

MEMORIA
Y ESTADOS FINANCIEROS
al 31 de diciembre de 2019



**COMPAÑÍA GENERAL
DE COMBUSTIBLES S.A.**

MEMORIA 2019

CONTENIDOS

Directorio	P. 2
Comisión Fiscalizadora	P. 2

MEMORIA

I	El Contexto Macroeconómico del Año 2019.	P. 4
II	Síntesis de los Hechos más Relevantes del Ejercicio.	P. 11
III	Participaciones de CGC.	P. 13
IV	Evolución de los Indicadores de CGC.	P. 15
V	Actividades y Negocios de la Compañía.	P. 16
VI	Gestión Comercial.	P. 28
VII	Desarrollo Social y Medioambiente.	P. 34
VIII	Financiamiento.	P. 38
IX	Síntesis de la Estructura Patrimonial, de Resultados y Flujo de Efectivo de la Sociedad.	P. 40
X	Análisis de los Resultados, Situación Patrimonial y Flujo de efectivo.	P. 42
XI	Perspectivas.	P. 46
XII	Propuesta de asignación de resultados.	P. 46
XIII	Honorarios de Directores y Síndicos.	P. 47

Anexo	Informe sobre el Código de Gobierno Societario	
--------------	--	--

DIRECTORIO

Presidente	Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Vicepresidente	Juan Pablo Freijo
Director Titular	Daniel Kokogian
Director Titular	Jorge Alberto Del Aguila
Director Titular	Fernando Victor Pelaez
Director Titular	Alain Petitjean
Director Titular	Dante Rubén Patrìtti
Director Titular	Matías María Brea
Director Titular	Ignacio Noel

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares

Carlos Oscar Bianchi

Carlos Fernando Bianchi

Mariano Miguel De Apellaniz

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 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 100º ejercicio económico, finalizado el 31 de diciembre de 2019, información que debe ser leída, analizada e interpretada en forma conjunta para tener una visión completa de los asuntos societarios relevantes del ejercicio.

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

I. EL CONTEXTO MACROECONÓMICO DEL AÑO 2019

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

Durante 2019, la economía argentina continuó condicionada por la crisis financiera y la recesión iniciada durante 2018, y bajo el segundo programa con el Fondo Monetario Internacional (FMI) firmado en octubre de ese año. A estos dos elementos se le agregó el proceso electoral donde el oficialismo (Juntos por el Cambio) quedó desfavorecido en las elecciones primarias (PASO) de agosto de 2019, hecho que se confirmó con el triunfo del Frente para Todos en las elecciones del 27 de octubre de 2019, consagrándose en primera vuelta la fórmula Alberto Fernández – Cristina Fernández de Kirchner.

Fernández superó a Macri por 8 puntos porcentuales (48,1% a 40,4%). En las PASO, la brecha había sido superior a 16 puntos. Geográficamente, Juntos por el Cambio triunfó en distritos como Capital Federal, las provincias centrales y el interior de la provincia de Buenos Aires, pero fue derrotado en el Conurbano bonaerense y en el norte y sur del país. De esta manera, en la Cámara de Diputados, la primera minoría fue Juntos por el Cambio, con el bloque del Frente de Todos, un escalón por detrás. En el Senado, el Frente de Todos se transformó en primera minoría, con capacidad para conseguir mayoría propia.

En el plano económico, la crisis 2018 había derivado en la búsqueda de un acuerdo con el FMI que permitiera financiar el programa de gobierno 2019. No obstante, este acuerdo, su programa económico quedó interrumpido sobre finales de octubre de 2019, después de las elecciones presidenciales.

El acuerdo con el FMI evitó el default de la deuda pública pero no logró frenar la crisis monetaria/cambiaria. Vale recordar que el acuerdo con el FMI tenía tres años de duración y era por un total de US\$ 56,8 mil millones. De ese total, se desembolsaron US\$ 44,0 mil millones hasta su interrupción en octubre/noviembre de 2019, cubriendo las necesidades de financiamiento prácticamente en su totalidad.

En cuanto a metas y condiciones para 2019, el programa contaba con tres pilares básicos: déficit fiscal primario cero, aumento de la base monetaria cero e intervención cambiaria acotada del Banco Central de la República Argentina (BCRA).

Respecto a las cuentas fiscales, se tomaron decisiones que buscaron el cumplimiento de la meta de déficit primario sobre finales de 2018: el aumento de recaudación por la reimplantación de retenciones a la exportación, la rebaja de reintegros a la exportación, el incremento en las tasas de estadística para las importaciones, el recorte de la obra pública, mayor eficiencia en la administración pública y menores transferencias a las provincias.

La regla de aumento cero de base monetaria cerró los factores de emisión monetaria primaria: el financiamiento al Tesoro y los intereses de las LELIQ (letras de regulación monetaria) que debían refinanciarse en más LELIQ. Sin embargo, esta regla se fue relajando a partir de septiembre 2019, primero emitiendo para financiar al Tesoro, y luego emitiendo los intereses de las LELIQ, sumándose en noviembre 2019 la emisión cambiaria. Esto resultó en un

crecimiento de la base monetaria de 28% anual en 2019, muy por encima del 13% anual que se había establecido en el programa original con el FMI.

El tercer pilar cambiario definía originalmente una zona móvil de no intervención cambiaria. No obstante, el programa relajó este atributo en abril/mayo 2019, permitiéndole al BCRA intervenciones en el mercado de cambios en el caso de que, por la incertidumbre electoral, se produjera un salto transitorio en la demanda de dólares, y así evitar volatilidades excesivas del tipo de cambio.

Durante el primer semestre de 2019 y hasta las PASO de agosto 2019, la elevada oferta de divisas proveniente del superávit comercial abasteció la demanda de dólares para atesoramiento en torno a los US\$ 1.000 millones, en promedios mensuales, y un egreso neto de divisas de portafolio de otros US\$ 1.000 millones, sin que el BCRA tuviera que vender divisas. No obstante, fue imposible evitar la volatilidad en la cotización del dólar, el cual aumentó un 20% entre principios de febrero y mayo 2019, para luego retroceder 5% en junio y julio 2019.

Frente la mayor volatilidad cambiaria, la tasa de interés de referencia se incrementó nuevamente hasta alcanzar 74% anual en mayo 2019. Esta dinámica de la tasa nominal de referencia implicó que la tasa de interés real alcanzara un nivel elevado en términos históricos, reforzando el sesgo contractivo de la política monetaria.

En agosto 2019 la irrupción de las elecciones primarias cambió el contexto financiero y macroeconómico. El resultado de las PASO gatilló presiones adicionales sobre el mercado cambiario, provocando un derrumbe en el valor de los títulos públicos y las acciones, y una salida de los depósitos en dólares del sistema financiero.

El tipo de cambio minorista se devaluó alrededor de 35% alcanzando los AR\$/US\$ 58 a finales de septiembre 2019, y el riesgo país medido por el índice EMBI de JP Morgan subió de 780 puntos en julio 2019, llegando a 2.130 puntos a fines de septiembre 2019. También post PASO las reservas internacionales brutas bajaron unos US\$17.600 millones, desde US\$66.300 a US\$48.700 millones a fines de septiembre 2019, producto de la caída de depósitos en dólares en el sistema financiero (US\$ 7.300 millones), pagos de deuda del Tesoro (US\$ 6.700 millones) y ventas de dólares del BCRA en el mercado cambiario (US\$ 3.400 millones).

Estos acontecimientos obligaron al gobierno a postergar el pago de la deuda de corto plazo (Letes y Lecaps), dado el cierre total del mercado para refinanciar estos vencimientos, y derivaron en la implantación del control de cambios para frenar las ventas de dólares del BCRA y la caída de reservas. No obstante, durante octubre 2019 el BCRA continuó vendiendo dólares en el mercado cambiario (por un total de US\$ 3.946 millones) y las reservas internacionales brutas cayeron a US\$ 43.260 millones a fines de ese mes. Previo a las elecciones el tipo de cambio tocó un techo de 64,5 pesos por dólar.

Debido al salto en la demanda de dólares, el BCRA decidió el 30 de octubre de 2019 profundizar los controles cambiarios, reduciendo a 200 dólares mensuales el monto diario que los individuos tenían permitido comprar para atesoramiento. Esta medida tuvo como objetivo preservar las reservas; en este sentido, entre noviembre y diciembre de 2019 el BCRA compró US\$ 3.274 millones en el mercado cambiario. En estos dos últimos meses también se frenó el drenaje de depósitos en dólares. A fines de diciembre 2019 el stock de reservas internacionales brutas ascendió a US\$ 45.190 millones, cayendo casi US\$ 25.000 millones respecto del pico alcanzado

en julio. El tipo de cambio minorista cerró el año en 63 pesos por dólar, devaluándose 62% en el año.

La suba de la tasa de interés llevó a una fuerte desaceleración del crédito y a una profundización de la recesión. Los préstamos en pesos al sector privado, que durante la primera parte de 2018 habían tenido un desempeño muy dinámico (la tasa anual de aumento de los préstamos era del 50%), a partir de octubre de 2018 cayeron nominalmente todos los meses hasta junio de 2019, lo que implica una fuerte caída en términos reales (descontada la inflación del período). Durante el segundo semestre los préstamos detuvieron su caída y comenzaron a crecer nominalmente, cerrando el año con un crecimiento interanual del 17%, muy por debajo de la inflación anual que se proyectaba en torno a 55%.

