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, sin perjuicio de los ingresos que esporádicamente pudiera obtener.

Sin perjuicio de lo antedicho el ENARGAS notificó a TGM la reanudación de transportes transitorios de gas con destino a la central termoeléctrica de AESU.

Entre los meses de febrero y mayo de 2015 se habilitó el transporte con destino a la cabecera del gasoducto de TGM ubicado en la localidad de Aldea Brasileira (provincia de Entre Ríos), totalizando una entrega de 169,4 MMm³ durante dicho período.

V. Gestión Ambiental

Seguridad, Salud y Medio Ambiente (SMS)

CGC es una empresa comprometida con el desarrollo social y la protección del medioambiente. Creemos que la preocupación por el ambiente en el que operamos y la salud y seguridad de los individuos es una condición esencial de nuestras actividades.

Nuestras políticas de salud, seguridad y ambiente tienen como principales objetivos asegurar el cumplimiento de todos los requerimientos legales de SMS, mejorar el conocimiento de nuestro personal respecto de los riesgos de SMS que enfrentamos, reducir los impactos ambientales en nuestras actividades y aumentar los niveles de seguridad en las operaciones.

Durante el período en consideración hemos continuado con el proceso de auditorías derivado de nuestros sistemas de gestión. Adicionalmente, hemos certificado nuestras operaciones de midstream (transporte de gas – GasAndes) según los estándares ISO 14001/9001 y OHSAS 18001. En nuestras operaciones e instalaciones de producción de hidrocarburos respetamos además los estándares de aplicación en la industria (ASTM, API, NFPA, IRAM, etc).

Salud

Durante el período en consideración 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 control del consumo de alcohol.

Seguridad

Durante el período bajo consideración 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.
- implementación en curso de un sistema de gestión integral sobre la base 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 (sistemas de combate de incendios, manejo de sustancias peligrosas, controles de venteos, seguridad en sitios de despacho de hidrocarburos).

Medioambiente

Durante el período bajo consideración no se registraron afectaciones de importancia al medioambiente en nuestras zonas de influencia. No hubo derrames de importancia, 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 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 como:

- biorremediación de unos 25.000 m³ de suelos contaminados con petróleo.
- caracterización y remediación de acuíferos freáticos.
- abandono de más de 25 piletas naturales fuera de uso.
- adhesión a técnicas de perforación amigables con el ambiente: mejoras en las fórmulas de los lodos de perforación, adecuada gestión del agua, reducción de las zonas de desmonte.
- mejoras en los sistemas de información geográfica utilizados.
- minimización del impacto social y sobre la flora y fauna de las operaciones.

La Compañía asume sus responsabilidades hacia la sociedad y el ambiente en los que ejerce sus actividades, con total respeto por los actores involucrados y en consonancia con los principios del desarrollo sustentable.

El compromiso hacia la salud, la seguridad y la conservación del ambiente de los trabajadores, los contratistas y las comunidades resulta prioritario, atravesando todos los niveles de decisión y todas las operaciones de la Compañía, con un fuerte énfasis en la prevención, la mitigación temprana y la concientización proactiva adaptada a cada situación de trabajo.

La Compañía mantiene una gestión de SSyA basada en normas ISO (14001/9001), OHSAS 18001 (IRAM 3800), ASTM, API y otras específicas de la industria.

Dentro de los principales objetivos de la Compañía se encuentran:

- asegurar el cumplimiento de todos los requisitos legales (nacionales, provinciales y municipales) que se relacionen con aspectos de medio ambiente y seguridad, por el bien individual y grupal;
- concientizar sobre la responsabilidad individual en el trabajo con prácticas seguras y el cuidado de la salud, con la convicción de que los accidentes y las contingencias pueden evitarse; y
- minimizar los impactos ambientales negativos y maximizar los niveles de seguridad en todas las actividades, previniendo la contaminación y prestando especial atención a la protección y salud de todas las personas involucradas y al medio ambiente.

La gestión de SSyA de la Compañía se basa en una consideración "caso por caso": debido a la gran diversidad de ambientes y operaciones involucradas, la consideración particular de cada proyecto antes, durante y después de su realización permite una gestión de máxima efectividad con costos controlados.

Entre las acciones específicas realizadas durante el ejercicio podemos mencionar:

- caracterización y remediación de acuíferos contaminados por antiguas piletas con hidrocarburos (Cuenca Austral).
- remediación de más de 40.000 m³ de suelos contaminados con petróleo mediante distintos métodos ambientalmente sustentables y autorizados por las autoridades de aplicación (Cuencas Austral, Neuquina y Noroeste).
- abandono definitivo de pozos improductivos y de piletas naturales en desuso (Cuencas Austral y Neuquina).
- gestión responsable y trazable de residuos especiales, agua dulce y agua de producción.

- aplicación estricta del concepto de integridad en el diseño y mantenimiento de instalaciones de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, con especial énfasis en el control y reparación de tanques, cañerías y recintos de contención. Consideración de condiciones meteorológicas como el fenómeno de El Niño.
- minimización de riesgos ambientales en las operaciones de perforación y reparación de pozos y en la operación de plantas de tratamiento, baterías y cargaderos. Medidas proactivas de salud y seguridad aplicadas al personal afectado a estas operaciones, propio o contratado.
- campañas de recomposición ambiental (reforestación, tratamiento de lodos y recortes de producción, reducción de locaciones).
- mayor integración de consideraciones geomorfológicas sitioespecíficas en la localización de pozos, ductos e instalaciones, con el fin de evitar la interferencia con cuencas hídricas y la afectación de suelos, acuíferos y ecosistemas sensibles. Optimización de los recursos geomáticos (Sistemas de Información Geográfica) disponibles. Uso de nuevas tecnologías de caracterización ambiental (análisis químicos de fracciones de hidrocarburos, evaluaciones ecotoxicológicas, modelados de manchas de contaminación).
- adopción de nuevas tecnologías que permiten eliminar riesgos de SSyA desde la etapa de diseño, entre ellas equipos de perforación y workover automatizados, instrumentos de teledetección, válvulas inteligentes, absorbentes oleofílicos y tecnologías de locación seca.
- preparación y actualización constante de monitoreos, estudios de impacto ambiental, planes de contingencia, permisos ambientales y otros instrumentos para la prevención de incidentes, la cuantificación de riesgos y la gestión ambiental. Programas de capacitación en SSyA dirigidas a empleados, comunidades y contratistas.

VI. Financiamiento

En materia de financiamiento, los esfuerzos de la Sociedad están enfocados en la optimización de su estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos incrementales de inversión, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la compra de los activos de Petrobras, informada en la nota 28 d) de los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015, la que fue financiada mediante la suscripción con fecha 30 de marzo de 2015, de un contrato de préstamo sindicado entre CGC y una serie de entidades bancarias, actuando Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. ("ICBC"), como agente administrativo, por la suma de \$ 825.000.000, posteriormente ampliado a \$ 1.075.000.000. El 10 de diciembre de 2015, se amortizó anticipadamente \$ 100.000.000 de capital del préstamo. Es por esto que al 31 de diciembre de 2015 el saldo adeudado de capital asciende a \$ 975.000.000 el cual será cancelado en 13 cuotas iguales y consecutivas, pagaderas trimestralmente a partir del 30 de marzo de 2016 y devenga una tasa de interés variable equivalente a la tasa badlar bancos privados corregida más el 5,9% anual. Los intereses se amortizan de manera trimestral.

Adicionalmente CGC obtuvo fondeo del Mercado Público de Capitales a través de la emisión de Obligaciones Negociables bajo su Programa de U\$S250 MM aprobado por la Comisión Nacional de Valores el 10 de diciembre de 2014.

En este sentido, CGC emitió cinco series de Obligaciones Negociables por US\$122,61 millones y \$103,98 millones. La primera de ellas, la Clase 4 emitida por US\$40,00 millones, bajo la modalidad "dollar linked", en el mes de abril de 2015, se realizó a una tasa interés fija nominal anual de 4,75% con vencimiento a los 24 meses. La segunda, la Clase 6 por US\$31,73 millones, bajo la modalidad "dollar linked", en el mes de septiembre de 2015 se realizó a una tasa interés fija del 5,00% con vencimiento a los 24 meses. La tercera, la Clase 2, por US\$20,88 millones, bajo la modalidad "dollar linked", en el mes de noviembre de 2015 se realizó a una tasa de interés fija nominal anual del 0%

con vencimientos a los 48 meses. La cuarta, la Clase 7 por US\$30,00 millones, bajo la modalidad "dollar linked, en el mes de noviembre de 2015 se realizó a una tasa de interés fija nominal anual del 1,50% con vencimientos a los 24 meses. La quinta, la Clase 8 por \$ 103,98 millones, en el mes de diciembre de 2015 se realizó a una tasa de interés variable medido por la tasa Badlar + 450 puntos básicos con vencimientos a los 36 meses

De esta manera CGC, después de más de 15 años, vuelve a acceder al Mercado público de Capitales con una respuesta que demostró la confianza que los inversores tienen en los resultados y las perspectivas de la Sociedad.

Con fecha 1º de febrero de 2016, los Directores y Accionistas de la sociedad han resuelto 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 MM destinado a la emisión de obligaciones negociables en mercados de valores del exterior. La intención de la Sociedad, con este tipo de instrumentos, es consolidar su estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles de su plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos, en línea con su estrategia de largo plazo.

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

(en millones de pesos)

Estructura Patrimonial consolidada

	2015	2014
Activo no corriente	3.593,4	1.370,0
Activo corriente	1.746,7	426,5
Total Activo	5.340,1	1.796,5
Pasivo no corriente	3.000,2	322,3
Pasivo corriente	984,2	315,9
Total Pasivo	3.984,4	638,2
Participación no controladora	7,5	-
Patrimonio	1.348,2	1.158,3
Total Patrimonio	1.355,7	1.158,3
Total Pasivo y Patrimonio	5.340,1	1.796,5

Estructura de Resultados consolidado

	2015	2014
Ventas netas	2.526,8	942,1
Costo de ventas	(1.975,6)	(655,9)
Ganancia bruta	551,2	286,2
Gastos de comercialización	(59,8)	(27,8)
Gastos de administración	(200,3)	(85,2)
Gastos de exploración	(55,9)	(6,8)
Otros ingresos y egresos operativos	411,6	26,3
Ganancia operativa	646,8	192,7
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	(145,6)	(19,2)
Resultados financieros, netos	(583,0)	6,0
Resultado por combinación de negocios	195,4	-
Resultado antes de Impuestos	113,6	179,5
Impuesto a las ganancias	(56,1)	(66,5)
Ganancia neta del ejercicio	57,5	113,0
Resultado del ejercicio atribuible a:		
Accionistas de la Compañía	58,9	113,0
Interés no controlante	(1,4)	-
	57,5	113,0

Evolución de flujos de efectivo consolidado

	2015	2014
Efectivo al inicio del ejercicio	20,4	76,2
Efectivo neto generado por las operaciones	(72,2)	185,2
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(1.690,0)	(321,5)
Efectivo neto generado por las actividades de financiación	1.885,7	70,9
Resultados financieros generados por el efectivo	55,6	9,6
Efectivo al cierre	199,5	20,4

**VIII. Análisis de los Resultados y de la Situación Patrimonial
Consolidada**

Los resultados del ejercicio 2015 muestran una ganancia neta final de \$57,5 millones, mientras que la ganancia neta final del ejercicio 2014 fue de \$113,0 millones.

El EBITDA correspondiente al ejercicio 2015, ascendió \$709,4 millones, lo que representa un aumento de \$362,4 millones respecto al ejercicio 2014.

En el mes de abril de 2015, tal como se explica detalladamente en la nota 28 (d) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, CGC adquirió a Petrobras Argentina S.A activos estratégicos ubicados en la Cuenca Austral. Esta adquisición ha sido la operación más importante que ha realizado la empresa en su historia ya que incrementó su producción de hidrocarburos en un 116,5% y las reservas probadas de crudo y gas en un 135%, aproximadamente.

La compra fue financiada con un préstamo sindicado cuyas condiciones se describen en la nota 21 (a) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015.

En consecuencia las variaciones en los indicadores y rubros con respecto al ejercicio anterior están principalmente relacionadas con la nueva dimensión del negocio de CGC, mencionada en el párrafo anterior.

La variación del resultado del ejercicio se origina principalmente por mayores ingresos por (i) ventas de crudo y gas, (ii) beneficios por Programas de estímulo a la producción de crudo e inyección de gas (ii) ganancia resultante de la combinación de negocios generada por la compra de activos en cuenca austral. Dichas ganancias fueron compensadas parcialmente por (i) menores resultados de inversiones en sociedades valuadas bajo el método de la participación, (ii) mayor carga financiera por devengamiento de intereses y diferencias de cambio (originadas fundamentalmente en la fuerte devaluación acontecida en el mes de diciembre de 2015) por deudas financieras y obligaciones negociables y (iii) mayores gastos de exploración por registración de pozos no exitosos que en el ejercicio anterior.

Las ventas netas del ejercicio bajo análisis fueron de \$ 2.526,8 millones, lo que representa un aumento del 168 % con respecto al ejercicio anterior. Este aumento se origina principalmente (i) por la mayor cantidad de volumen vendido (124%), derivado de la incorporación a partir del 1 de abril de la producción de las áreas adquiridas en Cuenca Austral, (ii) ingresos por estímulo a la inyección de gas ("plan gas II") en el ejercicio 2015 por \$ 322 millones, compensado parcialmente por la disminución del 5 %, en los precio venta.

La ganancia bruta del ejercicio 2015 fue de \$551,2 millones, un 93% mayor comparada con el ejercicio anterior. El aumento en el margen de ventas se explica principalmente por el incremento de las ventas netas, explicado en el párrafo anterior, compensados parcialmente por subas en los costos de producción originados en (i) mayores niveles de actividad por la incorporación a partir del 1 de abril de la producción de las áreas adquiridas en Cuenca Austral

(ii) aumento en los precios relativos por ajustes de tarifas y costos laborales
(iii) mayores costos de amortizaciones por mayor nivel de actividad.

El costo de ventas del 2015 fue \$ 1.975,6 millones o sea un 201% 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 \$541 millones.
- Operación y mantenimiento del orden de los \$137 millones.
- Cánones, servidumbre y regalías de petróleo y gas, \$166 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 \$31 millones.
- Mayores cargos por depreciación de pozos, plantas y equipos del orden de los \$270 millones.

El incremento en los costos superior en relación a las ventas determinó que el margen de utilidad bruta disminuyera un 28% respecto al ejercicio anterior.

Los gastos de administración en el ejercicio 2015 aumentaron en \$115,1 millones es decir un 135% respecto al ejercicio anterior. Los mayores incrementos corresponden a i) Sueldos y cargas sociales, aumentaron \$44 millones, derivados de la incorporación de personal por mayor nivel de actividad, recomposiciones salariales otorgadas, en su mayor parte como compensación por inflación, ii) Honorarios y retribuciones por servicios, aumentaron \$36 millones, el aumento corresponde al incremento de costos por servicios contratados a terceros y reajustes de tarifas (iii) Impuesto a las transacciones bancarias \$24 millones originado en un mayor nivel de actividad.

Los Gastos de Exploración representaron pérdidas de \$55,9 millones en el ejercicio 2015 y \$6,8 millones en el ejercicio 2014. Las pérdidas del ejercicio corresponden principalmente a la registración de la desvalorización de inversiones exploratorias en la UTE El Sauce, mientras que en el 2014 se dieron de baja inversiones en pozos no exitosos y sísmica exploratoria en las áreas Angostura, Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste.