En este contexto, el PBI continuó con una tónica recesiva. Entre el cuarto trimestre de 2018 y el primero de 2019, el impacto en el nivel de actividad se profundizó, transformándose en una caída del PBI del 6,1% y 5,8%, respectivamente. Esta aceleración en la baja del nivel de actividad se debió, principalmente, a las caídas de la industria y el comercio, sumándose las contracciones de los sectores de la construcción y el sistema financiero, en niveles entre el 7 y el 10%.

En el segundo trimestre 2019 el nivel de actividad se recuperó un 0,8% anual. Ello se explica exclusivamente por el salto en la cosecha agrícola que creció 46,5% interanual, aportando 5 puntos al crecimiento. Los sectores de la industria, construcción y comercio desaceleraron su caída, pero, a la inversa del sector agrícola, el sistema bancario empezó a registrar negativos fuertes este año, que se profundizaron en el último trimestre 2019, tras alcanzar una contracción del orden del 15%. No obstante, a la luz de las tensiones financieras, la devaluación y el salto en las tasas de interés ocurridas después de las elecciones primarias, el PBI volvió a retroceder 1,7% anual en el tercer trimestre 2019, y todos los indicadores parciales indicaron una recaída en el producto, que se espera termine impactando en una recesión del 2,1% en 2019.

Por su parte, el índice de precios al consumidor subió 53,8% anual en 2019, por encima del 47% de 2018.

Con respecto a las finanzas públicas, en 2018 el déficit primario del sector público terminó en 2,6 puntos del PBI, mejorando respecto del déficit de 3,8 puntos registrado en 2017 y cumpliendo la meta establecida en el acuerdo con el FMI (2,7 puntos). Para 2019 el acuerdo con el FMI exigía una continuación de la disciplina fiscal, fijando una meta de déficit primario cero y una meta parcial al primer semestre de superávit de \$ 20 mil millones, que fue cumplida en exceso al alcanzarse un superávit de algo más de \$ 30 mil millones. La clave de este resultado fue un crecimiento sostenido de los ingresos por encima de los gastos primarios, liderados por las retenciones a las exportaciones y los ingresos de capital (incluyendo ventas de activos fijos de empresas públicas y transferencias del Fondo de Garantía de Sustentabilidad).

En cuanto al financiamiento, a partir de la firma del acuerdo con el FMI a mediados de 2018, la principal fuente para los pagos de deuda en moneda extranjera pasó a ser los desembolsos del organismo. En abril de 2019 el FMI desembolsó fondos por casi US\$ 11 mil millones, seguidos de un desembolso de US\$ 5,4 mil millones en julio. Debido al elevado nivel de riesgo país Argentina no pudo recurrir a colocaciones de deuda en el mercado internacional y se concentró en el mercado local, donde emitió bonos a plazos menores a los dos años y amplió la emisión de letras de corto plazo con capitalización de intereses (LECAP) y ajustables por CER (LECER). Durante la mayor parte del año, la atención estuvo puesta en lograr el mayor

porcentaje posible de renovación de letras, tanto en pesos como en dólares. Durante los primeros meses de 2019 la renovación fue casi total, pero a plazos cortos (dentro de 2019); recién hacia mayo/junio 2019 se comenzó a renovar letras con vencimiento en 2020. Sin embargo, tras las elecciones primarias y la consecuente suba del riesgo país y turbulencia financiera local, el porcentaje de renovación fue nulo y los vencimientos de letras en poder de inversores institucionales fueron re-perfilados, pagándose en tres cuotas con extensiones de hasta seis meses.

Yendo al sector externo, la recesión y la depreciación del peso llevaron a que las importaciones se contrajeran por segundo año consecutivo. Las importaciones de 2019 sumaron US\$ 49.125 millones, una caída del 25% anual. Las exportaciones, por su parte, acumularon una suba de 5,4% anual, sumando US\$ 65.115 millones; la balanza comercial cerró el año con un superávit de US\$ 15.990 millones revirtiendo el déficit de US\$ 3.701 millones de 2018

El nuevo gobierno que asumió el 10 de diciembre designó como Ministro de Hacienda al Lic. Martín Guzmán y como Presidente del Banco Central al Lic. Miguel Ángel Pesce. La primera medida del nuevo gobierno fue enviar para su tratamiento en sesiones extraordinarias en el Congreso una Ley de Emergencia económica (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública) que fue sancionada y promulgada por el poder Ejecutivo el 23 de diciembre de 2019.

La Ley declara la emergencia pública, autorizando al Ejecutivo a renegociar la deuda pública y determinando el congelamiento y revisión de las tarifas de servicios públicos en 180 días. Incluye además un paquete de medidas tributarias centradas en el aumento de las retenciones a las exportaciones, la imposición de un impuesto del 30% sobre las compras de dólares para atesoramiento y compras con tarjeta de crédito y el incremento de alícuotas de Bienes Personales. Por el lado del gasto público, la principal medida es la suspensión de la fórmula de movilidad por 180 días, y el reemplazo de este ajuste automático por dos incrementos a ser determinados por decreto en marzo y junio. También se modifica la Ley de Administración Financiera para otorgar al Ejecutivo libertad de reasignar partidas presupuestarias. Por último, y entre otras medidas, se autoriza al Tesoro a utilizar reservas del BCRA para pagos de deuda a través de la colocación de letras intransferibles.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 67,31 al cierre del mes de diciembre de 2019, lo que representa un aumento del 23,3% frente a la cotización de US\$ 54,57 al cierre de diciembre de 2018.

La producción de crudo total en Argentina creció un 4,0% interanual durante 2019, la producción no convencional lo hizo aproximadamente un 50%, evidenciando la importancia de esta clase de reservorios en la consideración de los recursos petrolíferos de Argentina.

En este sentido, resulta de interés señalar que mientras la producción de gas total creció un 4,8% interanual durante 2019, la producción no convencional – *shale* y *tight* – lo hizo aproximadamente un 25%, evidenciando la importancia de esta clase de reservorios en la consideración de los recursos gasíferos de Argentina.

El crecimiento mencionado para la producción de gas total en Argentina fue liderado por la cuenca neuquina, la cual presentó una variación relativa al crecimiento de la producción total del 4,9%, mientras que significó una variación relativa al crecimiento de la producción no convencional del 23,5%.

Por otro lado, si bien su importancia en volúmenes producidos fue menor, la cuenca austral, en la cual la Sociedad posee su mayor cantidad de activos, fue la de mayor dinamismo en la producción de gas no convencional, presentando una variación interanual del 40% en su nivel de producción.

Las medidas económicas financieras implementadas por el Gobierno a partir de agosto 2019, entre ellas el congelamiento del precio del crudo y de los combustibles y los controles cambiarios sumado a la falta de previsibilidad e incertidumbre sobre la política energética llevó a la industria a disminuir la actividad (se redujeron equipos y se disminuyeron las perforaciones). Según datos del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) en 2019 se perforaron 902 pozos mientras que en 2018 se perforaron 1.030 o sea un 12% menos.

La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas y que adopte el Gobierno han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Sociedad.

Entre las principales acciones llevadas a cabo por el Gobierno argentino durante el año 2019, relacionadas con el segmento del upstream, pueden mencionarse:

- **Incentivos al gas natural no convencional vía precios:** se mantuvo la política de incentivos a la producción de recursos no convencionales, con un precio para el 2019 de US\$ 7,0 por millón de BTU bajando paulatinamente a razón de US\$ 0,50 hasta el 2021 para alcanzar US\$ 6,0 por millón de BTU. Sin embargo, y en razón del éxito de la concesión de Fortín de Piedra que alcanzó duplicar la curva de producción estimada originalmente, la Secretaría de Gobierno de Energía, anunció una reinterpretación del cálculo de los incentivos correspondiente a los pagos de las compensaciones económicas previstas en la Resolución N° 46/2017, imponiendo un límite a la misma en función de volúmenes de producción estimados en las presentaciones originales, que probablemente afecte la actividad.
- Mediante el **Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) N° 566/2019** del Presidente de la Nación en Acuerdo General de Ministros, de fecha 15 de agosto de 2019 y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el “Decreto 566/2019”), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el “Período de Vigencia del Decreto 566/2019”) **(i)** las entregas de petróleo crudo debían ser efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$ 45,19 por US\$ 1,00 y un precio de referencia Brent de US\$59,00 por barril; **(ii)** que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, no podría ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019; **(iii)** que durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberían cubrir, a los precios establecidos en el Decreto 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio

de la República Argentina; y (iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina deberían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

Mediante el DNU N° 601/2019 de fecha 30 de agosto de 2019 se actualizó el tipo de cambio fijado por el Decreto 566/2019, estableciéndose un tipo de cambio de referencia de \$ 46,69 por US\$ 1,00. Con posterioridad, se sancionaron las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 557/2019 y 688/2019, publicadas en el Boletín Oficial con fechas 19 de septiembre de 2019 y 1° de noviembre de 2019, respectivamente, las cuales elevaron escalonadamente el tipo de cambio a \$ 49,30 por US\$ 1,00 y \$ 51,77 por US\$ 1,00, respectivamente, a partir de la fecha de su respectiva publicación.

- El Poder Ejecutivo Nacional (PEN), a través del Decreto N° 609/2019 publicado en el Boletín Oficial el 1° de septiembre de 2019, estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debería ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA. En el caso de las exportaciones de servicios, el BCRA fijó, mediante la Circular CAMEX 1 – 805, que los cobros de las exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 5 (cinco) días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior, o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, el PEN dictó el Decreto N° 91/2019 que sustituyó el art. 1 del Decreto N° 609/2019 que había dispuesto hasta el 31 de diciembre de 2019 la obligación de ingresar al país en divisas y/o negociar en el mercado de cambios el contravalor de la exportación de bienes y servicios, manteniendo dicha obligación, sin límite de tiempo en cuanto a su vigencia.

Adicionalmente, el 28 de octubre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6815 por la que impuso nuevas limitaciones a la compra de divisas con el objetivo de preservar sus reservas.

A través de la Comunicación “A” 6856 de fecha 30 de diciembre de 2019, el BCRA estableció que las Normas Cambiarias se mantendrán en vigor por tiempo indefinido.

- Por Ley N° 27.541, publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades legislativas, en los términos del art. 76 de la Constitución Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Entre las facultades delegadas, se encuentra la de “reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos”.

Esta ley de emergencia cuenta con un título referido al sistema energético, en el cual se incluyen principalmente las siguientes disposiciones:

- se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020;
- se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) por el término de 1 año; y
- facultó nuevamente al PEN a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Esa misma ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: **(i)** 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o gravadas al 0% a esa fecha; y **(ii)** 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Cabe mencionar que la Sociedad opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad. El valor de las acciones de las principales empresas cotizantes, los bonos soberanos y el peso argentino, han experimentado una fuerte caída. En este contexto y también en el marco de la Ley de Solidaridad, el nuevo gobierno que asumió en diciembre de 2019 profundizó las restricciones en el mercado cambiario, encaró la renegociación de la deuda pública, incrementó la presión impositiva, estableció acuerdos de precios y desindexó las jubilaciones y pensiones.

La Dirección monitorea permanentemente la evolución de las situaciones previamente mencionadas para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre la situación patrimonial y financiera de la Sociedad.

II. SÍNTESIS DE LOS HECHOS MÁS RELEVANTES DEL EJERCICIO

- ✓ **CGC logró su cuarto año consecutivo con crecimiento de producción posicionándose a nivel país como quinto productor de gas:** A diciembre de 2019, la Compañía fue el quinto productor de gas de Argentina de acuerdo con información publicada por el IAPG, con una producción diaria de 5,2 millones de metros cúbicos y siendo la única firma del ranking del gas que no tiene activos en los yacimientos de Vaca Muerta.
- ✓ En términos de producción en boca de pozo, la producción anual de gas se incrementó en un 28% respecto a 2018 mientras que la reposición de reservas de gas probadas (1P) fue del 108%. Este logro se justifica con las campañas de desarrollo y exploración llevadas a cabo en los reservorios no convencionales de Campo indio Este-El Cerrito.
- ✓ **CGC inicia el programa de registración sísmica 3D más extenso de la historia de la Cuenca Austral:** Los trabajos de sísmica de CGC en la cuenca Austral, (entre enero y de mayo de 2019 se llevó a cabo la adquisición de tres registros de sísmica 3D que totalizaron 1.542 km²), sumados a los que efectuó la petrolera ENAP a comienzos del año, sentaron el precedente histórico de la campaña de exploración sísmica 3D más importante en la historia de la región, una clave para incrementar el horizonte de reservas en la provincia de Santa Cruz.
- ✓ **CGC inauguró el primer sistema de Almacenamiento subterráneo de Gas Natural en la Provincia de Santa Cruz:** El Proyecto “Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural (ASGN)” en Sur Río Chico contempla una inversión de 50 millones de dólares para su concreción total y permitirá conservar gas natural en reservorios subterráneos ubicados a gran profundidad con fines comerciales. Se trata del segundo campo de almacenamiento de la Argentina y posibilitará que el gas producido por el Proyecto Sur Río Chico y no demandado se inyecte en el ASGN durante la época de baja demanda y extraerlo durante el invierno, cuando la demanda es mayor.
- ✓ La inauguración se realizó el 19 de febrero de 2020, con la presencia de la gobernadora de la provincia y otras autoridades del gobierno provincial y autoridades de la empresa, allí, el presidente de CGC hizo una exposición sobre los beneficios del proyecto y aseguró que “el corazón de CGC está en la Cuenca Austral, donde hay muchísimo por desarrollar. Estamos convencidos de que invirtiendo en iniciativas creativas como éstas seguimos contribuyendo a potenciar el sector energético, la cuenca y la provincia de Santa Cruz”.
- ✓ **CGC incrementó su activo rol en el mercado interno y externo tanto en petróleo crudo como en gas:** las ventas de gas natural de producción propia durante el año 2019 fueron de 1.963 MMm³, lo que representa un incremento de 422 MMm³ (27,38%) con respecto a las cantidades vendidas en el ejercicio anterior.
- ✓ **CGC continuó afianzando en 2019 el nivel de exportaciones a la República de Chile que se habían reiniciado en 2018:** Los volúmenes vendidos con destino final exportación ascendieron en 2019 a cuarenta millones doscientos mil metros cúbicos (40,2 MMm³), totalizando un 3,6% más que los volúmenes comercializados en el ejercicio anterior.

- ✓ **Acuerdo con RPM Gas S.A.:** La Compañía y Tecpetrol Internacional S.L.U. obtuvieron un laudo arbitral favorable contra Argentinean Pipeline Holding Company, subsidiaria de Petronas Group, que transfirió a RPM Gas S.A. acciones equivalentes al 18,28% del capital social con derecho a voto de Gasinvest S.A. Dicha transferencia se efectuó sin cumplir con los términos del derecho de opción de compra que tenían la Compañía y Tecpetrol conforme al acuerdo de accionistas de Gasinvest. Como resultado de ello, la Compañía y Tecpetrol iniciaron una demanda contra RPM Gas S.A. conforme a la que se registró una “*anotación de litis*” en el libro de registro de accionistas de Gasinvest S.A.

El 29 de octubre del 2019 se llegó a un acuerdo transaccional con RPM Gas S.A. en el que se dispuso su salida, quedando así el capital accionario de Gasinvest S.A. repartido por mitades entre la Compañía y Tecpetrol Internacional S.L. Adicionalmente, se acordó lo siguiente: (i) la registración en partes iguales en favor de la Compañía y Tecpetrol de los derechos y obligaciones derivados del Contrato de Asistencia Técnica con TGN que oportunamente le correspondían a Argentinean Pipeline Holding Company S.A.; (ii) la transferencia en favor de RPM Gas S.A. de la suma de US\$ 8.300.000, correspondientes a las sumas embargadas en Gasinvest y a las consignadas de TGN en concepto de pagos a Argentinean Pipeline Holding Company S.A. en el marco del Contrato de Asistencia Técnica con TGN; (iii) la transferencia en favor de la Compañía y Tecpetrol, en partes iguales, del saldo de las sumas consignadas por TGN bajo el Contrato de Asistencia Técnica, deducido el importe correspondiente a RPM Gas S.A. indicado en el punto anterior; y (iv) la registración de ciertas sumas consignadas por TGM bajo ciertos contratos de préstamo en la siguiente proporción: 66,7% a favor de Tecpetrol y en un 33,3% a favor de la Compañía.

- ✓ **EBITDA:** El EBITDA de la Compañía en el ejercicio 2019 ascendió a \$18.700 millones, aumentando con respecto al ejercicio anterior en \$3.984 millones, lo que representa un 27%.
- ✓ **Reservas:** Las reservas probadas totales de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 ascendieron a 10.013 Mm³ de petróleo equivalente, disminuyendo respecto al 31 de diciembre de 2018 en un 1,5%. Las reservas al 31 de diciembre de 2019, están compuestas en un 14% por petróleo y líquidos y en un 86% por gas natural.
- ✓ **Inversiones en actividades de explotación y exploración:** Las inversiones en el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2019 alcanzaron la suma de 181,4 millones de dólares, un 12,9% superior que el año anterior, las cuales se concentraron en actividades de Desarrollo (80,3%) y Exploración (19,7%).

La inversión acumulada durante los últimos 24 meses, ha alcanzado la suma de 342.0 millones de dólares, inversión que refleja la firme visión de la Compañía en su crecimiento.

- ✓ **Producción:** La producción anual 2019 de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 2.344,1 Mm³ de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 24,5%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 15,7% y el gas natural, el 84,3%.

III. PARTICIPACIONES DE CGC

CGC es una compañía de energía independiente líder que opera en Argentina y que se dedica al desarrollo, exploración y producción de gas y petróleo y, en menor medida, de gas licuado de petróleo (“GLP”) (negocio de *upstream*). La Compañía cuenta con una importante cartera de áreas de exploración y/o producción en diversas cuencas de Argentina, estando su operación actual ubicada principalmente en la provincia de Santa Cruz, en la parte sur del país. Además de su negocio de *upstream*, la Compañía cuenta con inversiones en las que tiene el control conjunto o influencia significativa en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina (negocio de *midstream*).