El rubro Otros Ingresos y Egresos Operativos totalizó ganancias de \$411,6 millones en el ejercicio 2015 y de \$26,3 millones en el ejercicio comparativo, lo que representa una variación de \$580,7 millones. Este incremento esta originado principalmente por la ganancia generada por la revaluación de la participación anterior en el negocio adquirido por CGC de los activos de Cuenca Austral a valor razonable, a la fecha de adquisición, que fue de \$462 millones (ver nota 28 (d) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015).

Los Resultados de inversión valuados bajo el método de la participación disminuyeron \$ 126.4 millones con respecto al ejercicio anterior. La variación obedece principalmente a (i) resultado de la participación en Gasinvest en el año 2015 fue una pérdida de \$77,4 millones, superior a la pérdida de \$37,8 millones del año 2014. 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., (ii) El resultado de la participación en Petronado S.A. (Venezuela) en el año 2015 fue una pérdida de \$69,9 millones, comparado con una pérdida de \$2,5 millones en el año 2014, producto principalmente de un menor ingreso por ventas originado por la caída de los precios internacionales del petróleo y principalmente el efecto del tipo de cambio utilizado para convertir los transacciones en Venezuela de los últimos

ejercicios, que se encuentran alejados de la evolución de costos en moneda local.

Los Resultados financieros netos representaron pérdidas de \$583 millones y ganancias de \$ 6,0 millones en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente.

La variación en el rubro Resultados Financieros respecto del año 2014 ha sido desfavorable, incrementándose en el orden de los \$589 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. En consecuencia en el ejercicio 2015 se generó una mayor carga financiera por devengamiento de intereses por deudas financieras y obligaciones negociables del orden de los \$284 millones y una mayor pérdida en concepto de diferencia de cambio por \$449 millones originada fundamentalmente en la fuerte depreciación del peso acontecida en el mes de diciembre del 2015. Estas pérdidas fueron parcialmente compensadas con ganancias por intereses, diferencias de cambio y cotización de inversiones.

El Resultado por combinación de negocios al 31 de diciembre de 2015 por \$195,4 millones corresponde a la compra efectuada a precio conveniente de los activos de Petrobras Argentina S.A. ubicados en Cuenca Austral, operación detallada en nota 28 (d) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015.

Índices Comparativos

		2015	2014
Liquidez	(a)	1,81	1,35
Solvencia	(b)	0,34	1,81
Inmovilización del capital	(c)	0,67	0,76
Rentabilidad	(d)	0,05	0,11

(a) Activo corriente sobre pasivo corriente

(b) Patrimonio neto / Pasivo total

(c) Activo no corriente sobre total del activo

(d) Resultado del ejercicio sobre patrimonio neto promedio

Al 31 de diciembre de 2015, los activos consolidados de la Sociedad ascendieron a \$5.340,1 millones que, frente a un pasivo de \$3.984,4 millones determinaron un patrimonio neto de \$1.355,7 millones.

El total de activo aumentó en \$3.544 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación fue originada principalmente por: i) un aumento de \$2.328 millones en el rubro Propiedad, Planta y Equipo, principalmente por efecto neto de la compra de los activos de la Cuenca Austral a PESA (\$1.772 millones), altas (\$1.001 millones) derivadas del Plan de Inversiones ejecutado durante el presente ejercicio relacionado con la campaña de perforación ejecutada en Cuenca Austral y de las depreciaciones registradas durante el presente ejercicio (\$406 millones); ii) un aumento de \$685 millones en los saldos de créditos por ventas al cierre del ejercicio consecuencia de un mayor volumen vendido por la incorporación, a partir de abril de 2015, de la producción proveniente de los activos adquiridos en Cuenca Austral; iii) un aumento de \$449 millones en los saldos de otros créditos al cierre del ejercicio consecuencia principalmente de

los créditos a cobrar del orden de los \$322 millones derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas, (el Plan Gas) que reconoce con un precio de US\$7,50 por millón de BTU a la producción incremental del fluido;

El total del pasivo aumentó \$3.346 millones, las principales variaciones se originaron en: i) aumento neto de las deudas financieras de \$2.574 millones, producto del mayor nivel de endeudamiento que presenta la Sociedad, por la compra de activos en Cuenca Austral y para llevar a cabo su plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos, en línea con su estrategia de largo plazo, ii) un aumento de \$433 millones en los saldos de cuentas a pagar originada principalmente por la mayor actividad generada por la incorporación, a partir de abril de 2015, de la producción proveniente de los activos adquiridos en Cuenca Austral y iii) aumento de la provisión para abandono de pozos y remediación ambiental de \$326 millones generado principalmente por la mayor cantidad de pozos a remediar por la incorporación, a partir de abril de 2015, de los activos adquiridos en Cuenca Austral.

IX. Perspectivas

El 10 de diciembre de 2015 asumió su cargo el nuevo presidente electo de la Nación, el ingeniero Mauricio Macri. El cambio de gobierno ha generado buenas expectativas en la industria, en general existe coincidencia en que son claves para lograr el autoabastecimiento energético, mantener los precios locales y reestructurar el esquema tarifario.

En un sector regido por bajos precios internacionales, el precio del petróleo intermedio de Texas (WTI) terminó en 2015 en 37,04 dólares por barril, lo que representa una caída acumulada del -30,40%, esto es unos 16,23 dólares menos en relación a los 53,27 dólares en los que cerró el 31 de diciembre de 2014, el desempeño de los precios locales durante 2015 se mantuvieron estables, lo que es un buen indicador con miras al largo plazo.

En materia energética, el nuevo Presidente creó el Ministerio de Energía y Minería, designando al frente del mismo al Ing. Juan José Aranguren. Los lineamientos generales del programa del Gobierno para los próximos cuatro años en esta materia son: reducir la dependencia y el costo en divisas de las importaciones, darle estímulo a la producción de gas y petróleo local, y lograr una convergencia ordenada de los precios del crudo local a los precios internacionales. El nuevo Ministerio prometió reducir el impacto en la balanza comercial que produce la importación, que hoy representa un del 15% de la energía que necesita el país para alimentar su aparato productivo.

En el mes de enero de 2016 el Gobierno a través del decreto 272 modificó el esquema regulatorio de las inversiones petroleras, se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada en 2012 y se redujo la presencia del Estado nacional

en la planificación de las inversiones del sector y el otorgamiento de los permisos de explotación y exploración, en favor de las provincias.

El Gas Natural es un insumo esencial para la economía argentina, representando más de la mitad de la oferta interna de energía primaria. Desde el año 2004, la producción de Gas Natural en la Argentina entró en un ciclo descendente. Múltiples motivos explican esta realidad que atraviesa el sector, posiblemente entre los más importantes aparece el atraso que verificaron los precios de venta del gas natural durante muchos años. El país enfrenta un importante déficit energético y depende en gran medida de la importación de gas licuado para el abastecimiento interno. Actualmente se encuentra en ejecución un programa que alienta a las empresas del sector a presentar proyectos para incrementar la inyección de gas natural estableciendo un precio tope de 7,50 USD/MMBTU para la Inyección Excedente de gas natural. Se espera que el programa de estímulo a la producción comience a mostrar resultados, logrando revertir la tendencia de los últimos años y poder empezar a sustituir una porción de las importaciones. Han sido bien recibidas las primeras medidas tomadas por el nuevo gobierno nacional, como el levantamiento del cepo cambiario y de las restricciones al giro de divisas. Estas decisiones marcan una tendencia positiva de confluencia hacia la estabilidad en el mediano plazo de las principales variables macroeconómicas que son indispensables para la industria.

A fines de enero de 2016 los Gobiernos de Chile y Argentina a través de sus respectivos Ministros de Energía, firmaron una serie de acuerdos por los cuales, Chile suministrará 5,5 millones de metros cúbicos diarios de gas a Argentina entre los meses de mayo y septiembre, y representarán cerca del 20 por ciento del total de las importaciones argentinas de esta energía que cubren un total de 25 millones de metros cúbicos al día.

Por otra parte, según lo manifestado por el Ing. Aranguren el nuevo Gobierno planea incrementar los precios del gas natural en boca de pozo con miras a atraer inversiones que estimulen la producción.

Por lo dicho, serán relevantes para CGC las futuras políticas gubernamentales relacionadas con la promoción de la producción de hidrocarburos en el país, en particular las referidas al gas natural, ya que la empresa, a través de sus operaciones en la Cuenca Austral que es la segunda cuenca gasífera del país, aspira a posicionarse entre los primeros productores del fluido en el país.

En el año 2015 CGC cerró el acuerdo de compraventa con Petrobras Argentina (PESA) para el traspaso de la totalidad de las participaciones que la petrolera tenía en veintiséis áreas petrolíferas ubicadas en la Cuenca Austral de la provincia de Santa Cruz. Por medio de esta transacción, CGC -que ya era socio de Petrobras Argentina en la UTE Santa Cruz I (con el 29%) y UTE Santa Cruz I Oeste (con 50%)-, adquirió el porcentaje restante para controlar y operar ambas UTEs. Asimismo, CGC adquirió el 100% del área Santa Cruz II y el 87% de las áreas Glen Cross y Estancia Chiripá, operaciones donde CGC no tenía presencia.

CGC también asumió el control de la operación de Punta Loyola, el puerto de embarque petrolero para toda la Cuenca Austral de la provincia de Santa Cruz.

La Sociedad también ha crecido durante el 2015 a través de la exploración exitosa, como prueba de ello pueden mencionarse los descubrimientos de gas Morena Sur y Cami y los descubrimientos de petróleo Dos Hermanos y Laguna María, todos ubicados en la Cuenca Austral.

El objetivo de la Sociedad es expandir la producción a través de un mayor desarrollo de las áreas existentes las áreas actuales, logrando un equilibrio entre el portafolio de desarrollo y exploración, manteniendo al niveles

sostenibles de reservas. Estamos comprometidos con el crecimiento sostenible de nuestro negocio a través de la exploración continua y el desarrollo de las áreas en las que trabajamos, con la ejecución de proyectos de desarrollo rentables, inversiones y adquisiciones estratégicas. Vamos a seguir priorizando proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

Creemos que la exitosa expansión de nuestra producción va a depender en gran medida de nuestra capacidad para mantener y mejorar la eficiencia operativa.

Dentro de las actividades de operación previstas para el 2016 y con el fin de repotenciar las áreas de Cuenca Austral, se continuará con la campaña de fracturas en gas y con el desarrollo de los proyectos existentes, entre ellos cabe mencionar, la delimitación del yacimiento Dos Hermanos, la optimización de las estimulaciones hidráulicas en el yacimiento Campo Indio, se seguirá con los proyectos de producción temprana y análisis de los descubrimientos efectuados durante 2015. En particular para el yacimiento Laguna María se prevé la perforación de 2 pozos y un pozo adicional en el yacimiento Morena Sur.

En materia de exploración, en línea con la estrategia de la Sociedad, durante 2016 se estima mantener el mismo nivel de actividad que en el año 2015, esto es la perforación de 4 pozos exploratorios en la Cuenca Austral con objetivos Magallanes, Springhill y Tobifera y 2 pozos de avanzada.

En conjunto con lo mencionado, se espera concluir exitosamente la negociación con la Provincia de Santa Cruz para la extensión de ciertas concesiones de explotación, que de alcanzarse, dará un horizonte de reservas a largo plazo para la principal actividad desarrollada por la Sociedad.

X. Distribución de Resultados no Asignados

El ejercicio iniciado el 1 de enero de 2015 y cerrado el 31 de diciembre de 2015 arrojó una ganancia de \$58,9 millones totalizando resultados acumulados correspondientes al cierre del ejercicio 2015 por \$69,8 millones.

El Directorio propone a la Asamblea la siguiente distribución de los resultados acumulados:

	Miles de \$
a reserva legal	3.490,80
a reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos	66.325,20
Total	69.816,00

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016.

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		
<u>PRINCIPIO I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS</u>				
Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas	X			Compañía General de Combustibles S.A. (“CGC”) tiene la política de efectuar las eventuales operaciones con partes relacionadas en condiciones normales de mercado. El directorio publica con frecuencia trimestral en los estados contables correspondientes a los períodos intermedios del ejercicio, los saldos y operaciones con partes relacionadas, tal como lo establecen las disposiciones legales y profesionales vigentes.
Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.		X		El estatuto de CGC no contiene disposiciones específicas por las cuales se obligue a los directores a informar acerca de sus intereses personales vinculados con las decisiones que les sean sometidas. No obstante, CGC entiende que no es necesaria su inclusión dado que son de aplicación los artículos 272 y 273 de la ley N° 19.550 de sociedades comerciales (la “Ley General de Comerciales”).
Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.		X		CGC no posee disposiciones estatutarias, en virtud de las cuales se prevea un procedimiento determinado en el caso del uso indebido de información privilegiada. Sin perjuicio de ello, CGC entiende que no es necesaria su inclusión o creación pues rigen estándares y normas que penalizan el uso indebido de información confidencial de quienes manejan información privilegiada que se encuentran previstos en la ley N° 26.831 (la “Ley de Mercado de Capitales”) y en las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) (las “Normas de la CNV”).

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 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		X		El reemplazo de gerentes de primera línea, está a cargo del

planes de sucesión de los gerentes de primera línea				Directorio y de la Gerencia General.
II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresarial			X	La política de responsabilidad empresarial se define a nivel de la gerencia general, con reporte al directorio en las cuestiones relevantes.
II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes		X		Si bien no existen políticas escritas, el monitoreo permanente efectuado por la gerencia y la dirección, permiten llevar adelante la gestión integral de riesgos. Control interno y prevención de fraudes.
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 Area 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	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.

adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.				
Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión empresarial.				
Responder si el Órgano de control verifica:				
II.2.1 el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios	X			En las reuniones de directorio se verifica periódicamente el cumplimiento del presupuesto anual y el plan de negocios.
II.2.2 el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.). Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.	X			El control de la gestión del negocio es monitoreado periódicamente por la gerencia general en base a la información brindada desde las diferentes gerencias de CGC.
Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.				
Responder si:				
II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.	X			Cada miembro del órgano de administración cumple con lo establecido en el estatuto. No hay un reglamento de funcionamiento del órgano de administración ya que el desempeño del mismo se basa en las directrices estipuladas en el estatuto, la Ley General de Sociedades, la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y las normas de la CNV (t.o. 2013). 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	X			La asamblea evalúa la gestión del directorio en la asamblea

<p>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 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>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>
<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>			<p>X</p>	<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.</p> <p>Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo. Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.</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>
<p>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:</p>				
<p>II.5.1 La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:</p>			X	<p>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.</p>
<p>II.5.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,</p>			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.</p>
<p>II.5.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,</p>			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.</p>
<p>II.5.1.3 que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y</p>			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.</p>

experiencia en temas de políticas de capital humano,				
II.5.1.4 que se reúna al menos dos veces por año.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.1.5 cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2 En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.1. verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.2 propone el desarrollo de criterios (calificación, experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.3 identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.4 sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.