Upstream

CGC tiene participaciones en yacimientos de petróleo y gas a lo largo de doce áreas de la cuenca Austral, un área de la cuenca Noroeste. Las áreas de la Compañía en Argentina cubren un total de 7,6 millones de acres brutos y 5,5 millones de acres netos. En Argentina, las actividades de producción, exploración y desarrollo son llevadas a cabo mediante 29 concesiones de explotación y 3 permisos de exploración otorgados por el Estado Nacional y los gobiernos provinciales de Argentina. CGC lleva a cabo estas actividades por sí misma o a través de contratos de unión transitoria de empresas (“UTE”), operando todos sus yacimientos de petróleo y gas en la cuenca Austral.

Midstream

CGC tiene en forma indirecta una participación del 28,23% en Transportadora Gas de Norte S.A. (“TGN”), una participación del 39,99% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 15,78% en Transportadora Gas del Mercosur S.A. (“TGM”)

Si bien la intención de la Compañía es centrarse en las actividades de *upstream*, la Compañía planea mantener sus participaciones existentes en el negocio de *midstream*, ya que considera que las mismas constituyen una inversión que complementa su negocio de *upstream*.

A continuación, se detallan las principales participaciones en el negocio de upstream y las inversiones en el negocio de midstream:

UPSTREAM

PAÍS/ CUENCA	ÁREA	PARTICIPACIÓN %	OPERADOR	ACTIVIDAD
ARGENTINA				
Austral	El Cerrito	100,00	CGC	Exploración y explotación
	Dos Hermanos	100,00		
	Campo Boleadoras	100,00		
	Campo Indio Este / El Cerrito	100,00		
	María Inés	100,00		
	Cóndor	100,00		
	La Maggie	100,00		
	Glencross	87,00		
	Estancia Chiripa	87,00		
	Tapi Aike	81,00		
	Paso Fuhr	50,00		
Piedrabuena	100,00	Exploración		
Noroeste	Aguaragüe	5,00	Tecpetrol S.A.	Exploración y explotación

MIDSTREAM

PAÍS	SOCIEDAD	PARTICIPACIÓN DIRECTA E INDIRECTA %
ARGENTINA	Transportadora de Gas del Norte S.A.	28,23(*)
	Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	39,99
	Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	15,77
CHILE	Gasoducto GasAndes S.A.	39,99

(*) 28,23% directa e indirecta por su participación de 50,00% en Gasinvest S.A.

IV. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES DE CGC

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

Las cifras que se exponen a continuación están expresadas en moneda de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2019.

	UPSTREAM		TRANSPORTE GAS NATURAL		TOTAL	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Ingresos por Ventas (MM \$)	27.242,0	30.880,7	4.844,9	5.459,1	32.086,9	36.339,8
Margen Bruto (MM \$)	10.092,0	11.875,1	2.447,4	2.603,7	12.539,4	14.478,8
Resultado Operativo (MM \$)	7.191,0	7.502,0	1.895,0	2.056,7	9.086,0	9.558,7
Producción Petróleo (m³/día) (1) (3)	894	1.009			894	1.009
Producción Gas (Mm³/día)	4.250	5.414			4.250	5.414
Reservas Petróleo (Mm³) (1) (2) (3)	1.591 (a)	1.362 (b)			1.591 (a)	1.362 (b)
Reservas Gas (MMm³) (2) (3)	8.574 (a)	8.651 (b)			8.574 (a)	8.651 (b)
Reservas Totales (Mm³ P.E.) (1) (2) (3)	10.165 (a)	10.013 (b)			10.165 (a)	10.013 (b)
Relación Reservas/Años	5,4	4,3			5,4	4,3
Gas Transportado (MMm³/día)	---	---	12,5	15,8	12,5	15,8

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

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

P.E.: Petróleo Equivalente

(1) Incluye gas licuado de petróleo y gasolina.

(2) Incluye solamente reservas probadas.

(3) Incluye solamente información de Argentina.

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

(b) Corresponden a reservas auditadas por DeGolyer and MacNaughton al 31.12.19, a excepción de áreas no operadas que corresponde a reservas estimadas por la compañía al 31.12.19.

V. ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA COMPAÑÍA

a) UPSTREAM

Áreas de exploración y producción de la Compañía

A diciembre de 2019, la Compañía fue el quinto productor de gas de Argentina, en términos de producción en boca de pozo, de acuerdo con información publicada por el IAPG.

Durante 2019 la Compañía logró su cuarto año consecutivo con crecimiento de producción, principalmente en sus operaciones de Cuenca Austral.

La Compañía es el principal operador de la Cuenca Austral contando con 26 concesiones de explotación y 3 permisos de exploración. Las operaciones se concentran en 25 yacimientos productivos. Además, la Compañía participa en la Cuenca del Noroeste en la concesión Aguaragüe, con un 5%.

La producción operada por CGC en el mes de diciembre de 2019 ascendió a 5,72 MMm³/d de gas y de 796 m³/d de petróleo (incluye gasolina). La suma de reservas probadas y probables remanentes al 31/12/2019 son de 10,4 miles de millones de metros cúbicos de gas y 1,29 millones de metros cúbicos de petróleo (incluye petróleo, gasolina y LPG).

Tanto la producción como las reservas de la compañía provienen casi en su totalidad de las áreas ubicadas en la Cuenca Austral. También es donde se concentran las principales actividades. En esta cuenca, la producción de gas acumulada de la Compañía se incrementó en un 28% durante 2019 respecto al 2018. La reposición de reservas de gas 1P fue del 108% (incorporación de reservas en relación a las reservas consumidas durante el año), mientras que, para petróleo, la reposición fue del 38%.

Para la incorporación de nuevos pozos se contó con dos equipos de perforación, los cuales perforaron un total de 42 pozos, entre los que se cuentan 8 pozos horizontales, 4 pozos exploratorios y el primer pozo de almacenamiento subterráneo de gas de la provincia de Santa Cruz. Además, operaron en la cuenca un equipo de terminación y reparación de pozos, un set de fractura hidráulica para estimulación de pozos y un equipo de coiled tubing. También se construyeron nuevas instalaciones de superficie necesarias para la evacuación, compresión y acondicionamiento de los hidrocarburos para su venta.

Campañas de desarrollo y exploración

Como se mencionó anteriormente, se perforaron un total de 42 pozos. 32 correspondieron al “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” al cual CGC adhirió en enero de 2018, entre los que se incluyen 8 horizontales. Estas inversiones correspondieron a los pozos perforados en la concesión Campo Indio Este - El Cerrito que incluye los yacimientos Campo Indio, El Cerrito, El Cerrito Oeste y El Puma.

Campo Indio

Este yacimiento fue desarrollado en los años 90 en la formación Springhill a unos 3000 m de profundidad desde donde se extrajo petróleo. Luego de 2002 comenzó el desarrollo de gas de la formación Magallanes Inferior a 1400 m de profundidad. Los primeros pozos produjeron de la zona occidental del yacimiento, llamada “convencional”. Desde 2017 CGC realiza un desarrollo intensivo de la zona oriental que es calificada como “no convencional” debido a su baja permeabilidad. Las características del reservorio en la zona oriental, hace que se requieran técnicas de estimulación y de perforación horizontal que mejoran la productividad de los pozos. También se recurre a técnicas como la perforación de sondeos desviados desde una misma locación de superficie y la terminación de pozos tipo “monobore” (una sola cañería) para optimizar los costos de desarrollo. Durante 2019 se perforaron 24 pozos verticales/desviados y 8 pozos horizontales.

El Cerrito Oeste

Este yacimiento de gas se descubrió en 2017 con la perforación del pozo EC. a-1010. La formación productiva es Magallanes Inferior, calificada como “no convencional” por su baja permeabilidad. Durante 2018 se perforaron 4 pozos que ayudaron a delinear el área del reservorio e incorporaron nuevas reservas a desarrollarse con unos 17 pozos a ser perforados. Para evacuar esta producción, se concluyeron los trabajos de construcción de gasoductos e instalaciones de recolección. Se terminó la planta de tratamiento de Gas con capacidad total de 1.000 Mm³/d. A los fines de poner en valor dicha producción, por la escasa demanda en la zona, se puso en funcionamiento una estación de compresión adicional en la planta DPP Boleadoras PM03 a los fines de poner en condición de venta dicho gas hacia el Gasoducto Gral. San Martín, operado por Transportadora Gas del Sur S.A. (TGS).

El Puma

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

Actividad en campos petrolíferos. Estancia Agua Fresca, María Inés Oeste y Barda de las Vegas

En el yacimiento Ea. Agua Fresca, que produce de la Formación Anita a 1400 m de profundidad y fue desarrollado desde 2007, se perforaron 4 pozos de los cuales sólo 2 lograron producir petróleo con caudales bajos. Además, se perforó el pozo dirigido MIO-20d que quedó productivo de petróleo y altos caudales de agua, y el pozo BLV-34 que ensayó bajos caudales de agua y quedó en estudio.

Pozos exploratorios

La campaña de exploración del año 2019 en la cuenca Austral abarcó cuatro pozos exploratorios, uno se perforó en asociación con Echo Energy, con la cual existe un contrato de UTE.