II.5.2.5 recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.6 asegura la disponibilidad de los curriculum vitae de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.2.7 constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
II.5.3 De considerar relevante agregar políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Nombramientos.
Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras.				
Responder si: La Emisora establece un límite a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año se verificó alguna violación a tal límite.		X		Los miembros del directorio no cuentan con limitaciones para participar en el directorio de otras sociedades. No obstante en el caso de tener algún conflicto de interés los directores deben denunciarlo conforme lo dispuesto en los artículos 272 y 273 de la Ley General de Sociedades. En cuanto a los miembros de la comisión fiscalizadora de CGC, tampoco cuentan con limitaciones para desempeñar funciones en otras entidades que no sean del grupo económico.

Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

Responder si:

<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:				
III.1 La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.		X		Si bien no existe una metodología formalmente escrita de gestión integral de riesgos formalmente definida, CGC permanentemente efectúa un análisis y evaluación de los distintos riesgos empresariales que podrían tener efectos adversos sobre el logro de sus objetivos.
III.2 Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos. Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.			X	Cada gerencia gestiona los riesgos inherentes a las funciones propias, bajo supervisión de la gerencia general.
III.3 Hay una función			X	CGC no cuenta con un funcionario específico independiente a cargo de la gestión de riesgo.

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				
III.4 Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo al marco conceptual de COSO – Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission –, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).			X	Cada Gerencia efectúa la revisión de sus procedimientos conforme los cambios normativos y de funcionamiento interno. Los mismos son actualizados en función de su necesidad de adecuación.
III.5 El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.		X		CGC expone en sus estados financieros los riesgos de acuerdo a las normas internacionales de información financiera (NIIF) y en la Memoria las consideraciones que resulten necesaria. Periódicamente se informa al Directorio sobre el resultado de las auditorías realizadas, y sobre el seguimiento de los planes de acción a seguir.
PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES				
Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.				
Responder si:				
IV.1 El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría.

carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro independiente.				
<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 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>			X	No aplica porque CGC no cuenta con un comité de auditoría. CGC lleva adelante tareas de auditoría interna conforme las normas profesionales aplicables
IV.3 Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas.			X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Auditoría.</p> <p>No obstante, destacamos que a auditoria 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>

Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.				
IV.4 La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.		X		<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 reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.		X		<p>Los únicos accionistas de CGC son Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A., los cuales tienen representación en el directorio y son informados de la evolución de los negocios en este ámbito por lo menos de manera trimestral, estando siempre abierto a recibir inquietudes y consultas de los mismos.</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>
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		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>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</p>

sí. Detallar.				<p>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>				
<p>V.2.1 El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.</p>			X	<p>En el particular caso de CGC, no es necesario promover incentivos para la asistencia a las asambleas de accionistas dado que las acciones están concentradas en dos accionistas, facilitando de esta manera su participación en las mismas. Las citaciones se efectúan en horarios y lugares adecuados para facilitar la presencia de los accionistas. Es de destacar que en las últimas asambleas que se han efectuado han asistido representantes del 100% del capital social quienes siempre se han comprometido a emitir votos unánimes, razón por la cual pudieron efectuarse sin la publicación de la convocatoria que dispone la Ley General de Sociedades.</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</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>

vigente. Explicitar los resultados.				
V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.			X	CGC no cuenta con políticas de estímulo específicas para la participación de los accionistas de mayor relevancia, ya que considera que cumple con los mecanismos previstos por la legislación vigente y lo dispuesto por los organismos de control, entendiendo que ellos son aplicables a todos los accionistas sin distinguir su relevancia.
V.2.5 En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación:(i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.			X	En las asambleas de accionistas se propone la designación de los nuevos miembros del directorio y no se dan a conocer con carácter previo a la votación la postura de cada uno los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario.
Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto.				
Responder si: La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto.		X		CGC garantiza el cumplimiento de dicho principio a través del cumplimiento de las leyes y su estatuto. El capital social de CGC asciende a \$ 399.137.856, compuesto por 399.137.856 acciones y todas dichas acciones dan derecho a un (1) voto por acción.
Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control.				
Responder si: La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.			X	CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de sus acciones. El artículo 6 del estatuto de CGC establece que para el caso de transferencias de acciones por cualquiera de los accionistas clase A a un tercero de buena fe, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la del control de CGC, todos o cualquiera de los accionistas clase B tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de CGC en los mismos términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas clase A vendan sus acciones,

				<p>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.				
<p>Responder si: La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado.</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>			X	<p>CGC no se encuentra en el régimen de oferta pública de acciones.</p> <p>Ver respuesta V.3.</p>
Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.				
V.6.1 La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones			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>

para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.				
V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos. Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.	X			Anualmente la Asamblea de Accionistas es quien decide acerca de la propuesta de destino de los resultados acumulados de la emisora, cumpliendo lo establecido en el art. 17° del Estatuto, el cual establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinarán a: a) El 5% hasta alcanzar el 20% del capital social a la constitución de una reserva legal, b) a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora y c) a dividendo de las acciones ordinarias o a reservas facultativa o a de previsión o de cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.
<u>PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD</u>				
Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.				
Responder si:				
VI.1 La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no solo suministre información relevante de 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			X	Si bien CGC no emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, CGC tiene estándares de

<p>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)</p>			<p>cumplimiento de políticas ambientales y de la legislación y normativa vigente.</p> <p>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.</p>
<u>PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE</u>			
<p>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.</p>			
<p>VII.1 La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:</p>		X	<p>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</p> <p>La remuneración del directorio es considerada por la asamblea de accionistas conforme lo establecido en el estatuto social.</p>
<p>VII.1.1 integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,</p>		X	<p>No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.</p>
<p>VII.1.2 presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,</p>		X	<p>No aplica porque la CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.</p>

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 competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas			X	No aplica porque CGC no cuenta con un Comité de Remuneraciones.

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		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.

descriptas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de 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 Empresarial. 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 Empresarial. 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			X	CGC no cuenta con políticas y procesos para la gestión y resolución de denuncias.

<p>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.</p>				
--	--	--	--	--

<p>PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO</p>				
<p>Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.</p>				
<p>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.</p>		<p>X</p>		<p>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.</p> <p>En tal sentido, el estatuto, cuenta con normas de gobierno societario, específicamente, aquellas relativas al funcionamiento del directorio y de la comisión fiscalizadora.</p> <p>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.</p>

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016.

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015
(presentados en forma comparativa)**

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

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

EJERCICIO ECONOMICO N° 96

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

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 31/12/2015	Suscripto, emitido e integrado al 31/12/2014
Acciones ordinarias de VN 1:		
Clase A de 1 voto	279.396.499	49.000.000
Clase B de 1 voto	<u>119.741.357</u>	<u>21.000.000</u>
	<u>399.137.856</u>	<u>70.000.000</u>

(1) Nota 26 a los estados contables consolidados

(2) Nota 15 a los estados contables consolidados

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 Eurnekián
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>ACTIVO</u>			
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>			
Propiedad, planta y equipo	8	3.153.638	825.588
Inversiones en sociedades	9	268.773	377.681
Otras inversiones	13	7.662	4.668
Activo por impuesto diferido	27	53.683	109.253
Otros créditos	10	109.626	52.812
Total del Activo No Corriente		<u>3.593.382</u>	<u>1.370.002</u>
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>			
Inventarios	11	140.093	63.707
Otros créditos	10	531.742	139.218
Cuentas comerciales por cobrar	12	791.080	105.724
Otras inversiones	13	171.405	62.182
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	14	112.414	55.669
Total del Activo Corriente		<u>1.746.734</u>	<u>426.500</u>
TOTAL DEL ACTIVO		<u>5.340.116</u>	<u>1.796.502</u>
<u>PATRIMONIO</u>			
Capital social	15	399.138	70.000
Aportes irrevocables	15	-	97.986
Reservas	16	771.534	791.283
Resultados no asignados	17	69.816	123.915
Otros resultados integrales		107.759	75.141
Total del patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad		<u>1.348.247</u>	<u>1.158.325</u>
Participaciones no controladora		7.455	-
TOTAL DEL PATRIMONIO		<u>1.355.702</u>	<u>1.158.325</u>
<u>PASIVO</u>			
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>			
Provisiones	18	14.581	12.941
Provisiones	19	528.626	204.360
Otras deudas	22	208	625
Deudas fiscales	20	63.354	72.557
Pasivo por impuesto diferido	27	37.258	-
Deudas financieras	21	2.356.231	31.823
Total del Pasivo No Corriente		<u>3.000.258</u>	<u>322.306</u>
<u>PASIVO CORRIENTE</u>			
Provisiones	19	11.322	9.076
Otras deudas	22	35.794	11.038
Deudas fiscales	20	21.099	74.938
Remuneraciones y cargas sociales		20.243	8.256
Deudas financieras	21	325.721	75.660
Deudas comerciales	23	569.977	136.903
Total del Pasivo Corriente		<u>984.156</u>	<u>315.871</u>
TOTAL DEL PASIVO		<u>3.984.414</u>	<u>638.177</u>
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO		<u>5.340.116</u>	<u>1.796.502</u>

Las notas 1 a 34 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 Eurnekián
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Ventas netas	24 a)	2.526.797	942.063
Costo de ventas	24 b)	(1.975.555)	(655.864)
Resultado bruto		551.242	286.199
Gastos de comercialización	24 c)	(59.809)	(27.870)
Gastos de administración	24 d)	(200.319)	(85.193)
Gastos de exploración	24 e)	(55.977)	(6.775)
Otros ingresos y egresos operativos	24 f)	411.624	26.306
Resultado operativo		646.761	192.667
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	24 g)	(145.515)	(19.224)
Ingresos financieros	24 h)	150.840	87.061
Costos financieros	24 h)	(733.863)	(81.002)
Resultado por combinación de negocio	24 i) y 28 d)	195.413	-
Resultado antes de impuestos		113.636	179.502
Impuesto a las ganancias	27	(56.112)	(66.462)
Ganancia del ejercicio		57.524	113.040
OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
Diferencia de conversión de estados financieros		32.618	24.207
Reclasificación de resultados incluidos en la utilidad neta del período (Nota 9 a 1))		-	(13.477)
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos		32.618	10.730
Resultado total integral del ejercicio – Ganancia		90.142	123.770
Resultado neto, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		58.941	113.040
Participaciones no controladoras		(1.417)	-
		57.524	113.040
Resultado total integral, atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad		91.559	123.770
Participaciones no controladoras		(1.417)	-
		90.142	123.770
Resultado por acción básico y diluido	25	0,148	1,615

Las notas 1 a 34 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 Eurnekián
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social (Nota 15)	Aportes Irrevocables (Nota 15)	Reserva Legal	Reserva Facultativa (1)	Otros (nota 3.2.2.1)	Resultados no asignados	Otros Resultados Integrales	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	Participación no controladora	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2013	70.000	-	14.000	738.851	-	49.307	64.411	936.569	-	936.569
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 23 de abril de 2014:										
- Aumento de Reserva Facultativa	-	-	-	38.432	-	(38.432)	-	-	-	-
Aportes irrevocables (Nota 15)	-	97.986	-	-	-	-	-	97.986	-	97.986
Resultado neto del ejercicio – Ganancia	-	-	-	-	-	113.040	-	113.040	-	113.040
Variación de otros resultados integrales del ejercicio (Nota 3.2.11)	-	-	-	-	-	-	10.730	10.730	-	10.730
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 3.2.2.(1))	-	-	-	-	(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

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

Las notas 1 a 34 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(Expresados en miles de pesos)

	31.12.2015	31.12.2014
Flujo de efectivo de las actividades operativas		
Resultado neto del ejercicio	57.524	113.040
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	406.002	130.571
Resultado de bajas de propiedad, planta y equipo	79.136	1.116
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	145.515	19.224
Resultados financieros netos	583.023	(6.059)
Provisión deterioro de activos no financieros	28.400	-
Aumento neto de las provisiones para créditos	2.790	2.617
(Disminución) Aumento neto de la provisión para juicios	1.929	(4)
Cargos por desbalanceo de gas	(2.191)	(2.440)
Ingresos devengados netos de cobranzas por programas petróleo plus, plan gas y estímulo a la producción	(267.098)	-
Resultado por combinación de negocios – Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A.	(195.413)	-
Resultado por remediación a valor razonable de participación de CGC previa a la combinación de negocios	(462.139)	-
Impuesto a las ganancias devengado	56.112	66.462
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Créditos	(648.257)	3.861
Inventario	56.347	(42.159)
Deudas no financieras	212.351	(49.928)
Impuesto a las ganancias pagado	(126.235)	(51.103)
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades operativas	(72.204)	185.198
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión		
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(967.323)	(241.046)
Adquisición de inversiones en Sociedades	(12.495)	-
Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A.	(728.393)	-
Variación de inversiones no consideradas efectivo	(5.510)	10.644
Aumento de colocaciones de fondos corrientes	16.520	(99.782)
Dividendos cobrados	7.151	8.666
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(1.690.050)	(321.518)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación		
Aportes irrevocables		97.986
Intereses pagados por deudas financieras	(301.688)	(15.224)
Deudas financieras canceladas	(131.822)	(11.845)
Deudas financieras obtenidas	2.319.188	-
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	1.885.678	70.917
(Disminución) Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	123.424	(65.403)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	20.402	76.263
Resultados financieros generados por el efectivo	55.696	9.542
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio (Nota 14)	199.522	20.402
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	-
Costo taponamiento de pozos activado en propiedad, planta y equipos	33.355	-

Las notas 1 a 34 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 Eumekián
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL
EJERCICIO ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

(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 y cuentan con una producción de aproximadamente 15.000 barriles de petróleo equivalente por día a la participación de PESA (ver Nota 28 (d)).

Con fecha 2 de octubre de 2014, los Directores y Accionistas de Compañía General de Combustibles S.A. han aprobado la creación de un programa para la emisión de obligaciones negociables (Nota 21). Por tal motivo, con fecha 17 de octubre de 2014 y conforme a lo establecido en el Decreto 1023/2013 y en el Capítulo V del título II de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), se solicitó la autorización a la CNV para el ingreso al régimen de oferta pública y la creación del programa de obligaciones negociables. La creación del Programa y la oferta pública de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el mismo ha sido 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.

Los presentes estados financieros consolidados de CGC han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 10 de marzo de 2016.

1.2 - Grupo de Control

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Asimismo se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

esta metodología, cuando el precio internacional del petróleo crudo supere los US\$ 60,90 / bbl, para las exportaciones de petróleo crudo se fija una alícuota de retenciones creciente que determina para una calidad de crudo estándar un ingreso tope de US\$ 42 / bbl. Si el precio internacional varía entre US\$ 45 y US\$ 60,90 / bbl, la retención aplicable es del 45%. En el caso que el precio internacional esté por debajo de los US\$ 45 / bbl, las autoridades deberán definir nuevas alícuotas en un plazo de 90 días. El mismo criterio se aplica a las exportaciones de los productos derivados, tales como naftas, fuel oil y aceites lubricantes, para los que se definieron distintos valores de corte y de referencia. Con fecha 3 de enero de 2013 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, mediante resolución 01/2013, procedió a modificar la metodología para el 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.

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.

El presente decreto obliga a CGC a liquidar el 100% de las divisas generadas por todas sus exportaciones de bienes y servicios en Argentina.

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
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 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.

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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

La Sociedad, en relación a los bonos a los que tuvo derecho, registró un ingreso incluido en la línea 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.

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. A la fecha de emisión de los estados financieros, la aprobación del precio de referencia y el sistema de medida del volumen de producción de gas se encuentra en trámite.

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
10 de marzo de 2016

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)).

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 2015 se presentan sobre las bases de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

La adopción de dichas normas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) y por las Normas de

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

la Comisión Nacional del Valores (CNV). 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 informado en la Nota 1.1.