El pozo El Cerrito Oeste x-3 ubicado en la concesión "Campo Indio Este - El Cerrito" que descubrió un yacimiento de gas no convencional (tight gas) con caudales comerciales para la Fm Magallanes en un reservorio nuevo para el yacimiento.

El Campo Boleadoras Sur x-1 en la concesión Campo Boleadoras con objetivo en la Fm. Springhill, el mismo encontró el reservorio con agua y fue abandonado.

El pozo El Cerrito Oeste x-9 ubicado en la concesión "Campo Indio Este - El Cerrito" al sur de la acumulación de gas de El Cerrito Oeste. El pozo encontró mala calidad de reservorio en la unidad objetivo del Magallanes Inferior y no logró ensayar caudales comerciales de gas.

El Pozo Campo La Mata x-1 ubicado en la concesión de exploración Tapi Aike, la cual opera CGC en un contrato de UTE con Echo Energy. El pozo pudo probar la presencia de gas en reservorios de la Fm. Anita y Magallanes Inferior, aunque no se lograron caudales sostenidos y comerciales de gas. El pozo aún se encuentra en estudio para futuros ensayos.

Reparaciones de pozos

Se realizaron reparaciones de pozos con distintos objetivos. Con el mismo equipo se realizaron además 26 trabajos de "Pulling" en distintos campos.

Estimulaciones

El equipo de fractura realizó durante 2019 las terminaciones de la mayoría de los pozos perforados en Campo Indio, El Cerrito Oeste y El Puma. En total se estimularon 51 pozos, de los cuales 9 fueron pozos horizontales y 6 fueron refracturas en reservorios previamente fracturados. Los pozos horizontales se terminaron a pozo abierto con sistemas de packer y camisas con activación mediante bolas. El equipo de coiled tubing realizó la limpieza e inducción de la mayoría de estos pozos.

Campaña de Adquisición Sísmica

Entre el 15 de enero y el 12 de mayo de 2019 se llevó a cabo la adquisición de tres registros de sísmica 3D que totalizan 1.542 km². Se registraron los cubos de Travesía de Arriba (725 km²) y Chiripa Oeste (412 km²) como parte del compromiso del primer periodo exploratorio en la Concesión Tapi Aike y el cubo de Piedra Buena (405 km²) como parte del compromiso del segundo periodo de exploración de la Concesión Piedra Buena. Junto con el registro sísmico que realizó la petrolera ENAP en la concesión El Turbio Este, el 2019 fue el año en el que se registró más sísmica 3D en la historia de la cuenca.

La registración se realizó con la empresa UGA S.A. y se utilizaron sistemas convencionales (cable), Nodal y se hizo un test de la técnica de vibración simultánea. Durante 2019 se realizó el procesamiento de la información adquirida y actualmente se encuentran en etapa de interpretación.

Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas, Sur Río Chico Este

En setiembre se perforó el pozo SCH-10ig, para iniciar la fase piloto del segundo almacenamiento subterráneo de gas del país y primero de la provincia de Santa Cruz. Además, se inicia la construcción de la planta de inyección asociada al proyecto de almacenamiento subterráneo de Gas en Sur Río Chico y su vinculación con la planta DPP Barda Las Vegas.

Este proyecto tiene como objetivo mantener la producción en las estaciones de baja demanda e inyectarla en reservorios de mejor calidad que permitirán una producción rápida para suplir las estaciones de alta demanda. El pozo piloto encontró el reservorio de la Fm. Springhill acuatizado por la producción pasada del campo y con buena calidad como para iniciar las pruebas de inyección y la generación de una nueva acumulación de gas que estará conformada por gas de colchón y gas de trabajo. Se prevé inyectar un caudal aproximado de 1 MMm³/d de gas durante 180 días y se extraerían 2 MMm³/d de gas durante 90 días al año.

Dada la envergadura del proyecto, el 19 de febrero del 2020 CGC y el Gobierno Provincial, con la presencia de la gobernadora de Santa Cruz, realizaron la inauguración de esta nueva etapa y dieron inicio al proceso de inyección en una ceremonia en la que los trabajadores de la empresa manifestaron la satisfacción por las proyecciones a futuro que se abren con esta iniciativa.

Actividad en Áreas no Operadas

Aguaragüe

Durante el 2019 se realizó la perforación del pozo CD-1018, la cual comenzó en noviembre y se prevé terminar en marzo de 2020; y la perforación del pozo CD-1019 el cual se terminó de perforar el 30 de octubre y se está ensayando con captación en media presión, con valores de 45 Mm³/d de gas y 7 m³/d de petróleo. Se analiza la captación en baja presión. CD-1018 y CD-1019 fueron pozos de desarrollo perforados en la estructura Campo Duran, dentro del Área de explotación Campo Duran – Madrejones.

Como parte de los compromisos de inversión, se realizó un workover en el Pozo SaAg.a-3 para verificar el potencial en gas no convencional de la formación geológica Los Monos, sin

resultado exitoso. Se perforó el último pozo desarrollo de la campaña con objetivo a la formación Tupambi, el cual a la fecha de emisión de la presente Memoria se encuentra en ensayo.

Se presentó el pronóstico de producción de gas para el año 2020 siendo el promedio de 1.405 Mm³/d, mientras que la producción acumulada prevista es de 515 MMm³. En relación a la producción de petróleo, el promedio se estima en 225 m³/d, mientras que la producción acumulada será de 82 Mm³.

Nueva Área operada - Paso Fuhr

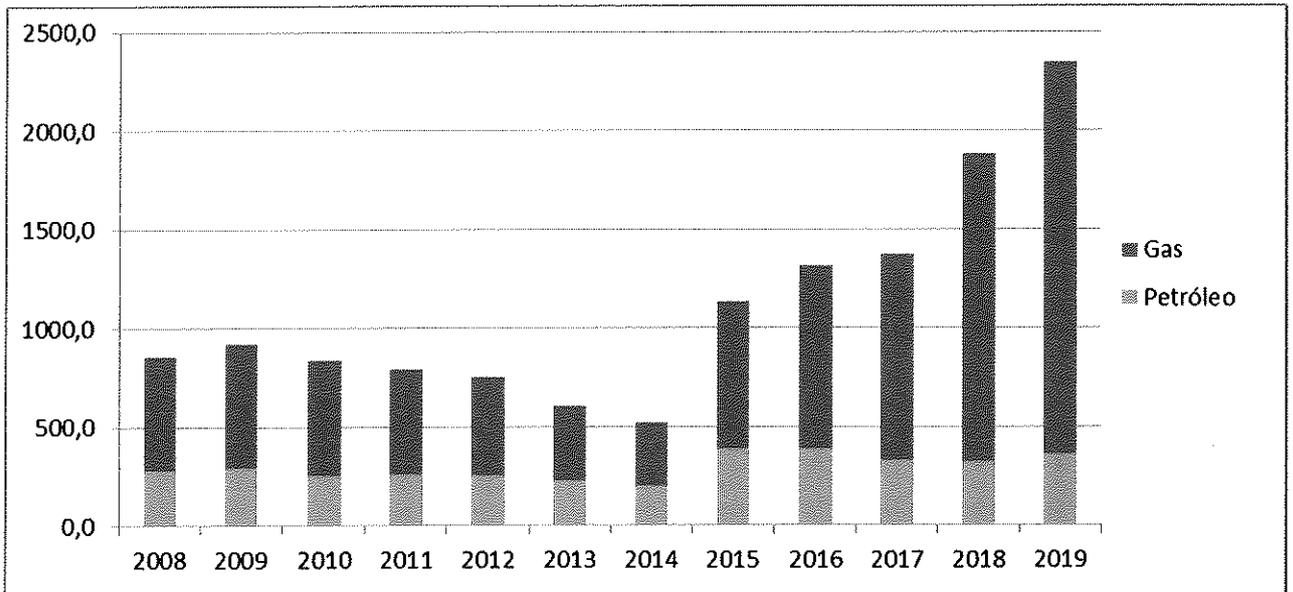
El 28 de febrero de 2019 la Compañía obtuvo la adjudicación del área Paso Fuhr en la Cuenca Austral, luego de que se presentara una oferta conjunta con YPF, donde CGC será el operador. Se trata de un área exploratoria de 4.668 Km², entre las concesiones El Cerrito Fracción 2 y La Paz, operadas por CGC.

El 7 de mayo de 2019 se firmó el contrato Emergente de la licitación Nro. 02 Área Paso Fuhr segundo llamado, el cual tiene como objeto la exploración de hidrocarburos en dicha área y donde CGC será el operador. El objetivo exploratorio se centrará en las formaciones Magallanes, Springhill, Palermo Aike y será de tipo “no convencional”. Durante el ejercicio 2019 se evaluó el área para desarrollar la registración sísmica 3D.

Evolución Producción anual (Mm3eq/año)

En el ejercicio 2019 la producción total de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina fue de 2.344,1 Mm3 de petróleo equivalente, registrándose un incremento con respecto a la producción del año anterior del 24,5%. Los hidrocarburos líquidos representaron un 15,7% y el gas natural el 84,3%.

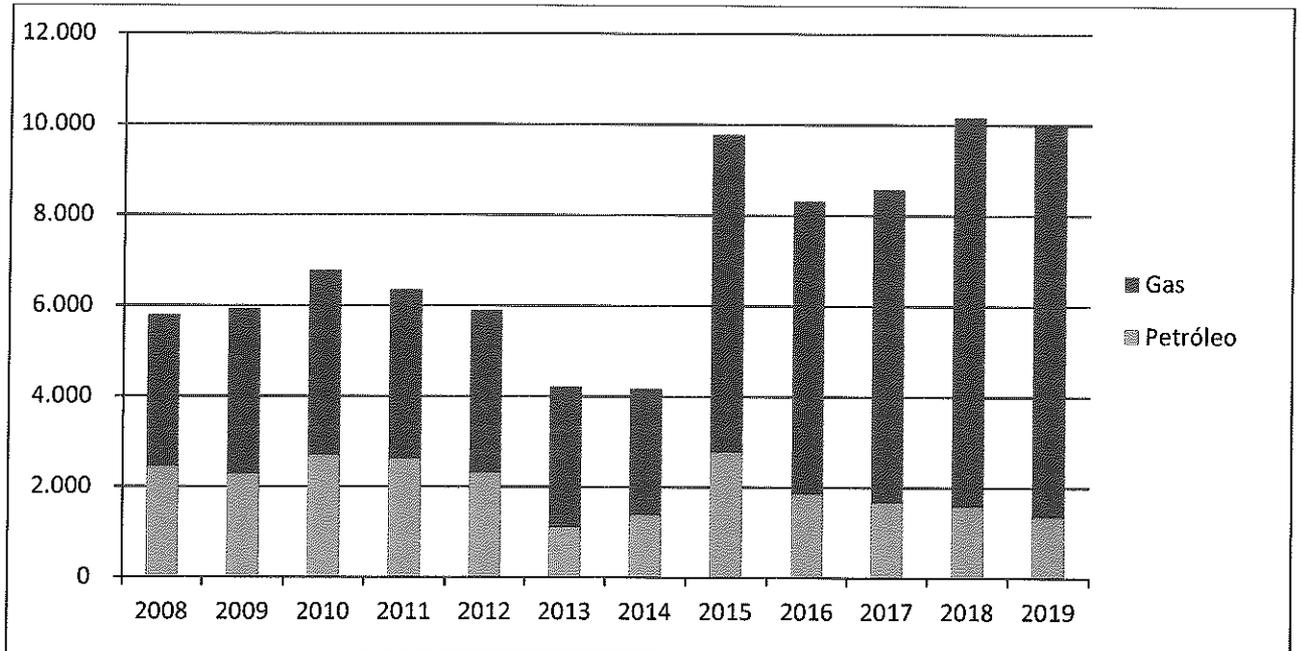
Producción anual (Mm3eq/año)



(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 2019 fueron de 10.013 Mm3 de petróleo equivalente. Estas reservas están compuestas en un 14% por petróleo y en un 86% por gas natural.

Reservas (Mm3eq) (1)



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

b) TRANSPORTE DE GAS NATURAL

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

La Compañía tiene en forma indirecta una participación del 28,23% en Transportadora Gas de Norte S.A. ("TGN"), una participación del 39,99% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 15,78% en Transportadora Gas del Mercosur S.A. ("TGM").

TGN - (28,23%)

CGC posee una participación indirecta del 28,23% en TGN a través de su inversión en Gasinvest S.A. ("Gasinvest"), en la que tiene una participación directa del 50%. El otro accionista de Gasinvest es Tecpetrol International S.L.U. (50%). Gasinvest es el accionista controlante de TGN, el cual cuenta con el 56,35% del capital social de dicha compañía. Southern Cone Energy Holding Company Inc. es el segundo mayor accionista con el 23,54%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público, el 0,0565% se encuentra en poder de Tecpetrol Internacional S.L. Asimismo, la Compañía es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0565% en TGN.

TGN es una de las dos principales compañías de transporte de gas natural que operan en Argentina, es titular de una licencia ("la Licencia") para la prestación del servicio público de transporte de gas natural, en virtud de la cual se le concede el derecho exclusivo de explotar los dos gasoductos de su propiedad existentes en las regiones Norte y Centro-Oeste de Argentina.

La red de gasoductos de TGN está compuesta por los gasoductos Norte y Centro-Oeste y tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³/d. El sistema 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, al gasoducto de "Transportadora de Gas del Mercosur S.A." y al "Gasoducto del Noreste Argentino" ("GNEA").

La extensión total del gasoducto Norte es de 4.550 km, incluyendo gasoductos troncales y loops, con 12 estaciones de compresión con un total de 204.620 hp de capacidad de compresión instalada. El diámetro de la línea principal es de 24 pulgadas.

La extensión total del gasoducto Centro-Oeste es de 2.256 km, incluyendo ramales y loops, con 8 estaciones de compresión con un total de 171.000 hp de capacidad de compresión instalada. El diámetro de la línea principal es de 30 pulgadas en la mayor parte de su extensión.

El volumen de gas recibido y transportado por TGN durante el ejercicio 2019 alcanzó un valor de 18.836 MMm³, lo que representa un promedio de 51,6 MMm³/d, de los cuales 27,8 MMm³/d correspondieron al gasoducto Centro-Oeste, 18,0 MMm³/d al gasoducto Norte, y 5,8 MMm³/d fueron ingresados en la Provincia de Buenos Aires.

Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 33,8 MMm³ en el gasoducto Centro-Oeste y 25,1 MMm³ en el gasoducto Norte.

Por el gasoducto Gas Andes se exportaron durante el ejercicio 2019, 1.150 MMm³ y, por el gasoducto Norandino, 10 MMm³.

Como hechos salientes de este año cabe destacar que en 2019 TGN resultó adjudicataria de la licitación efectuada por IEASA para el servicio de operación y mantenimiento del GNEA. En este sentido, a partir del mes de septiembre de 2019 se inició la prestación de dicho servicio. Este comprende 1.719 km. de gasoductos, 73 estaciones de medición y regulación, cuatro nuevas secciones y una dotación de quince personas aproximadamente. Con la incorporación de este contrato de servicios, TGN se constituyó en la mayor operadora de gasoductos de Sudamérica.

Aspectos regulatorios

En su calidad de prestadora de un servicio público esencial, TGN se encuentra sujeta a regulación estatal basada en la Ley N° 24.076, cuya autoridad de aplicación es el ENARGAS. En marzo de 2017 la Sociedad celebró con el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) un Acuerdo de Readequación de su Licencia (el “Acuerdo Integral”) que fue ratificado y entró en vigencia con el dictado del Decreto N° 251 del 27 de marzo de 2018. De ese modo concluyó el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561. Las previsiones del Acuerdo Integral abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia. Asimismo, el Acuerdo Integral fijó las reglas para llevar adelante la revisión quinquenal de las tarifas de TGN, que entró en vigencia en marzo de 2018 para el período 2017 - 2021.

En marzo de 2018 el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) llevada a cabo por dicho organismo a partir de marzo de 2016. Asimismo, la RTI establece que entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 la Sociedad deberá ejecutar un Plan de Inversiones Obligatorias (“PIO”) por aproximadamente \$ 5.600 millones, monto que será ajustado en la misma proporción en que se ajusten las tarifas de TGN. La Sociedad queda obligada a ejecutar tanto el monto de inversión comprometido, así como las obras previstas en el PIO.

El marco regulatorio de la industria contempla la aplicación de mecanismos semestrales no automáticos de revisión tarifaria debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado.

En septiembre de 2019, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 521/2019 (modificada por la Resolución 751/2019) difiriendo el ajuste semestral de tarifas que hubiera debido aplicarse a partir del 1° de octubre de 2019, hasta el 1° de febrero de 2020, y dispuso asimismo compensar a las licenciatarias con la revisión del PIO en la exacta incidencia de los menores ingresos derivados de la medida. Por consiguiente, entre octubre y diciembre de 2019 la Sociedad presentó al ENARGAS propuestas de readequación del PIO por un monto de \$ 459,2 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016).

El 23 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que faculta al PEN a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de la Ley del Gas, por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un año.

TGN estima que las tarifas resultantes de cualquiera de dichos procesos se mantendrán en valores constantes a lo largo del tiempo para poder hacer frente a los gastos e inversiones que demandarán la operación y el mantenimiento de los gasoductos. No obstante, aclara que el resultante de la renegociación o revisión tarifaria previstas en la Ley de Solidaridad podría diferir significativamente de las estimaciones actuales, y no se anticipan resultados de la próxima revisión tarifaria quinquenal.

La Dirección de TGN monitorea permanentemente la evolución de las situaciones previamente mencionadas para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre la situación patrimonial y financiera de TGN.

En el ejercicio 2019 TGN distribuyó dividendos en efectivo de acuerdo a lo decidido en la Asamblea de Accionistas celebrada en abril de 2019 por \$3.164,7 millones (cifra expresada en moneda de diciembre 2019).

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, TGN registró una ganancia neta de \$4.255 millones.

Los activos de TGN ascienden a \$62.638 millones y el patrimonio a \$42.934 millones.