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.

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.

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 2015 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad

NIC 1 “Presentación de estados financieros”

En diciembre de 2014, el IASB modificó la NIC 1 “Presentación de estados financieros” incorporando guías para la presentación de los Estados Financieros y resulta aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016, permitiendo su adopción anticipada.

NIC 27 “Estados financieros separados”

En agosto de 2014, el IASB modificó la NIC 27 “Estados financieros separados”, admitiendo la utilización del método de la participación como opción en la contabilización de inversiones en subsidiarias, controladas en forma conjunta y asociadas y resulta aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017 y permitiendo su adopción anticipada.

NIIF 9 “Instrumentos financieros”

En julio 2014, el IASB emitió una nueva versión de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” que sustituye a las versiones emitidas con anterioridad y que establece nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos y pasivos financieros, aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su adopción anticipada.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”

En mayo de 2014, el IASB emitió la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”, posteriormente, en septiembre 2015, modificó la entrada en vigencia de la misma a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su adopción anticipada. Trata los principios para el reconocimiento de ingresos y establece los requerimientos de información sobre la naturaleza, monto, calendario e incertidumbre de ingresos y flujos de efectivo que surgen de contratos con clientes. El principio básico implica reconocer ingresos que representen la transferencia de bienes o servicios comprometidos con clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho.

Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2012-2014

En septiembre 2014, el IASB publicó modificaciones a las NIIF que resultan aplicables para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones, no obstante, estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

3.2.2 Consolidación - Subsidiarias

Los estados financieros de CGC al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014
Unitec Energy S.A. (1)	Argentina	Peso argentino	92,59	-	92,59%	-	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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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. 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). Al 31 de diciembre de 2015 la participación de CGC en el capital y los votos de UENE asciende al 92,59 %.

Adicionalmente, 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 Compañía General de Combustibles S.A. por \$ 10.030, en concepto de aportes irrevocables a cuenta de futuros aumentos de capital.

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):

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

3.2.4 Conversión de moneda extranjera

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

3.2.4.1 Moneda funcional y de presentación

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

La Sociedad ha evaluado y concluido que a la fecha de los estados financieros no se cumplen las condiciones establecidas en la NIIF 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” para considerar a la Argentina como una economía hiperinflacionaria. Estas condiciones incluyen que la inflación acumulada de los últimos tres años aproxime o supere el 100%. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, esta pauta, medida como la variación en el Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, no está alcanzada. Por lo tanto, los presentes estados financieros no han sido reexpresados.

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 remedidos.

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

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. En 2014 se ha reducido el capital social de Gasoducto

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

GasAndes S.A. (Chile), a partir de lo cual se reclasificó en forma proporcional la diferencia de conversión relacionada, que se encontraba registrada dentro de los otros resultados integrales por \$13.477 (Nota 9 a)).

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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se registraron activaciones de costos financieros por 92.953, mientras que al 31 de diciembre de 2014 no se habían registrado.

D) Actividades de exploración de petróleo y gas

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

En función de ello y de acuerdo con lo permitido por la NIIF 6, la Sociedad capitaliza los gastos de exploración y evaluación de petróleo y gas, tales como estudios topográficos, geológicos, geofísicos y sísmicos, costos de perforación de pozos exploratorios y evaluación de reservas de petróleo y gas, y la propiedad minera asociada a reservas no probadas, como activos de exploración y evaluación como una categoría especial (Activos de exploración y evaluación) dentro del rubro Propiedad, planta y equipo. Los costos previos a la obtención de un permiso para explorar, son cargados a resultados a medida que 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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

petróleo y gas son cargados a resultados.

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

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

Los costos por obligaciones para el abandono y taponamiento de pozos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen (dentro de la línea "Pozos e Instalaciones de producción"), y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Dichos valores se ajustan cuando corresponde en virtud a los cambios en los costos corrientes, el momento en el que se estima que se producirán los abandonos y/u otra información disponible. (Ver Nota 3.2.14.1).

III) Depreciaciones

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

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

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

- 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

Al 31 de diciembre de 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 2015 y 2014 la previsión para deterioro de activos no financieros asciende a 98.555 y 34.393, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 se reconocieron pérdidas por desvalorización de 28.400 en el área El Sauce, fundado en: i) el impacto de la caída en los precios locales sobre la curva de futuras ventas de hidrocarburos, considerando valores de 67,5 US\$/bbl a partir de 2016 y hasta el final de la concesión; y ii) los resultados desfavorables obtenidos durante la campaña de inversiones realizada durante 2014 y 2015. La tasa de descuento WACC utilizada ascendió al 10% para 2015. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad del valor recuperable en el área El Sauce con respecto a: i) tasa de descuento: un aumento o disminución de un 1% en la tasa de descuento, implicaría una disminución del 7% o un aumento del 7%, en el valor recuperable, respectivamente y ii) precio del petróleo crudo utilizado: un aumento o disminución de un 5% en el precio, implicaría un incremento del 48% y una disminución del 48%, en el valor recuperable, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 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, 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
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- Reserva facultativa

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

- Otros resultados integrales

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

- Resultados no asignados

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

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.2.13 Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta

3.2.13.1 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

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

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

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 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 2015, el importe determinado en concepto de obligación fiscal fue quebranto fiscal y por esto se ha efectuado una provisión de impuesto a la ganancia mínima presunta. Al 31 de diciembre de 2014, el importe determinado en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

Las provisiones reconocidas por la Sociedad son:

- Provisión para abandono y taponamiento 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 taponamiento, 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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

toma propiedad del producto, asumiendo sus riesgos y beneficios, los precios han sido determinados y la cobrabilidad ha sido razonablemente asegurada.

Los ingresos por ventas correspondientes a las actividades de producción de petróleo y gas natural, en los que la Sociedad tiene participación compartida con otros productores, se reconocen sobre la base de la participación contractual que la Sociedad detenta en cada UTE con prescindencia de la asignación real. En caso de que se produzcan desbalances entre la asignación real y la asignación por contrato, esto dará lugar al reconocimiento de una deuda o de un crédito, según la producción asignada a la Sociedad sea en exceso o en defecto respecto de la producción resultante de su participación contractual en la UTE. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la Sociedad mantiene registrado pasivos en concepto de desbalances de gas por un importe de \$ 18.295 y \$ 20.136 respectivamente, que corresponden a 180,56 y 198,73 Mm3., respectivamente.

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

a) Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

	2015.....			2014.....		
	Clase y monto de la Moneda extranjera (en miles)	Cambio aplicable \$	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	Monto en moneda extranjera	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	
ACTIVO CORRIENTE						
<u>Efectivo y otros activos líquidos equivalentes</u>	US\$	5.722	12,940	74.049	6.050	51.131
	Quetzales	71	1,703	121	71	79
	Bolívares	4.484	0,065	292	189	32
	\$ chilenos	11.535	0,021	246	11.484	185
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>						
Comunes	US\$	59.386	12,940	768.456	11.855	100.190
<u>Otros créditos</u>						
Comunes	US\$	2.264	12,940	29.301	12.927	109.245
	\$ chilenos	43.232	0,021	922	40.474	652
Sociedades relacionadas	US\$	554	12,940	7.164	471	3.979
Comunes	Bolívares	3.731	0,065	243	639	108
Total del Activo Corriente				880.794		265.601
ACTIVO NO CORRIENTE						
<u>Inversiones en sociedades</u>	US\$	492	12,940	6.362	452	3.819
<u>Otros créditos</u>						
Sociedades relacionadas	US\$	3.623	12,940	46.882	5.525	46.688
Total del Activo No Corriente				53.244		50.507
TOTAL DEL ACTIVO				934.038		316.108
PASIVO CORRIENTE						
<u>Deudas comerciales</u>	US\$	11.232	13,040	146.464	3.527	30.161
	Bolívares	5.513	0,065	359	603	102
	\$ chilenos	2.344	0,021	50	2.111	34
<u>Deudas financieras</u>	US\$	73	13,040	948		
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>	Bolívares	3.992	0,065	260	988	167
<u>Deudas fiscales</u>	Quetzales	4	1,703	6	4	4
	Bolívares	906	0,065	59		
<u>Otros deudas</u>	US\$				23	194
Total del Pasivo Corriente				148.146		30.662
PASIVO NO CORRIENTE						
<u>Deudas financieras</u>	US\$	122.006	13,040	1.590.953		-
Total del Pasivo No Corriente				1.590.953		
TOTAL DEL PASIVO				1.739.099		30.662
TOTAL				(805.061)		285.446

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

La Sociedad tiene aproximadamente el 54% de sus pasivos financieros (incluyendo pasivos comerciales) denominados en dólares estadounidenses.

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

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

	31.12.2015	31.12.2014
Posición neta Activo (Pasivo) en dólares estadounidenses	(61.737.807)	33.381.593
Tipo de cambio al cierre del ejercicio	13,040	8,551
Efecto de la sensibilidad expresado en pesos	(161.012.200)	57.089.200
Sensibilidad aplicada	20%	20%

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 31 de Diciembre de 2015 y 2014, como consecuencia de la apreciación del tipo de cambio sobre los activos y pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses hubiera supuesto una (disminución) aumento en el resultado integral y en el patrimonio de (\$161.012.200) y \$ 57.089.200, 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 2015 y 2014, la Sociedad no tenía contratos de futuros ni derivados financieros de precios de commodities.

c) Riesgo de tipo de interés

El Sociedad se encuentra 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 de corto plazo al 31 de diciembre de 2015 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En cuanto a los pasivos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables y préstamos financieros con entidades financieras locales.

La estrategia para cubrir el riesgo de tasas de interés se fundamenta en la atomización de contrapartes financieras y en la diversificación de los tipos de préstamos y plazos de vencimiento.

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.

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

	31.12.2015	31.12.2014
Tasa fija:		
Peso argentino	33.786	107.483
Dólar estadounidense	1.591.901	-
Subtotal préstamos a tasa fija	1.625.687	107.483
Tasa variable:		
Peso argentino	1.056.265	-
Dólar estadounidense	-	-
Subtotal préstamos a tasa variable	1.056.265	-
Total deudas financieras	2.681.952	107.483

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

El efecto anual en resultados después de impuesto a las ganancias de una variación de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre la porción no corriente de la deuda financiera de largo plazo al 31 de diciembre de 2015 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) <u>en la tasa de interés</u> <u>(puntos básicos)</u>	Efecto anual estimado <u>ganancia / (pérdida)</u>
+100	(49.599)
-100	49.599

4.1.2 Riesgo de crédito

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 aproximadamente el 76% de las ventas brutas de la Sociedad fueron generadas por el petróleo crudo y el 24% restante por el gas natural y líquidos.

Al 31 de diciembre de 2015 los créditos por ventas de la Sociedad totalizan \$ 791.080, siendo todos de corto plazo. El 67% de los créditos por ventas de petróleo está concentrado en un cliente: Oil Combustibles S.A. En Argentina, por las características del mercado local de petróleo crudo, las ventas locales de dicho producto, y por consiguiente el crédito también, se concentra en pocos clientes. Históricamente la venta de petróleo crudo tiene un nivel casi nulo de incobrabilidad (al cierre no existen atrasos significativos).

La Sociedad constituye una provisión 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 5 Años
Al 31 de diciembre de 2015			
Descubiertos bancarios	1.725		
Préstamos bancarios	323.048	295.468	366.558
Obligaciones negociables	948	1.320.719	373.486
Total	325.721	1.616.187	740.044

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

4.2 Administración del riesgo de capital

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

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

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

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2015 y 2014 fueron los siguientes:

	31.12.2015	31.12.2014
Total préstamos	2.681.952	107.483
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(201.247)	(63.774)
Deuda neta	2.480.705	43.709
Capital total	3.828.952	1.202.034
Ratio de apalancamiento	64,79%	3,64%

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 2015 y 2014.

<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)	-	-	9.920	9.920
Total activos no corrientes	-	-	9.920	9.920
<u>Al 31.12.2014</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	8.105	-	-	8.105
Acciones con cotización (Nota 26 a))	48.041	-	-	48.041
Total activos	56.146	-	-	56.146

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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

sido preparadas al 31 de diciembre de 2015 por personal técnico de la Sociedad y las áreas de la Cuenca Austral en Argentina han sido auditadas por Gaffney, Cline & Associate (Nota 34).

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

d) Costos de exploración y evaluación

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

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

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

f) Contingencias

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

NOTA 6 - INFORMACION POR SEGMENTOS

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

Se ha determinado que la medida representativa de la toma de decisiones por parte de la gerencia es el “EBITDA ajustado”. El EBITDA ajustado es la ganancia ordinaria de la sociedad antes de intereses, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones de todos los bienes tangibles e intangibles de la Sociedad, y antes de cualquier otro resultado que no implique movimiento de fondos en efectivo. 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- 2) El transporte de gas natural integrado por las participaciones directas e indirectas en las compañías asociadas TGN, TGM y Gas Andes.
- 3) Los resultados operativos correspondientes a la Estructura Central, los no identificables a algún segmento de negocios y las eliminaciones intersegmentos se exponen conjuntamente.

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

	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	631.777	(68.725)	(505.528)	57.524
- Ganancia (Perdida)	631.777	(68.725)	(505.528)	57.524

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	2014			TOTAL
	Exploración y producción de petróleo y gas	Transporte de gas	Estructura central	
Ventas netas	942.063	-	-	942.063
Costo de ventas	(512.033)	-	-	(512.033)
Resultado bruto	430.030	-	-	430.030
Gastos de comercialización	(27.870)	-	-	(27.870)
Gastos de estructura central	-	-	(82.073)	(82.073)
Gastos de exploración	(6.775)	-	-	(6.775)
Otros ingresos y egresos operativos	30.971	2.672	-	33.643
EBITDA ajustado	426.356	2.672	(82.073)	346.955
Otros ingresos y egresos operativos	-	-	(7.337)	(7.337)
Depreciaciones y Amortizaciones	(129.447)	-	(1.124)	(130.571)
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(14.384)	-	(1.996)	(16.380)
Resultado inversiones permanentes	5.796	(25.020)	-	(19.224)
Sub total	288.321	(22.348)	(92.530)	173.443
Ingresos financieros	-	-	87.061	87.061
Costos financieros	-	-	(81.002)	(81.002)
Resultado antes de impuestos	288.321	(22.348)	(86.471)	179.502
Impuesto a las ganancias	(95.782)	(935)	30.255	(66.462)
Resultado del ejercicio				
- Ganancia (Perdida)	192.539	(23.283)	(56.216)	113.040

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Instrumentos financieros por categoría

<u>ACTIVOS</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Activos financieros a costo amortizado:		
Otros créditos	641.368	192.030
Cuentas comerciales por cobrar	791.080	105.724
Otras inversiones	7.662	10.704
Efectivo y equivalentes del efectivo	124.658	55.669
Total	1.564.768	364.127
Activos financieros a valor razonable:		
Otras inversiones	159.161	56.146
Inversiones en Sociedades	9.920	-
Total	169.081	56.146
<u>PASIVOS</u>		
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deudas comerciales	569.977	136.903
Deudas financieras	2.681.952	107.483
Otras deudas, cargas sociales y fiscales	140.698	167.414
Total	3.392.627	411.800

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 8 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

La composición del rubro es la siguiente:

Cuenta principal	Valores de origen						Depreciaciones					Neto	Neto	
	Valor al comienzo del ejercicio	Altas	Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A. (Nota 28.d)	Efecto consolidación Unitec Energy (3)	Reclasificaciones	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 31.12.2015	Resultante al 31.12.2014
ACTIVOS DE DESARROLLO Y PRODUCCION														
Pozos e instalaciones de producción	1.183.119	131.823	1.254.402	59.327	532.025	-	3.160.696	857.872	16.045	(44.443)	331.969	1.161.443	1.999.253	325.247
Otros bienes asociados a la producción	4.347	409	9.420	983	-	(54)	15.105	3.693	686	(54)	3.705	8.030	7.075	654
Propiedad minera	286.796	-	653.899	-	-	(10.132)	930.563	174.894	-	-	66.187	241.081	689.482	111.902
Materiales y repuestos	11.096	3.777	-	453	-	(7.065)	8.261	-	-	-	-	-	8.261	11.096
Obras en curso (1)	36.148	846.406	46.560	-	(528.222)	(50.290)	350.602	-	-	-	-	-	350.602	36.148
Subtotal	1.521.506	982.415	1.964.281	60.763	3.803	(67.541)	4.465.227	1.036.459	16.731	(44.497)	401.861	1.410.554	3.054.673	485.047
ACTIVOS DE EXPLORACION Y EVALUACION	369.903	6.333	(191.577)	59.936	(3.803)	(55.989)	184.803	-	-	-	-	-	184.803	369.903
ACTIVOS ADMINISTRACION CENTRAL	15.025	11.930	-	-	-	(171)	26.784	9.994	-	(68)	4.141	14.067	12.717	5.031
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	
TOTALES 31.12.2014	1.668.443	241.046	-	-	-	(3.055)	1.906.434	917.821	-	(1.939)	130.571	1.046.453		859.981
Previsión para deterioro de activos no financieros (2)													(98.555)	(34.393)
TOTAL													3.153.638	825.588

- (1) El costo de las obras en curso cuya construcción se prolonga en el tiempo incluye, de corresponder, los costos financieros devengados por la financiación con capital de terceros. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se han registrado 92.953 por activación de costos financieros
- (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
10 de marzo de 2016

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:

	31.12.2015	31.12.2014
Saldo al inicio del ejercicio	34.393	34.393
Efecto consolidación Unitec Energy S.A. (nota 3.2.2.(1))	35.762	-
Aumentos (disminuciones) (1)	28.400	-
Saldo al cierre del ejercicio	98.555	34.393

(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 2015 y 2014:

Sociedad	31.12.2015	31.12.2014
Inversiones en Asociadas		
Gasinvest S.A.	53.229	130.628
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	107.059	111.490
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile) (1)	72.403	45.972
Transportadora de Gas del Norte S.A.	97	258
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile) (4)	7.489	6.337
Petronado S.A. (Venezuela) (5)	-	74.420
Subtotal	240.277	369.105
Otras inversiones		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (3)	-	-
Petronado S.A. (Venezuela) (5)	9.920	-
Otras inversiones	10.000	-
Subtotal	19.920	-
Llave de negocio (2)	8.576	8.576
Total de inversiones	268.773	377.681

(1) Con fecha 24 de febrero de 2014 los accionistas de Gasoducto GasAndes S.A. decidieron una reducción del capital social de dicha sociedad. La mencionada reducción de capital ha sido considerada como una disposición parcial de interés en dicha asociada, y en consecuencia, se ha reclasificado en forma proporcional la diferencia de conversión relacionada, que se encontraba registrada dentro de los otros resultados integrales que forman parte del patrimonio neto, por \$13.477.

(2) Originada en la adquisición de participación de Gasandes Chile en fecha 7 de octubre de 2014 (ver nota 30 (8)).

(3) Ver nota 30 (2)

(4) Ver nota 30 (8)

(5) Ver nota 30 (5)

b) A continuación se detalla la evolución de las inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31.12.2015	31.12.2014
Al inicio del ejercicio	377.681	302.313
Diferencias por conversión	32.618	24.207
Resultado de inversiones en compañías asociadas	(145.515)	(19.224)
Adquisiciones de participación en asociadas (Nota 30 (8))	-	99.782
Reducción de capital	-	(15.402)
Dividendos cobrados	(7.151)	(8.666)
Aporte de capital en otras sociedades	10.000	-
Resultado por valuación a valor razonable de Petronado S.A.	1.140	-
Desvalorización de inversiones (nota 30 (2))	-	(5.329)
Al cierre del ejercicio	268.773	377.681

c) A continuación se expone la información contable seleccionada inversiones en compañías asociadas

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(al % de participación de CGC):

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

SOCIEDAD	31.12.2014			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	130.703	75	(37.782)	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	130.394	18.904	8.705	24.512
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	163.267	117.295	3.782	30.515
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	9.114	2.777	2.940	3.858
Transportadora de Gas del Norte S.A.	1.012	754	(80)	178
Petronado S.A. (Venezuela) (1)	555.125	480.705	5.796	77.443

(1) Al 31 de diciembre de 2015 medida a valor razonable

NOTA 10 - OTROS CREDITOS

La composición de los otros créditos es la siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
<u>No corrientes:</u>		
Central International Corporation Suc. Argentina	-	4.510
Partes relacionadas (Nota 26 a))	131.987	92.983
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	30.531	-
Impuesto al valor agregado	19.508	3.487
Otros créditos fiscales	1.105	-
Diversos	502	766
Previsión sobre otros créditos	(74.007)	(48.934)
Total	109.626	52.812
<u>Corrientes:</u>		
Créditos programa Petróleo Plus	21.452	103.276
Créditos programa Incentivo a la Producción de Petróleo	40.088	-
Créditos programa de Estímulo a la Inyección de Gas	322.195	-
Partes relacionadas (Nota 26 a))	7.148	14.135
Impuesto al Valor Agregado	56.110	5.075
Impuesto a las Ganancias, neto de provisión	42.208	2.949
Otros créditos fiscales	15.227	1.543
Anticipos a proveedores	1.232	1.078
Socios en UTEs	-	3.128
Gastos a recuperar	20.420	5.954
Seguros pagados por adelantado	691	215
Diversos	4.971	2.347
Previsión sobre otros créditos	-	(482)
Total	531.742	139.218

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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:

	31.12.2015	31.12.2014
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	48.934	36.530
Aumentos (disminuciones) (1)	25.073	12.404
Saldo al cierre del ejercicio	74.007	48.934
<u>Corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	482	482
(Disminuciones) Aumentos (1)	(482)	-
Saldo al cierre del ejercicio	-	482

(1) Imputado \$ 909 y 2.052 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 23.682 y 10.352 a resultados financieros en 2015 y 2014, respectivamente.

NOTA 11 - INVENTARIOS

La composición de los bienes de cambio es la siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
Petróleo y derivados	54.101	50.916
Materiales y repuestos	85.992	12.791
Total	140.093	63.707

NOTA 12 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR

La composición de los créditos por ventas es la siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
Comunes	795.687	108.450
Menos: Previsión para créditos incobrables	(4.607)	(2.726)
Total	791.080	105.724

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

	31.12.2015	31.12.2014
Saldo al inicio del ejercicio	2.726	2.161
Aumentos (Nota 24 f) (1)	1.881	565
Saldo al cierre del ejercicio	4.607	2.726

(1) Imputado a otros ingresos y egresos operativos.

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 existen saldos por cobrar comerciales que se encuentran vencidos pero no provisionados por \$ 37.654 y \$ 1.080 respectivamente. La anticuación de los mencionados saldos es la siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
De 0 a 3 meses	37.634	1.075
De 3 a 6 meses	20	5
Total	37.654	1.080

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 795.687 y \$ 108.450 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>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	37.634	1.075
De 3 a 6 meses	20	5
De 6 a 9 meses	471	20
De 9 a 12 meses	158	118
Más de un año	3.977	2.588
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	753.427	104.644
Total	795.687	108.450

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

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Peso argentino	29.670	8.260
Dólar estadounidense	766.017	100.190
Total	795.687	108.450

NOTA 13 - OTRAS INVERSIONES

La composición de las otras inversiones es la siguiente:

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>No Corrientes:</u>		
Colocaciones de fondos - Partes relacionadas (Nota 26 a))	6.362	3.819
Obligaciones negociables	1.300	849
Total	7.662	4.668
<u>Corrientes:</u>		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	82.572	54.077
Plazos fijos	12.244	-
Fondos comunes de inversión (1)	76.589	8.105
Total	171.405	62.182

(1) Al 31 de diciembre de 2015, incluye 18.484 cuotas partes del fondo común de inversión "Toronto Trust Renta Fija"

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 14 - EFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LIQUIDOS EQUIVALENTES

	31.12.2015	31.12.2014
Caja y fondos fijos	342	172
Bancos	112.072	55.497
Total	112.414	55.669

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

	31.12.2015	31.12.2014
Efectivo y equivalente de efectivo	112.414	55.669
Fondos comunes de inversión	76.589	8.105
Plazos fijos (menos de 3 meses)	12.244	-
Descubiertos bancarios	(1.725)	(43.372)
Total	199.522	20.402

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 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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) 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.

Al 31 de diciembre de 2015, el capital asciende a \$ 399.138, encontrándose totalmente suscripto, integrado y pendiente de inscripción en la Comisión Nacional de Valores.

NOTA 16 - RESERVAS

	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Otros (2)	Total Reservas
Saldos al 31 de diciembre de 2013	14.000	738.851	-	752.851
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 23 de abril de 2014 (aumento de reserva facultativa):	-	38.432	-	38.432
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

- (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

	31.12.2015	31.12.2014
Saldos al 31 de diciembre de 2013		49.307
Asamblea General Ordinaria del 23 de abril de 2014 (aumento de reserva facultativa)		(38.432)
Resultado del ejercicio		113.040
Saldos al 31 de diciembre de 2014	123.915	123.915
Asamblea General Ordinaria 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	

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 18 - PREVISIONES

La previsión para juicios 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.

La evolución de la previsión para juicios y reclamos administrativos es la siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
Saldo al inicio del ejercicio	12.941	16.641
Aumentos (1)	1.640	-
Disminuciones (1)	-	(3.700)
Saldo al cierre del ejercicio	14.581	12.941

(1) Imputado \$ 1.929 y 4 a otros ingresos y egresos operativos y \$ (289) y 3.696 a resultados financieros en 2015 y 2014, respectivamente

NOTA 19 - PROVISIONES

El detalle de las provisiones es el siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
<u>No corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	16.337	18.481
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	509.534	183.123
Diversos	2.755	2.756
Total	528.626	204.360
<u>Corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	1.958	1.655
Honorarios sindicatura concursal (Nota 31)	1.738	1.699
Provisión remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	1.922	1.997
Diversos	5.704	3.725
Total	11.322	9.076

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	Saldo al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones	Saldo al cierre del ejercicio
<u>No corrientes:</u>				
Desbalanceo de gas (1)	18.481	47	(2.191)	16.337
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (2)	183.123	326.411	-	509.534
<u>Corrientes:</u>				
Desbalanceo de gas (1)	1.655	303	-	1.958
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (2)	1.997	-	(75)	1.922
Total al 31.12.2015	205.256	326.761	(2.266)	529.751
Total al 31.12.2014	158.290	50.218	(3.252)	205.256

(1) Corresponde \$ 350 a diferencias de cambio e intereses, imputados a costos financieros; y (\$ 2.191) corresponde a devolución de gas, imputados a costo de ventas.

(2) Corresponde \$ 23.530 a valor actual, imputados a costos financieros, \$ 270.491 a la combinación de negocio por la compra de los activos de Petrobras Argentina S.A. (nota 28.d), \$ 33.355 a ajuste del costo futuro, imputados a propiedad, planta y equipo, y (\$ 1.040) a aplicaciones del período

NOTA 20 - DEUDAS FISCALES

El detalle de las deudas fiscales es el siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
<u>No corrientes:</u>		
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683 (1)	55.733	63.733
Plan de pagos Ley N° 26.476	2.753	3.579
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	4.868	5.245
Total	63.354	72.557
<u>Corrientes:</u>		
Provisión impuesto ingresos brutos	5.767	218
Provisión impuesto a las ganancias	6	63.102
Impuesto al valor agregado a pagar	21	-
Otros impuestos	294	89
Retenciones y percepciones impositivas	5.631	3.602
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683 (1)	8.000	6.811
Plan de pagos Ley N° 26.476	827	714
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	376	320
Diversos	177	82
Total	21.099	74.938

(1) Con fecha 24 de mayo de 2012 la Sociedad incluyó la obligación a pagar por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio 2011 en un plan de pagos acordado por la AFIP en los términos del art.32 de la Ley N° 11.683, el que será saldado en 108 cuotas mensuales con más sus intereses de financiación sobre saldos a partir del 16 de junio de 2012. La deuda al 31 de diciembre de 2015 y 2014 asciende a \$ 63.733 y \$ 70.544 respectivamente, y se expone \$ 8.000 y \$ 6.811 en deudas fiscales corrientes y \$ 55.733 y \$ 63.733 en deudas fiscales no corrientes respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 21 - DEUDAS FINANCIERAS

La composición de las deudas financieras es la siguiente:

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>No corrientes:</u>		
Préstamos bancarios	662.026	31.823
Obligaciones negociables	1.694.205	-
Total	2.356.231	31.823
<u>Corrientes:</u>		
Descubiertos bancarios	1.725	43.372
Préstamos bancarios	323.048	32.288
Obligaciones negociables	948	-
Total	325.721	75.660

Apertura	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	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	8.889	15,25%	2015 -2017	Pesos
Banco Provincia de Buenos Aires	-	9.600	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Citibank S.A.	-	6.667	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Ciudad de Buenos Aires	-	6.667	15,25%	2015 - 2016	Pesos
Subtotal	662.026	31.823			
Obligaciones negociables - (nota 21.b)					
Obligaciones negociables – clase 2	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	103.252	-	Badlar privados + 4,5%	2018	Pesos
Subtotal	1.694.205	-			
Total	2.356.231	31.823			
<u>CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado (nota 21.a)	293.210	-	Badlar privados corregida + 5,90%	2016-2019	Pesos
Adelantos en cuenta corriente	1.725	43.372	23,00%	2015	Pesos
Banco Macro S.A.	6.759	6.829	15,25%	2015 -2017	Pesos
Banco Provincia de Buenos Aires	9.672	9.743	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Citibank S.A.	6.731	9.038	15,25%	2015 -2016	Pesos
Sindicado ICBC y Ciudad de Buenos Aires	6.676	6.678	15,25%	2015 -2016	Pesos
Subtotal	324.773	75.660			
Obligaciones negociables- (nota 21.b)					
Intereses devengados a pagar	948	-		2016	Dólar
Subtotal	948	-			
Total	325.721	75.660			

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

21.a) Emisión de Préstamo Sindicado y garantías al 30 de marzo de 2015

La compra de los activos de Petrobras, informada en la nota 28 d) de los presentes estados financieros, fue financiada mediante la suscripción con fecha 30 de marzo de 2015, de un contrato de préstamo sindicado entre la Compañía, en su carácter de deudora, Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. (“ICBC”), como agente administrativo y prestamista, Banco Itaú Argentina S.A., Banco Hipotecario S.A., BACS Banco de Crédito y Securitización S.A. y Banco del Chubut S.A. en su carácter de prestamistas (en conjunto con ICBC, los “prestamistas”) por la suma de \$ 825.000.000,- (el préstamo sindicado).