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

La Compañía posee una participación directa del 39,9% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile. GasAndes Argentina opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que GasAndes Chile opera la sección chilena de dicho gasoducto. El principal accionista de GasAndes Argentina y GasAndes Chile es Aprovechadora Global de Energía S.A., (antes Metrogas (Chile) S.A.), que posee una participación del 47,1% en cada entidad. El 13,0% restante de GasAndes Argentina y GasAndes Chile se encuentra en poder de AES Gener S.A. El gasoducto une el distrito de La Mora, en la provincia de Mendoza, Argentina, con la ciudad de Santiago de Chile, en Chile y tiene una extensión de aproximadamente 533 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 10,8 M MMm³/d. La licencia de operación de GasAndes Argentina vence en 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. La licencia de operación de GasAndes Chile es por tiempo indeterminado, sujeto a revisión y aprobación por el gobierno chileno. GasAndes Argentina es operada por CGC en base a un contrato de operación y mantenimiento el cual se encuentra vigente.

En 2004 y 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, en ese escenario los clientes vieron disminuidas las exportaciones de gas, lo que los llevó a un planteo

sobre la vigencia de los contratos. Los cargadores tomaron distintas actitudes tendientes, ya sea a renegociar los términos de los contratos de transporte en firme o a cuestionar la exigibilidad o la vigencia de ciertos términos de dichos contratos. Gasandes mantiene contratos de largo plazo para el transporte de gas natural con Gasvalpo S.A. y con Metrogas S.A. (Chile) con vigencia hasta junio de 2028 y abril de 2027 respectivamente. Este último acuerdo representa alrededor del 73% de las ventas de Gasandes.

Durante el ejercicio 2018 el déficit de abastecimiento de gas en Argentina se fue revirtiendo y, en consecuencia, en agosto de 2018, el Ministerio de Energía resolvió un nuevo procedimiento para la autorización de Exportaciones de Gas.

Durante 2019, GasAndes tuvo actividad operativa variable, pero sostenida de transporte desde Argentina a Chile, aumentando sensiblemente la facturación de transporte interrumpible, y servicios de desbalance autorizado. Se destaca que no se han producido eventos operativos de interrupción, en todos los escenarios variables de caudales de transporte, derivado del escenario de volatilidad de demanda de generación termoeléctrica en Chile, y de la oferta, sea por variación de la demanda interna argentina, o sea por los planes de mantenimiento en TGN Gasoducto Centro Oeste, ducto vinculado con GasAndes.

Respecto de las perspectivas de actividad operativa y comercial, y a la luz del aumento de la producción de gas natural en Neuquén y de la Resolución 104/2018 del Ministerio de Energía de fecha 22 de agosto de 2018, que fija el procedimiento para la autorización de exportación de gas natural, GasAndes Argentina ha renovado y firmado varios contratos de transporte interrumpible con los principales productores, y comercializadores del país, para la potencial exportación; las cantidades estivales están en el orden de 4,5 millones de metros cúbicos por día, con picos cercanos a 8,0 millones de metros cúbicos por día, cantidades que disminuirán desde abril, por el impacto hidroeléctrico en Chile, y la entrada del invierno en Argentina.

Los objetivos para el año 2020 serán esencialmente los mismos del ejercicio anterior, es decir, mantener una operación segura y confiable del sistema de gasoductos y seguir cumpliendo con los contratos vigentes con los clientes, adicionando los nuevos clientes a partir del retorno del transporte de gas natural desde la Argentina hacia algunas centrales de generación de Ciclo Combinado en la V Región en Chile, incorporando algunos segmentos industriales y de distribución.

En el ejercicio 2019 las sociedades distribuyeron dividendos, en función a sus resultados 2018, en efectivo de acuerdo a lo decidido en las Asambleas de Accionistas celebradas en 2019 por \$85,8 millones en el caso de la sociedad argentina y US\$2,3 millones de la sociedad chilena.

En agosto de 2019 el Directorio de GasAndes Argentina aprobó la distribución anticipada de dividendos por \$454,9 millones en base a los estados financieros de la Sociedad al 30 de junio de 2019, quedando los mismos sujetos a la ratificación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas que considere la documentación contable correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019.

Al cierre del ejercicio, los activos de GasAndes Argentina totalizaban \$2.512,5 millones y el patrimonio ascendía a \$2.212,9 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 registró una ganancia neta de \$1.685,4 millones, que resultó en una ganancia de \$321,2 millones para CGC.

En el caso de la sociedad chilena los activos totalizaron US\$43,5 millones y el patrimonio ascendió a US\$23,9 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 registró una ganancia neta de US\$8,1 millones que resultó en una ganancia de \$156,5 millones para CGC.

TGM (15,78%)

La Compañía posee una participación directa del 15,8% en TGM. Los demás accionistas de TGM son Tecpetrol Internacional S.L., Central Puerto S.A. y Total Gas y Electricidad Argentina S.A. que poseen el 31,5%, 20,0%, y 32,7% del capital de TGM, respectivamente.

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

Como consecuencia de la crisis en el sector energético originada por un déficit de abastecimiento de gas natural y de electricidad, el gobierno argentino tomó una serie de medidas en relación a la exportación de gas y al redireccionamiento de la capacidad de transporte hasta que a mediados de 2008 las exportaciones de gas a la República Federativa de Brasil cesaron por completo. Esto generó un litigio con YPF, relacionado con el incumplimiento del contrato de transporte firme de gas natural por un volumen de 2,8 MMm³/d, en condiciones “take or pay” suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y la Sociedad. Este contrato, que fue rescindido por TGM en abril de 2009 por incumplimiento de YPF representaba el 99,9% de los ingresos de la Sociedad.

Luego de distintas acciones legales TGM e YPF celebraron en diciembre de 2017, un Acuerdo Transaccional que establece la obligación de YPF a pagar a TGM en concepto de indemnización, la suma de US\$ 107 millones en enero de 2018, más la suma de US\$ 7 millones en siete cuotas anuales e iguales entre febrero de 2018 y febrero de 2024, como pago total y definitivo de todas las acciones arbitrales y legales y reclamos que TGM, actual o eventualmente, pudiera tener contra YPF en virtud de laudos arbitrales

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

TGM, a partir del Acuerdo Transaccional arriba mencionado, así como con el nuevo contrato STI, logró recomponer su Patrimonio Neto y su Reserva Legal, así como cancelar sus deudas operativas. Por lo mencionado, es razonable esperar que TGM pueda continuar brindando el servicio en forma segura, y hacer frente a sus costos operativos, sin necesidad de financiamiento de ningún tipo.

Los activos de TGM al 31 de diciembre de 2019 totalizaron \$664,7 millones y el patrimonio \$479,4 millones.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, TGM registró una pérdida neta de \$33,4 millones

VI. GESTIÓN COMERCIAL

Ventas de Petróleo y Gas

CGC ha incrementado su activo rol en el mercado interno y externo tanto en petróleo crudo como en gas natural.

Venta de Petróleo Crudo

En el ejercicio 2019, el 27% de las ventas de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 73% restante se exportó principalmente a Chile, la costa del golfo de México, Estados Unidos y Rotterdam atento a la baja temporal en el refinamiento en el mercado local. Como consecuencia de ello, YPF S.A. se transformó en un nuevo proveedor de petróleo crudo tipo María Inés para el mercado local. Las ventas de petróleo crudo al mercado local se realizaron mediante contratos spot para el petróleo crudo tipo María Inés de la cuenca Austral, tipo Medanito desde la cuenca Neuquina y Condensado de la cuenca Noroeste. Los precios se acordaron con las empresas refinadoras siguiendo al precio internacional, en el marco de las normativas vigentes y considerando también el Decreto N° 566/2019 hacia finales de año.

En el ejercicio 2019, el procedimiento de venta para exportación fue a través de licitaciones (Tender) para poder mostrar periodicidad y previsibilidad al mercado exterior. Esta modalidad de venta ofrece 40.000 m³ de petróleo crudo María Inés -siendo los productores aportantes CGC, ENAP Sipetrol S.A. y ROCH S.A.- y 20.000 m³ de petróleo crudo San Sebastián (propiedad de la compañía ROCH S.A.).

Venta de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

En el ejercicio 2019, el 64% de las ventas de GLP tuvieron como destino el mercado de exportación, con destino final Chile. Los precios resultan de una fórmula, utilizando las cotizaciones internacionales de Propano y Butano (Mont Belvieu). Las ventas de GLP al mercado local se realizaron bajo el “Acuerdo Propano Redes”, a precio regulado y subsidiado y bajo el “Programa Hogar C3” a precio regulado y en el mercado spot, a Paridad de Exportación que emite la Secretaria de Energía.

Venta de Gas

La producción de gas propiedad de CGC, que es comercializada por la misma, proviene de su participación en los yacimientos en la cuenca Austral, Noroeste y Neuquina. La Compañía comercializa el gas natural mediante contratos de venta negociados a término, spot y en el MEGSA (“Mercado Electrónico de Gas S.A.”) a empresas distribuidoras, industrias, Estaciones de Gas Natural Comprimido (“GNC”), usinas de generación termoeléctrica (de manera directa y a través de COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA “CAMMESA”), comercializadores y así también ventas de exportación, reiniciadas en 2018.

Volumen vendido de gas natural: Las ventas de gas natural de producción propia durante el año 2019 fueron de 1.963 MMm³ (mil novecientos sesenta y tres millones de metros cúbicos), lo que representa un incremento de 422 MMm³ (cuatrocientos veintidós millones de metros cúbicos) (27,38%) con respecto a las cantidades vendidas en el ejercicio anterior.