El capital se amortizará en 13 cuotas iguales y consecutivas, pagaderas trimestralmente a partir del 30 de marzo de 2016.

El préstamo sindicado devenga una tasa de interés variable equivalente a la tasa badlar bancos privados corregida más el 5,9% anual. Los intereses se pagan de manera trimestral.

En garantía del Préstamo sindicado: a) la compañía se comprometió a ceder fiduciariamente en garantía ciertos derechos de cobro por ventas de gas y petróleo crudo, cuyas cobranzas continuarán siendo percibidas por la Compañía mientras no haya ocurrido un supuesto de incumplimiento, y b) Sociedad Comercial del Plata S.A. y Latin Exploration S.L.U., en su carácter de accionistas, Compañía General de Combustibles S.A., como deudor, los prestamistas, en su carácter de prestamistas, ICBC en su carácter de agente administrativo y TMF Trust Company (Argentina) S.A. (el “Agente de Garantía”) 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.

El contrato de préstamo sindicado contiene cláusulas con ciertas obligaciones entre las que se incluyen los cumplimientos de ciertos ratios, los cuales comenzarán a determinarse a partir del tercer trimestre de 2015.

En caso de incumplimiento de algunas de estas cláusulas, sus acreedores financieros, previo aviso por notificación escrita a la Sociedad pueden, en caso de mantenerse el incumplimiento, solicitar la cancelación anticipada de la deuda. Con fecha 30 de octubre de 2015, la Sociedad informó en la CNV que se ha recibido una dispensa del cumplimiento de ciertos compromisos asumidos del contrato de préstamos sindicado por los períodos móviles finalizados hasta el 31 de diciembre de 2015, inclusive. Los compromisos dispensados son aquellos en virtud de los cuales la Compañía se comprometió a: (i) cumplir con determinados ratios financieros, (ii) limitar el capital total de su Endeudamiento Senior y (iii) limitar sus inversiones en Bienes de Capital. Las razones que han motivado a la Compañía a solicitar dicha dispensa se basan en ciertos cambios en las premisas del negocio de la Compañía que ocurrieron luego de la adquisición de los activos de Petrobras Argentina S.A. durante los trimestres finalizados el 30 de junio de 2015 y el 30 de septiembre de 2015.

Ampliación con fecha 20 de abril de 2015, del contrato de Préstamo sindicado de fecha 30 de marzo de 2015, de \$825.000.000 a \$1.075.000.000

Con fecha 20 de abril de 2015 la Sociedad suscribió con ICBC, como agente administrativo, Banco de Santa Cruz S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A. y Banco de San Juan S.A. en su carácter de prestamistas adicionales, una ampliación del préstamo de la suma de \$ 825.000.000 a la suma de \$ 1.075.000.000. El préstamo adicional obtenido mantiene las mismas condiciones y las mismas garantías que el préstamo sindicado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Amortización anticipada

Con fecha 10 de diciembre de 2015, se han amortizado anticipadamente \$ 100.000.000 de capital del préstamo sindicado. Es por esto que al 31 de diciembre de 2015 el saldo adeudado de capital por el préstamo sindicado ascendió a \$ 975.000.000 que será cancelado en 13 cuotas trimestrales de \$ 75.000.000, venciendo la primera de ellas con fecha 30 de marzo de 2016.

21.b) Programa para la emisión de Obligaciones Negociables

Con fecha 2 de octubre de 2014, los Directores y Accionistas de Compañía General de Combustibles S.A. han aprobado la creación de un programa para la emisión de Obligaciones Negociables por un valor nominal total en circulación de hasta US\$ 250.000.000, 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 ha sido 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 serán colocadas y se emitirán de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias (la “Ley de Obligaciones Negociables”), la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y sus modificatorias y reglamentarias (la “Ley de Mercado de Capitales”) y las normas de la CNV, según texto ordenado por la Resolución General N° 622/13 (las “Normas de la CNV”).

Adicionalmente los Directores y Accionistas de Compañía General de Combustibles S.A. han aprobado con fecha 21 de octubre de 2015 la ampliación del programa en la suma de US\$ 200.000.000 y extender el programa por el término legal, esto es 10 de diciembre de 2019 (quinto aniversario de la autorización original). Sin embargo, con fecha 1° de febrero de 2016, los Directores y Accionistas de la sociedad han dejado sin efecto la ampliación del monto y la extensión del programa original debido a las nuevas condiciones imperantes en el mercado y han resuelto la creación de un nuevo programa de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$ 300.000.000 destinado a la emisión de obligaciones negociables en mercados de valores locales y del exterior.

Suplementos de precio

La forma en la cual se emita cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se determinará en el Suplemento de Precio correspondiente, sujeto a la legislación aplicable. Los fondos netos provenientes de la emisión de cada Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables serán aplicados por la Sociedad a uno o más de los siguientes fines, siempre de conformidad con lo requerido por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) capital de trabajo en Argentina, (ii) inversiones en activos físicos ubicados en Argentina, (iii) refinanciación de su deuda o (iv) aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas, siempre que tales sociedades empleen los fondos de tales aportes conforme a una o más de las formas previstas en las cláusulas (i), (ii) o (iii) precedentes; y/o a los demás fines que se describan en el correspondiente Suplemento de Precio. Los fondos serán aplicados, particularmente 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 29 de diciembre de 2014, se publicaron los Suplementos de Precio aprobados por la Gerencia de emisora de la CNV, que luego fueron actualizados con fecha 17 de abril de 2015 y sufrieron adendas con fecha 21 y 24 de abril de 2015. Los mismos corresponden a las Obligaciones Negociables Clase N° 1 en

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

pesos a tasa variable con vencimiento a los 36 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, Clase N° 2 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 48 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, Clase N° 3 en pesos a tasa mixta con vencimiento a los 18 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación y Clase N° 4 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 24 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación. El valor nominal en conjunto de las Obligaciones Negociables Clase 1 y 2 no podrá superar la suma de US\$ 50.000.000 y el valor nominal en conjunto de las Obligaciones Negociables Clase 3 y 4 no podrá superar la suma de US\$ 40.000.000. Estas Obligaciones Negociables representarán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común y no subordinadas de la Compañía.

Con fecha 28 de abril de 2015 finalizó el período de subasta y/o licitación pública de las Obligaciones Negociables Clase 3 y 4. De acuerdo a lo previsto en el Suplemento de precio, la Compañía ha resuelto declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables Clase 3. La Clase 4 fue emitida e integrada el 30 de abril de 2015 y comprendió la emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de US\$ 40.000.000, con vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con un interés a una tasa fija nominal anual de 4,75 %.

Con fecha 20 de octubre de 2015 la Superintendencia de Seguros de la Nación nos ha informado mediante Comunicación N° 4794 que las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2 han sido calificadas como una inversión productiva computable en el marco del inciso k) del punto 35.8.1 del Reglamento General de la Actividad Aseguradora (Res. N° 35.708/2014). Es por esto que con fecha 2 de noviembre de 2015 se han ofrecido en suscripción las Obligaciones Negociables Clase 1 en pesos a tasa variable con vencimiento a los 36 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación y las Obligaciones Negociables Clase 2 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 48 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, en conjunto, por un monto máximo de \$ 200.000.000. Con fecha 10 de noviembre de 2015 finalizó el período de subasta y/o licitación pública de las Obligaciones Negociables Clase 1 y 2. De acuerdo a lo previsto en el Suplemento de precio, la Compañía ha resuelto declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables Clase 1. La Clase 2 fue emitida e integrada el 12 de noviembre de 2015 y comprendió la emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de US\$ 20.880.968, con vencimiento a los 48 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con un interés a una tasa fija nominal anual de 0%.

Con fecha 31 de agosto de 2015, se publicó el Suplementos de Precio aprobado por la Gerencia de emisora de la CNV, correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase N° 5 en pesos a tasa variable con vencimiento a los 18 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, Clase N° 6 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 24 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación. El valor nominal en conjunto de las Obligaciones Negociables Clase 5 y 6 no podrá superar la suma de US\$ 60.000.000. Estas Obligaciones Negociables representarán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común y no subordinadas de la Compañía. Con fecha 7 de septiembre de 2015 finalizó el período de subasta y/o licitación pública de las obligaciones Negociables Clase 5 y 6. De acuerdo a lo previsto en el Suplemento de precio, la Compañía ha resuelto declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables Clase 5. La Clase 6 fue emitida e integrada el 9 de septiembre de 2015 y comprendió la emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de US\$ 31.730.300, con vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con un interés a una tasa fija nominal anual de 5,00 %.

Con fecha 10 de noviembre de 2015, se publicó el Suplementos de Precio aprobado por la Gerencia de emisora de la CNV, correspondiente a la Obligación Negociable Clase N° 7 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 24 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación. El valor nominal de la Obligación Negociable Clase 7 no podrá superar la suma de US\$ 20.000.000, ampliable a US\$ 30.000.000. Estas Obligaciones Negociables representarán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común y no subordinadas de la Compañía. Con fecha 18 de noviembre de 2015 finalizó el período de subasta y/o licitación pública de la obligación Negociables Clase 7. La Clase fue emitida e integrada el 24 de noviembre de 2015 y comprendió la emisión de obligaciones negociables por un

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

valor nominal de US\$ 30.000.000, con vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con un interés a una tasa fija nominal anual de 1,50 %.

Con fecha 2 y 3 de diciembre de 2015, se publicó el Suplementos de Precio aprobado por la Gerencia de emisora de la CNV, correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase N° 8 en pesos a tasa variable con vencimiento a los 36 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, Clase N° 9 en dólares estadounidenses a tasa fija con vencimiento a los 48 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación. El valor nominal en conjunto de las Obligaciones Negociables Clase 8 y 9 no podrá superar la suma de \$ 300.000.000. Estas Obligaciones Negociables representarán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común y no subordinadas de la Compañía. Con fecha 4 de diciembre de 2015 finalizó el período de subasta y/o licitación pública de las obligaciones Negociables Clase 8 y 9. De acuerdo a lo previsto en el Suplemento de precio, la Compañía ha resuelto declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables Clase 9. La Clase 8 fue emitida e integrada el 10 de diciembre de 2015 y comprendió la emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de \$ 103.977.272, con vencimiento a los 36 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con un interés a una tasa variable de Badlar privados mas un 4,5%.

Al 31 de diciembre de 2015 se encuentran emitidas e integradas la ON Clase 4 por USD 40.000.000, la ON Clase 6 por USD 31.730.300, la ON Clase 2 por USD 20.880.968, la ON Clase 7 por USD 30.000.000 y la ON Clase 8 por \$ 103.977.272.

NOTA 22 - OTRAS DEUDAS

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>No Corrientes:</u>		
Diversos	208	625
Total	<u>208</u>	<u>625</u>
 <u>Corrientes:</u>		
Regalías de petróleo y gas	35.378	10.272
Fondo Fiduciario Ley N° 26.020	-	155
Diversos	416	611
Total	<u>35.794</u>	<u>11.038</u>

NOTA 23 - DEUDAS COMERCIALES

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>Corrientes:</u>		
Proveedores comunes	250.911	16.628
Proveedores de UTEs	15.165	106.491
Facturas a recibir	303.901	13.784
Total	<u>569.977</u>	<u>136.903</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

a) Ventas netas

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Entregas de crudo	1.647.792	616.045
Gas	406.008	277.541
Otros	105.754	56.677
Subvenciones del Gobierno	368.260	
Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos	(1.017)	(8.200)
Total	<u>2.526.797</u>	<u>942.063</u>

b) Costo de ventas

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Existencias al inicio	63.707	21.548
Adquisición de activos de Petrobras Argentina S.A. (nota 28.d)	132.733	-
Compras	17.944	-
Gastos imputables al costo de ventas (1)	1.901.264	698.023
Existencias al cierre (Nota 11)	(140.093)	(63.707)
Costo de ventas	<u>1.975.555</u>	<u>655.864</u>

(1) Gastos imputables al costo de ventas

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Honorarios y retribuciones por servicios	7.447	10.875
Servicios contratados	766.009	221.277
Sueldos y jornales y cargas sociales	66.238	33.124
Otros gastos de personal	11.342	17.616
Depreciación propiedad, planta y equipos	401.827	129.447
Impuestos, tasas y contribuciones	14.255	15.291
Combustibles, gas y energía eléctrica	30.241	11.192
Seguros generales	21.059	3.823
Repuestos y reparaciones	113.750	65.523
Gastos de mantenimiento de pozos	107.562	34.316
Gastos de oficina	16.871	6.711
Movilidad y viáticos	1.982	216
Regalías, canon y servidumbre	301.519	135.637
Desbalanceo de gas	(2.191)	(2.440)
Otros	43.353	15.415
Total	<u>1.901.264</u>	<u>698.023</u>

c) Gastos de comercialización

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Impuesto sobre los ingresos brutos	59.809	27.870
Total	<u>59.809</u>	<u>27.870</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

d) Gastos de administración

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Honorarios y retribuciones por servicios	61.718	26.933
Sueldos y jornales y cargas sociales	83.091	39.336
Otros gastos de personal	2.899	2.393
Depreciación propiedad, planta y equipos	4.175	1.124
Impuestos, tasas y contribuciones	27.051	2.807
Seguros generales	1.119	672
Repuestos y reparaciones	3.963	2.054
Gastos de oficina	4.787	3.859
Movilidad y viáticos	5.650	1.723
Comunicaciones	1.676	994
Otros	4.190	3.298
Total	<u>200.319</u>	<u>85.193</u>

e) Gastos de exploración

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Gastos geológicos y geofísicos	185	6.775
Pozos y estudios no exitosos	55.792	-
Total	<u>55.977</u>	<u>6.775</u>

f) Otros ingresos y egresos operativos

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Honorarios por servicios prestados	15.669	5.948
Servicios contratados	(39.176)	(35.853)
Cargo por deterioro activos no financieros (Nota 8)	(28.400)	-
Incentivos programa petróleo plus	937	65.483
Cargo por previsión para otros créditos (Nota 10)	(909)	(2.052)
Cargo por previsión para cuentas comerciales por cobrar (Nota 12)	(1.881)	(565)
(Cargo) recupero por previsión para juicios (Nota 18)	(1.929)	4
Gastos relacionados con el concurso (Nota 31)	(92)	(292)
Juicios	-	(5.931)
Diversos	5.266	(436)
Resultado por remediación a valor razonable de participación de CGC previa a la combinación de negocios – (Nota 28 d)	462.139	-
Total	<u>411.624</u>	<u>26.306</u>

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

<u>Compañía Asociada</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Gasinvest S.A.	(77.399)	(37.782)
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	2.720	8.705
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	738	3.782
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	(1.459)	2.940
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(161)	(80)
Petronado S.A. (Venezuela)	(69.954)	5.796
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	(2.585)
Total	<u>(145.515)</u>	<u>(19.224)</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

h) Resultados financieros

	31.12.2015	31.12.2014
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	6.325	1.610
Reclasificación de otros resultados integrales		13.477
Resultado por medición a valor razonable de instrumentos financieros	64.073	24.020
Diferencias de cambio	80.442	47.954
Total	150.840	87.061
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(283.727)	(29.396)
Desvalorización de inversiones (Nota 30 (2))	-	(5.329)
Diferencias de cambio	(448.745)	(45.164)
Otros egresos financieros	(1.391)	(1.113)
Total	(733.863)	(81.002)

i) Resultado por combinación de negocios

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

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.

	31.12.2015	31.12.2014
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	58.941	113.040
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	399.138	70.000
Resultado por acción básico y diluido (pesos)	0,148	1,615

NOTA 26 - SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 Cedidor 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 Cedidor 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 2015 y 2014 LE

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 2015 y 2014:

	31.12.2015	31.12.2014
<u>Otras inversiones</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	6.362	3.819
<u>Corrientes:</u>		
Sociedad Comercial del Plata S.A. (1)	82.572	48.041
Corporación América S.A.	-	6.036
Total	82.572	54.077
<u>Otros créditos</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Latin Exploration SL	15.139	-
Petronado S.A.	46.882	46.688
Transportadora de Gas del Norte S.A.	69.966	46.295
Total	131.987	92.983
<u>Corrientes:</u>		
Latin Exploration S.L.	-	10.850
Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	1.655	332
Petronado S.A.	5.493	2.953
Total	7.148	14.135

(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 2015 y 2014:

Sociedad	31.12.2015			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Intereses perdidos
<u>Compañías asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2.511	-	-	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	372	-	-
Petronado S.A.	669	-	-	-
Cedikor S.A.	-	132	-	-
Corporación América S.A.	-	322	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	10.734	-	7.151	-
Sociedad	31.12.2014			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Intereses perdidos
<u>Compañías asociadas</u>				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	1.935	-	-	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	311	-	-
Petronado S.A.	1.298	-	-	-
Corporación América S.A.	-	696	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	2.672	-	8.666	-

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 27 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS

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

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

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Impuesto a las ganancias del período		
Impuesto corriente - Ganancia (Pérdida)	36.716	(90.342)
Impuesto diferido - Ganancia (Pérdida)	(92.828)	23.880
Total impuesto a las ganancias	<u>(56.112)</u>	<u>(66.462)</u>

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

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
<u>Activo por impuesto diferido</u>		
Propiedad, planta y equipo	59.381	32.023
Previsión para deterioro de activos no financieros	622	12.037
Provisión para juicios	5.103	4.529
Provisión para abandono de pozos	175.706	65.298
Provisión para deudores incobrables	26.100	17.326
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	9.219	2.644
Quebrantos impositivos	105.262	-
Otros	5.103	1.155
Total activo por impuesto diferido	<u>386.496</u>	<u>135.012</u>
<u>Pasivo por impuesto diferido</u>		
Propiedad, planta y equipo	(300.914)	(9.014)
Otros	(46.695)	(9.069)
Desvalorización activos financieros	(22.462)	(7.676)
Total pasivo por impuesto diferido	<u>(370.071)</u>	<u>(25.759)</u>
Total activo neto por impuesto diferido	<u>16.425</u>	<u>109.253</u>
	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
Clasificación de impuesto diferido		
Activo neto por impuesto diferido (Unitec Energy S.A.)	53.683	-
(Pasivo) activo neto por impuesto diferido (CGC)	(37.258)	109.253
Total del activo, (Pasivo) diferido neto, consolidado	<u>16.425</u>	<u>109.253</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Activo diferido neto:	Inicio	Movimientos del ejercicio	Cierre
Previsión para deterioro de activos no financieros	12.037	(11.415)	622
Desvalorización activos financieros	(7.676)	(14.786)	(22.462)
Provisión para juicios	4.529	574	5.103
Provisión para abandono de pozos	65.298	110.408	175.706
Previsión para deudores incobrables	17.326	8.774	26.100
Inventarios - crudo, materiales y repuestos	2.644	6.575	9.219
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles	23.009	(264.542)	(241.533)
Quebrantos impositivos	-	105.262	105.262
Otros	(7.914)	(33.678)	(41.592)
Total	109.253	(92.828)	16.425

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:

	31.12.2015	31.12.2014
Resultado antes de impuesto a las ganancias	113.636	179.502
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado del ejercicio	35%	35%
Subtotal	(39.773)	(62.826)
Efecto de las diferencias permanentes y provisiones	(16.339)	(3.636)
Total por impuesto a las ganancias	(56.112)	(66.462)

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 2015 y 2014, 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 2015 y 2014 (adicionalmente ver Nota 29).

Cuenca	Área	% de participación		Operador	Duración Hasta	Actividad
		31.12.2015	31.12.2014			
Argentina						
Noroeste	Aguaragüe	5,00	5,00	Tecpetrol S.A.	2027	Exploración y explotación
	Palmar Largo	17,85	17,85	High Luck	2017	Explotación
Austral	Santa Cruz I	100,00 (1)	29,00 (1)	CGC	2016 / 23	Exploración y explotación
	Santa Cruz I Oeste	100,00 (1)	50,00 (1)	CGC	2033	Explotación
	Santa Cruz II	100,00 (1)	-	CGC	2033	Explotación

Véase nuestro informe de fecha 10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	Glencross	87,00 (1)	-	CGC	Petrobras Argentina S.A.	2033	Explotación
	Estancia Chiripa	87,00 (1)	-	CGC	Petrobras Argentina S.A.	2033	Explotación
	CA2-Laguna de los Capones	100,00	100,00	CGC	CGC	2016	Exploración y explotación
	Laguna Grande	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	(Nota 29 h)	Exploración
	Lago Cardiel	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	(Nota 29 h)	Exploración
	Piedrabuena	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	(Nota 29 h)	Exploración
	Mata Amarilla	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	(Nota 29 h)	Exploración
	Guanaco Muerto	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	(Nota 29 h)	Exploración
Neuquina	Angostura	100,00	100,00	CGC	CGC	(Nota 29 c)	Exploración
	CNQ6-El Sauce	50,00	50,00	Central International Corp. Suc. Argentina	Central International Corp. Suc. Argentina	2025	Exploración y explotación
	Catriel Viejo Sur	50,00	(2)	Arpetrol Argentina S.A	-	Área reversada (Nota 29 g)	Exploración
	Blanco de los Olivos Oriental	80,00	(2)	Arpetrol Argentina S.A	-	Área reversada (Nota 29 g)	Exploración
Golfo San Jorge	Sarmiento	100,00	(2)	Unitec Energy S.A.	-	2017 (Nota 29 i)	Producción
Venezuela	Campo Onado	26,004	26,004	Petronado S.A.	Petronado S.A.	2026	Explotación
Guatemala	A-9-96	100,00	100,00	CGC	CGC	(Nota 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))

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 2015 y 2014 y los estados de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31.12.2015	31.12.2014
Activo No Corriente	85.724	487.328
Activo Corriente	3.164	25.953
Total Activo	88.888	513.281
Pasivo No Corriente	29.266	145.438
Pasivo Corriente	15.333	109.852
Total Pasivo	44.599	255.290
	31.12.2015	31.12.2014
Pérdida operativa (*)	197.727	475.456
Pérdida neta (*)	260.448	551.547

(*) 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).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

- c) Compromisos de inversión: al 31 de diciembre de 2015, 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 de Activos 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;
- 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:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	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	2.032.478
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)
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

Al 31 de diciembre de 2015, los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida surgen 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 negocio 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 29 - SITUACION DE AREAS DE PETROLEO Y GAS

a) Aguarague

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

b) Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste

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 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.

La vigencia de las concesiones Santa Cruz I Fracción A, Santa Cruz I Fracción B, Santa Cruz I Fracción C, Santa Cruz II Fracción A, Santa Cruz II Fracción B expirará en noviembre de 2017. En el año 2010, PESA, solicitó a la provincia de Santa Cruz la ampliación del plazo de las concesiones que expiran en noviembre de 2017. CGC, como cesionario de estas áreas después de la adquisición de los activos de PESA, ha dado seguimiento a esta solicitud. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Provincia no se ha pronunciado al respecto.

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 Secretaría 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”

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

Al 31 de diciembre de 2015 CGC mantiene activados en el rubro Propiedad, Planta y Equipos \$ 107,4 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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

e) Campo Onado (Venezuela)

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

f) Area A-9-96 (Guatemala)

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

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

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

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

g) Áreas Catriel Viejo Sur y Blanco de los Olivos Oriental – Áreas reversadas

Con fecha 14 de noviembre de 2013 la UTE Catriel notificó a la Secretaría de Hidrocarburos de la provincia de Río Negro la decisión de revertir la totalidad del área, procediendo al abandono de la exploración del área y la disolución de la UTE Catriel. Con fecha 21 de septiembre de 2015, la Secretaría de Estado de Energía del Gobierno de Río Negro informó mediante nota 281/2015, el decreto N° 1454/15, mediante el cual se autoriza la reversión total del área hidrocarburífera “Catriel Viejo Sur”. Considerando que en dicho decreto no se informa sobre Unidades de trabajo comprometidas ni canon adeudado por la compañía, se ha reconocido en el rubro de otros ingresos y egresos operativos un monto de \$ 710, que representa las unidades de trabajo comprometidas y el canon adeudado que se encontraba provisionado en el rubro de otras deudas.

En enero de 2012, al no encontrarse reservas de hidrocarburos suficientes que justificaran su desarrollo comercial, los socios de la UTE Blanco de los Olivos decidieron abandonar la exploración del área y proceder con la disolución de la UTE Blanco de los Olivos. Por lo expuesto, en el período finalizado el 30 de

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

abril de 2012 se ha amortizado el total del valor de la obra activada. La reversión del permiso de exploración se formalizó mediante el decreto 1753/12 (BO 13/12/2012). En dicho decreto se establecía el pago de una penalidad de 46,7 Unidades de Trabajo equivalentes a US\$ 233.250. La parte proporcional que corresponde a Unitec se encontraba registrada como una provisión para gastos en el rubro “Otras Deudas en UTEs”. Se ha solicitado a la provincia de Río Negro la certificación de 38,5 Unidades de Trabajo con fecha 13 de diciembre de 2012 y de ser aceptados la penalidad por el no cumplimiento de Unidades de Trabajo, luego de la certificación mencionada, quedaría reducida a 8 Unidades de Trabajo x US\$ 5.000 equivalentes a US\$ 40.000. Con fecha 28 de agosto de 2015, la Secretaría de Estado de Energía del Gobierno de Río Negro informó mediante nota 132/2015, el decreto N° 799/15, mediante el cual se rectifica el decreto 1753/12, fijando en US\$ 40.750,00 las unidades de trabajo comprometidas que se deberán abonar a la Provincia de Río Negro. Es por esto que, con fecha 9 de septiembre de 2015, se han abonado los trabajos comprometidos pendientes a la provincia y se ha reconocido en el rubro de otros ingresos, egresos un monto de \$ 1.291 que representa la diferencia entre las unidades de trabajo registradas inicialmente en la cuenta de “Otras Deudas en UTEs” por US\$ 233.250 y el valor finalmente establecido según decreto N° 799/15 que ascendió a US\$ 40.750.

h) Laguna Grande, Lago Cardiel, Piedrabuena, Mata Amarilla y Guanaco Muerto

UNITEC es titular de los contratos sobre los permisos de exploración y eventuales concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas hidrocarburíferas Laguna Grande, Lago Cardiel, Piedrabuena, Mata Amarilla y Guanaco Muerto, ubicadas en la Provincia de Santa Cruz. Las mencionadas Areas fueron adjudicadas a Oil M&S S.A. y UNITEC S.A 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 S.A. 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.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 26 de la Ley 17.319, habiendo finalizado el primer período exploratorio, con fecha 20 de marzo de 2013 la UTE Santa Cruz presentó sendas notas ante el Instituto de Energía de Santa Cruz (“IESC”) por las áreas Laguna Grande, Piedrabuena y Mata Amarilla, solicitando (i) la aprobación de la reversión propuesta para cada área y (ii) notificando la intención de la UTE Santa Cruz a acceder al segundo período exploratorio por la superficie remanente retenida.

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.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

Los canon adeudados, unidades de capacitación pendientes y unidades de trabajo pendientes determinados según el párrafo anterior se abonaron en la Secretaría de Energía mediante cheques de pago diferido por \$ 11.244, de los cuales \$ 2.845 corresponden a saldos adeudados por Oil M&S S.A.

Al 31 de diciembre de 2015, Unitec mantiene activado en el rubro propiedad, planta y equipos, \$ 38.231, 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.

i) 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

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	
		31.12.2015	31.12.2014
<u>Asociadas</u>			
Gasinvest S.A.	(1) (4) (6)	27,2383	27,2383
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	(7)	39,9999	39,9999
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	(8)	39,9999	39,9999
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	(8)	50,0000	50,0000
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(3) (4)	0,0310	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

(2) Controlante de Transportadora de Gas de Norte S.A. con el 56,3538 %.

(3) 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

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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.

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 2015 es cero.

- (4) 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. La Ley de Emergencia Pública N° 25.561 ("LEP") dispuso la pesificación de las tarifas de transporte de gas natural destinado al mercado local y la derogación del mecanismo de ajuste semestral basado en el Producer Price Index ("PPI"). Asimismo, la LEP autorizó al PEN a renegociar las tarifas y los contratos de obras y servicios públicos. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no se han producido avances de fondo en la renegociación de las tarifas. Las características del contexto económico y de las condiciones legales y contractuales en las que la Sociedad se desenvuelve, así como el estado de la renegociación de la Licencia, generan una incertidumbre material que puede arrojar dudas significativas en cuanto a la generación del flujo de fondos futuro que permita el recupero de los activos no corrientes, el repago de la deuda financiera, el desarrollo futuro de sus negocios y la continuidad normal de las operaciones de la Sociedad como empresa en marcha. 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 2015 se calcularon de acuerdo con las evaluaciones y estimaciones utilizadas por el Directorio a la fecha de emisión de los presentes 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.

TGN posee al 31 de diciembre de 2015 disputas contractuales por montos significativos con ciertos clientes de transporte de gas con destino a la exportación y saldos pendientes de cobro a estos, según se explica en la Nota 18.1.4) y 18.1.6) de los estados financieros de TGN correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015 (publicado en la Autopista de Información Financiera de la CNV).

Durante el ejercicio 2012 la Sociedad reestructuró su pasivo financiero existente a diciembre de 2008. Considerando el resultado de los dos canjes implementados por TGN en 2012 más el pago a ciertos acreedores en el marco de ejecuciones y/o acuerdos individuales, TGN ha reestructurado el 98,31% del capital de su pasivo

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

financiero. En la Nota 15 de los estados financieros de TGN correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2015 se presenta información sobre los términos y condiciones relativas a las obligaciones negociables emitidas por la Sociedad. Durante el mes de marzo de 2014 la Sociedad efectuó una recompra de obligaciones negociables serie A y B por un valor nominal de US\$ 5,8 millones. Con esta operación, TGN puso fin al proceso de reestructuración de su deuda financiera. Con fecha 26 de marzo de 2015 se celebró una Asamblea Unánime de tenedores de Obligaciones Negociables a cinco años que modificó los términos y condiciones de dichos títulos, los cuales ascienden a un Valor Nominal de US\$ 29,31 millones con amortización del 33,33% al 21 de diciembre de 2016 y del 66,67% al 21 de diciembre de 2017.

La intervención de TGN dispuesta por el ENARGAS en diciembre de 2008 (limitada a una veeduría por una sentencia cautelar dictada en marzo de 2009) a raíz de la decisión del Directorio de postergar el pago de las cuotas de capital e intereses de la deuda financiera de la Sociedad que vencían en diciembre 2008 y los vencimientos posteriores a dicha fecha, concluyó el 15 de diciembre de 2015. Durante los casi siete años de vigencia de la mencionada veeduría, TGN continuó prestando el servicio público a su cargo con total normalidad y sin afectación de sus clientes.

En marzo de 2011, TGN presentó ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) un reclamo administrativo previo por los daños que TGN considera haber experimentado como consecuencia de la pesificación de sus tarifas dispuesta en la LEP, y el subsiguiente congelamiento tarifario. La interposición del reclamo obedeció a la necesidad de proteger los derechos de TGN, los que de otro modo podrían verse afectados por el curso de la prescripción. No obstante, es intención actual de TGN continuar participando en el proceso de renegociación de su Licencia con arreglo al procedimiento establecido en el Decreto 367/16 y normas complementarias. Ante el silencio de la administración y el vencimiento del plazo de caducidad previsto en el artículo 31° de la Ley de Procedimientos Administrativos 19.549, en defensa del interés social el 11 de octubre de 2012 TGN promovió una demanda judicial contra el Estado Nacional para obtener la reparación de los daños experimentados por TGN a partir del 1° de enero de 2006 y hasta el 31 de diciembre de 2011 (con reserva de ampliar) como consecuencia de la pesificación de sus tarifas dispuesta en la Ley 25.561 y el subsiguiente congelamiento tarifario, por la suma de \$ 1.436 millones (incluyendo intereses).

La LEP autoriza al PEN a renegociar los contratos de obras y servicios públicos. Desde 2002 y hasta el cierre del ejercicio 2015 no se registraron avances significativos en este proceso. 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 a partir de abril de 2014, acumulando el 20% en agosto de 2014. En junio de 2015 el ENARGAS, a través de la Resolución I 3348, puso en vigencia nuevos cuadros tarifarios incluyendo un aumento del 69,1%, efectivo desde el 1° de mayo de dicho año. De los considerandos de la resolución que aprueba dicho aumento, puede inferirse que el mismo procura el recupero del mencionado aumento que debería haber regido a partir del 1° de septiembre de 2008. Si bien auspiciosos, los aumentos mencionados (los primeros desde julio de 1999) están muy lejos de satisfacer los estándares tarifarios de la legislación vigente, no revierte las constantes pérdidas operativas que la Sociedad registra desde hace cinco años consecutivos y resulta discriminatorio en relación con los aumentos otorgados a otras licenciatarias de gas. En contraste, desde 2001 los costos promedios de TGN aumentaron más de 1.230%. Si bien TGN ha podido mantener la prestación del servicio público, ello ha sido a expensas de su descapitalización. Al 31 de diciembre de 2015 las pérdidas acumuladas de la Sociedad alcanzaron los \$ 517,6 millones, excediendo así las mismas, más del 50% del capital social más el ajuste integral del capital social por lo que la Sociedad se ha visto alcanzada en la situación prevista por el artículo 206 de la Ley General de Sociedades. La condición actual no es sostenible, por lo que urge que el PEN restablezca la ecuación económico-financiera de la Licencia. En este sentido y sobre la base de conversaciones mantenidas con los actuales funcionarios del área energética, de las declaraciones realizadas por esos mismos funcionarios y de los aumentos de tarifa otorgados a las empresas reguladas del sector eléctrico, todo ello en los meses de enero y febrero de 2016, la Sociedad tiene la razonable expectativa de poder celebrar en el corto plazo un nuevo acuerdo que contemple un ajuste transitorio de las tarifas de transporte, que le permitiría afrontar sus costos operativos, inversiones en mantenimiento y servicios de la deuda financiera, hasta la celebración de una revisión tarifaria integral que habilite la firma de un acuerdo de renegociación integral de la Licencia, el que se realizaría siguiendo los lineamientos generales de la Ley del Gas. La celebración de un acuerdo de renegociación integral de la Licencia implicará, entre otros, el desafío de superar la exigencia del Estado Nacional en incorporar una cláusula de indemnidad en su beneficio, que transfiriera a TGN los efectos de sentencias o laudos arbitrales que, en relación con su Licencia, condenen a la República Argentina a pagar indemnizaciones a los accionistas de la Sociedad fundadas en el efecto de la LEP.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Los estados financieros de TGN al 31 de diciembre de 2015 fueron preparados considerando la continuidad normal de las operaciones de la Sociedad, por lo tanto, dichos estados financieros no incluyen los efectos de los eventuales ajustes y/o reclasificaciones, si los hubiere, que podrían requerirse de no resolverse las situaciones antes descriptas a favor de la continuidad normal de las operaciones de la Sociedad. En consecuencia, los estados financieros de TGN deben ser leídos a la luz de estas circunstancias de incertidumbre.

Compañía General de Combustibles S.A. ha estimado el valor recuperable de su inversión directa e indirecta en Transportadora de Gas del Norte (“TGN”) cuyo valor registrado asciende a \$ 53,3 millones al 31 de diciembre de 2015. 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 15,38%.

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

La operación referida se encontraba sujeta principalmente a la aprobación por parte del ENARGAS de la venta de las acciones de GASINVEST descriptas precedentemente y de la cesión del Contrato de Asistencia Técnica. Al cumplirse las condiciones a las que estaban sujetas las compraventas y una vez producido el cierre de las transacciones y la efectiva transferencia de las acciones, la participación de CGC en TGN y GASINVEST ascendería al 0,0466% y 40,85% del capital, respectivamente y entonces la participación directa e indirecta de CGC en TGN ascendería al 23,07%. Según se informa en la nota 33 de hechos posteriores a los presentes estados financieros durante el mes de febrero de 2016 se han obtenido la aprobación por parte del ENARGAS de la venta de las acciones de GASINVEST descriptas precedentemente y de la cesión del Contrato de Asistencia Técnica.

- (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%.

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%.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 2015, 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 remedir los activos y pasivos monetarios denominados en bolívares y los ingresos y gastos relacionados

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

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

Es por esto que se ha reconocido una ganancia de 1.140 que se ha registrado en el rubro de resultados financieros por medición a valor razonable de instrumentos financieros para valuar en el rubro de inversiones no corrientes por 9.920 el valor razonable de la inversión en Petronado S.A.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad ha estimado el valor recuperable de su inversión en Petronado S.A., y de los activos registrados en concepto de propiedad minera y de un crédito correspondiente principalmente a

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

dividendos a cobrar en dicha sociedad. Por lo mencionado y descripto en los párrafos anteriores, la materialización de ciertas estimaciones significativas realizadas por la Sociedad a los efectos de determinar el valor recuperable de estos activos, depende de hechos y acciones futuros, algunos de los cuales están fuera de su control directo y podrían, eventualmente, afectar el valor registrado de estos activos. En particular los cambios que puedan producirse en materia financiera, social y regulatoria en Venezuela y el plan de negocios resultante para el desarrollo de las reservas en la empresa mixta.

- (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.

- (7) El 8 de julio de 2014, Compañía General de Combustibles S.A. y Metrogas S.A. (Chile) (en conjunto los “Compradores”) celebraron un acuerdo de compraventa de acciones con Total Austral S.A. Sucursal Argentina y

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Total GasAndes S.A.S. (en conjunto los “Vendedores”) para la adquisición de 47.158.855 acciones ordinarias de Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., representativas del 56,5% del capital social ordinario con derecho a voto.

Con fecha 7 de octubre de 2014, una vez cumplidas las condiciones a las que estaban sujetas las compraventas y producido el cierre de las transacciones y la efectiva transferencia de las acciones, la participación de CGC en Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. ascendió al 39,99% del capital.

- (8) El 8 de julio de 2014, Compañía General de Combustibles S.A. y Metrogas S.A. (Chile) (en conjunto los “Compradores”) y Total Gas y Electricidad de Chile S.A. y Total GasAndes S.A.S. (en conjunto los “Vendedores”) celebraron un acuerdo de compraventa de 97.632 acciones ordinarias de Gasoducto Gasandes S.A. (Chile), representativas del 56,5% del capital social ordinario con derecho a voto y 8.327.668 acciones ordinarias de Total Gas y Electricidad de Chile S.A., representativas del 100% del capital ordinario con derecho a voto.

Con fecha 7 de octubre de 2014, una vez cumplidas las condiciones a las que estaban sujetas las compraventas y producido el cierre de las transacciones y la efectiva transferencia de las acciones, la participación de CGC en Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) ascendió al 39,99% del capital y la participación de CGC en Total Gas y Electricidad de Chile S.A. ascendió al 50% del capital. Con esta misma fecha ésta última sociedad cambia su razón social y pasa a llamarse Andes Operaciones y Servicios S.A. Una vez perfeccionada la operación se reconoció una llave de negocio por un valor de \$ 8.576, que resultó del método de adquisición de inversiones previsto en las normas contables vigentes.

NOTA 31 - ACUERDO CONCURSAL

Declaración del cumplimiento del acuerdo concursal según Resolución del Juzgado de Primera Instancia de fecha 28 de junio de 2012

Luego de más de diez años de concurso preventivo, finalmente, en el mes de Mayo del 2011, la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió definitivamente las cuestiones que afectaban al cierre del proceso concursal de CGC, confirmando que la propuesta concordatoria se encontraba firme y pasada en autoridad de cosa juzgada. El 17 de febrero de 2012, CGC solicitó al Juzgado de Primera Instancia que se declare cumplido el acuerdo concursal. Con fecha 28 de junio de 2012 el Juzgado de Primera Instancia resolvió declarar cumplido el acuerdo homologado de CGC. CGC ha dado cumplimiento a la propuesta de pago de la deuda verificada y declarada admisible contenida en el acuerdo preventivo homologado, habiendo cancelado el 15% de la deuda verificada y declarada admisible en un único pago definitivo y cancelatorio.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados existe un solo incidente de revisión pendiente de resolución judicial, en los autos “Cía. General de Combustibles S.A. s/ concurso s/ incidente de revisión por AFIP”. 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 se dicte sentencia firme. La Gerencia y el Directorio de CGC estiman que los montos previsionados cubren adecuadamente los eventuales costos que puedan resultar de la resolución de este incidente.

NOTA 32 - ACTIVOS GRAVADOS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y OTRAS GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen bienes cuya disponibilidad se encuentre restringida.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 33 - HECHOS POSTERIORES

En febrero de 2016 el ENARGAS notificó que no tiene objeciones a la compraventa de acciones de Gasinvest S.A. (controlante de TGN), informada en la nota 30(4) de los presentes estados financieros, celebrada entre Compañía General de Combustibles S.A. (“CGC”) y Tecpetrol Internacional S.L.U. actuando como compradores y Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (“Total”) y Total GasAndes S.A. actuando como vendedores y a la cesión por Total 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.

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2015, 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.

NOTA 34 - 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 2015 (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	1.554	3.087	1.224	3.911	2.778	6.998
Total	1.554	3.087	1.224	3.911	2.778	6.998

(a) En Miles de m3

(b) En Millones de m3

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016

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 2015

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 2015.

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 33 a los presentes estados financieros.

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior

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

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior

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

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

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

5. Datos estadísticos comparativos con el ejercicio anterior

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

6. Índices comparativos con el ejercicio anterior

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

7. Breve comentario sobre perspectivas para el siguiente ejercicio

El objetivo de la Sociedad es expandir la producción a través de un mayor desarrollo de las áreas existentes y explorar estratégicamente la adquisición de áreas adicionales, manteniendo al mismo tiempo los niveles sostenibles de reservas.

Creemos que la exitosa expansión de nuestra producción va a depender en gran medida de nuestra capacidad para mantener y mejorar la eficiencia operativa.

Dentro de las actividades de operación previstas para el 2016 se continuará con el desarrollo de los proyectos existentes en la Cuenca Austral, entre ellos cabe mencionar, la delimitación del yacimiento Dos Hermanos, la optimización de las estimulaciones hidráulicas en el yacimiento Campo Indio, se seguirá con los proyectos de producción temprana y análisis de los descubrimientos efectuados durante 2015. En particular para el yacimiento Laguna María se prevé la perforación de 2 pozos y un pozo adicional en el yacimiento Morena Sur.

En materia de exploración, en línea con la estrategia de la Sociedad, durante 2016 se estima mantener el mismo nivel de actividad que en el año 2015, esto es la perforación de 4 pozos exploratorios en la Cuenca Austral con objetivos Magallanes, Springhill y Tobifera y 2 pozos de avanzada.

En conjunto con lo mencionado, se espera concluir exitosamente la negociación con la Provincia de Santa Cruz para la extensión de ciertas concesiones de explotación, que de alcanzarse, dará un horizonte de reservas a largo plazo para la actividad productiva de la Sociedad.

En materia de financiamiento, los esfuerzos de la Sociedad estarán enfocados a la optimización de la estructura de financiamiento, así como también a la búsqueda de otras fuentes de financiación acordes a nuestros planes de inversión.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2016
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 2015, 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 2014, 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 Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de FACPCE tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés) y exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. 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 2015, 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 de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros individuales de Compañía General de Combustibles S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2015 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 \$ 4.149.941, no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21º, inciso e), 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 2015 representan:
 - e.1) el 87% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 57% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio y
 - e.3) el 54% 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, 10 de marzo de 2016

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 2015.
- b) Estado del resultado integral individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015.
- c) Estado de cambios en el patrimonio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015.
- d) Estado de flujo de efectivo individual y consolidado correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015.
- e) Notas a los estados financieros individual y consolidado al 31 de diciembre de 2015.
- f) Reseña informativa e Información adicional a las notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, 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 2015.
- h) Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2015.

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 10 de marzo de 2016. 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 2015, hemos constatado que, respectivamente, estos documentos contengan, la información requerida por el art. N° 66 de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550, el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), siendo las afirmaciones sobre el marco económico en que se desarrolló la Sociedad, la gestión empresarial y hechos futuros, todas ellas incluidas en los documentos citados, responsabilidad exclusiva del Directorio de la Sociedad. Asimismo, en lo que respecta a los datos numéricos contables incluidos en los documentos citados, en lo que es materia de nuestra competencia, hemos constatado que tales datos surgen de los registros contables auxiliares de la Sociedad u otra documentación pertinente.

III) DICTAMEN

- a) En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2015, 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 2015, contienen, respectivamente, la información requerida por la Ley General de Sociedades, el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), siendo las afirmaciones sobre el marco económico en que se desarrolló la Sociedad, la gestión empresarial y hechos futuros, señaladas en los documentos citados, responsabilidad exclusiva del Directorio. En lo que respecta a los datos numéricos contables incluidos en dichos documentos, en lo que sea materia de nuestra competencia, concuerdan con los registros contables auxiliares de la Sociedad y otra documentación pertinente.
- c) Las cifras de los estados financieros señalados en los apartados a) a e) del capítulo I de este informe surgen de los registros contables de la Sociedad, los que se encuentran transcritos en los libros rubricados. Asimismo, los estados financieros y la información señalada en los apartados a) a h) del capítulo I de este informe se encuentran transcritos en el libro Inventario y balances.

IV) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 340/99 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 340/99 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que:

- a) las políticas de contabilización aplicadas para la preparación de los estados financieros mencionados en los ítems a) a e) del capítulo I están de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera; y
- b) los auditores externos han desarrollado su auditoría aplicando las normas de auditoría vigentes, establecidas por la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren la independencia y la objetividad de criterio del auditor externo en la realización de la auditoría de los estados financieros.

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

Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención del lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

VI) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 606/12 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 606/12 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el Anexo a la memoria del Directorio contiene la información requerida por dicha resolución.

Ciudad de Buenos Aires, 10 de marzo de 2016.

CARLOS OSCAR BIANCHI
Por Comisión Fiscalizadora