Distribución de ingresos: Durante el 2019, los ingresos de CGC correspondieron aproximadamente en un 35% a generadoras de energía eléctrica, 26% a usuarios industriales, 23% a licenciatarias del servicio de distribución (Segmento Residencial), 10% intercambio con Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA"), 5% exportación y 1% GNC.

Clientes del Segmento Residencial

Con fecha 8 de febrero de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 32/2019, en la cual se instruyó realizar un mecanismo de concurso de precios en el MEGSA para la provisión de gas natural en condición firme para el segmento residencial, por un plazo de 12 meses contado a partir del 1 de abril de 2019 (la "Subasta Residencial").

Los volúmenes serían en invierno 2,5 veces los volúmenes de verano, los precios serían establecidos en dólares de acuerdo a orden creciente de precio de cada una de las ofertas, pero convertidos a pesos de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución ENARGAS N° 72/2019, que establece que deberá tomarse el tipo de cambio de los primeros quince días del mes previo al del inicio de los cuadros tarifarios. Por lo cual para los contratos surgentes de la Subasta se esperaba que aplicara para las entregas entre abril 2019 y septiembre 2019 el tipo de cambio promedio entre el 1 y 15 de marzo de 2019, y una actualización para las entregas a partir de octubre 2019, que consideraría el tipo de cambio promedio entre el 1 y 15 de septiembre de 2019.

La Subasta Residencial fue realizada para las cuencas Neuquén y Austral el día 14 de febrero de 2019, celebrándose contratos por 14,26 millones de metros cúbicos diarios (en los meses estivales), con precios entre 3,90 y 5,50 US\$/MMBtu. El precio promedio asignado fue de 4,62 US\$/MMBtu.

CGC participó de dicha Subasta Residencial obteniendo contratos por volúmenes de verano iguales a 455.000m³/d (cuatrocientos cincuenta y cinco mil metros cúbicos diarios) con precios entre 4,60 y 4,95 US\$/MMBtu. Adicionalmente CGC celebró otros acuerdos que tomaron como referencia los precios obtenidos en la Subasta Residencial.

Con fecha 1 de abril de 2019, se emitió la Resolución N° 148/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, en la cual se instruye al ENARGAS a que, al emitir los distintos cuadros tarifarios a partir del 1 de abril de 2019, se establezca un descuento especial del 27% y 12% en el precio PIST para los meses de abril y mayo 2019 respectivamente, asumiendo el Estado con carácter excepcional el pago de dichas diferencias al proveedor de gas natural. Dicho diferencial fue pagado por parte del Estado Nacional.

Con fecha 21 de junio de 2019 se emitió la Resolución N° 336/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía en la cual se establece un beneficio para los usuarios residenciales disponiendo el diferimiento del pago del 22% de las facturas emitidas entre los meses de julio y octubre 2019, debiendo este diferencial ser abonado en 5 cuotas a partir de las facturas emitidas desde diciembre 2019. El costo financiero de dicho diferimiento será asumido por el Estado Nacional.

Durante diciembre de 2019 y enero 2020, CGC ha cobrado las dos primeras cuotas por parte de las distribuidoras. Se espera que la última cuota sea cancelada en el mes de abril de 2020. A la fecha, no se han recibido cobros por los intereses generados por el costo financiero del mencionado diferimiento.

Con fecha 3 de septiembre de 2019, a través de la Resolución N° 521/2019 la Secretaría de Gobierno de Energía pospuso para enero 2020 la actualización prevista en la Resolución ENARGAS N° 72/2019 para el precio PIST para las entregas a partir de octubre 2019. La Resolución N° 521/2019 fue modificada por la Resolución N° 791/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, posponiendo el plazo de actualización al 1 de febrero de 2020. En paralelo fue sancionada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 que prevé un congelamiento tarifario por 180 días, no existiendo a la fecha actualización del tipo de cambio por parte del ENARGAS en el ejercicio de lo indicado por la Resolución N° 72/2019. En consecuencia, por las entregas entre octubre 2019 y diciembre 2019, ha operado el tipo de cambio promedio entre el 1 de marzo y 15 de marzo de 2019.

- **Gas de Intercambio**

En la Subasta Residencial, se instruyó a IEASA a suministrar las ofertas por la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables. Dentro de dicha instrucción, por los volúmenes correspondientes a Distrigas S.A. se estableció un mecanismo de intercambio con los volúmenes de IEASA de cuenca Noroeste (“Gas de Intercambio”).

Durante 2019, el 10% del volumen comercializado por CGC se correspondió con la modalidad de Gas de Intercambio. Estos volúmenes representaron el 10% de la facturación. El mecanismo de Gas de Intercambio permitió comercializar cantidades correspondientes a licenciatarias de distribución en cuenca Austral dentro y fuera del sistema de transporte, en este último caso físicamente sólo conectadas a las instalaciones de CGC (Distrigas), en la Cuenca del Noroeste, asegurando evacuación de producción, reduciendo riesgos de cobrabilidad por parte de IEASA para los volúmenes comercializados por fuera del Gas de Intercambio y posicionando adicionalmente a CGC en una cuenca donde la demanda de gas natural continúa creciente y donde la oferta está altamente restringida por la declinación de la producción local, con consecuentes condiciones comerciales beneficiosas.

- **Clientes del Segmento Termoeléctrico**

Con fecha 31 de julio de 2018 el Ministerio de Energía instruyó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica, a través del Artículo 1 de la Resolución N° 46/2018, a *“disponer las medidas necesarias a fin de que CAMMESA implemente los mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en la generación de electricidad”*

Dicha resolución adicionalmente estableció nuevos precios máximos de invierno y verano para los volúmenes de gas natural a adquirir.

- **Subasta interrumpible**

En el marco de dicha instrucción de la Resolución N° 46/2018, CAMMESA realizó con fecha 27 de diciembre de 2018 una subasta en el ámbito del MEGSA para la adquisición de volúmenes interrumpibles para el año 2019 tanto para el comprador como para el vendedor. Dichos volúmenes asignados en la subasta serían nominados por parte de CAMMESA en orden creciente de precio, utilizando para su valorización comparativa el precio del volumen colocado en zona de entrega GBA teniendo en cuenta el costo de transporte interrumpible desde la cuenca de suministro respectiva. En dicha subasta fueron ofertados en total 221,8MMm3/d (doscientos veintiún mil millones ochocientos mil metros cúbicos diarios) de entre el 66% y 100% de los precios máximos.

CGC obtuvo asignaciones por 12,1MMm3/d (doce millones cien mil metros cúbicos diarios) entre cuenca Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Neuquén y Noroeste (en estos dos últimos casos bajo la figura de comercializador). Bajo dichos contratos se despacharon los volúmenes interrumpibles vendidos a CAMMESA durante el año 2019, trescientos veinte mil metros cúbicos diarios (0,32 MMm3/d).

- **Subasta firme**

Con fecha 23 de mayo de 2019 CAMMESA realizó en el ámbito del MEGSA una subasta en condición firme para la provisión de 5,6MMm3 (cinco millones seiscientos mil metros cúbicos) en cuenca Tierra del Fuego.

Las condiciones de entrega de los volúmenes ofertados solicitadas por CAMMESA fueron:

- Plazo Junio 2019 a Mayo 2020
- Deliver or Pay 100% diario
- Take or Pay 75% mensual
- Plazo Junio 2019 a Mayo 2020
- Volumen a ofertar plano y mínimo de 60.000m3/d (sesenta mil metros cúbicos diarios)
- Precio máximo Junio, Julio y Agosto: 3.24 US\$/MMBtu
- Precio máximo resto de los meses: 2.20 US\$/MMBtu

CGC obtuvo una asignación total de 1.348.000m3/d (un millón trescientos cuarenta y ocho mil metros cúbicos diarios) a precio máximo.

Clientes del Segmento Industrial

A lo largo de 2019 se celebraron diversos acuerdos industriales de plazo anual y spot. Adicionalmente se renovó por el plazo mayo 2019-abril 2021 un contrato por 685.000m³/d (seiscientos ochenta y cinco mil metros cúbicos diarios).

Exportaciones de gas a la República de Chile

Durante 2019 se continuó afianzando el nivel de exportaciones que se habían reiniciado en 2018 a Methanex en cuenca Austral y a Colbún en Cuenca Neuquina, respectivamente.

Los volúmenes exportados a Methanex durante 2019 fueron 84 MMm³, representando un 5% de la facturación. Los volúmenes representaron un 210% de aquellos comercializados el año anterior.

Los volúmenes exportados por CGC a Colbún durante 2019 fueron 14,2 MMm³ (catorce millones doscientos mil metros cúbicos). En este caso, todos los volúmenes fueron adquiridos en cuenca Neuquina por CGC a terceros en su carácter de comercializador.

La comercialización de volúmenes en Cuenca Neuquina, principalmente orientadas al mercado de exportación, permitió a CGC evacuar cantidades adicionales de gas en la Cuenca Austral o hacerlo en condiciones comerciales más ventajosas.

Con fecha 4 de noviembre de 2019 se otorgó a CGC un certificado de exportación a Methanex que extiende hasta diciembre de 2020 el permiso originalmente otorgado hasta mayo 2020.

CGC Comercializador de gas

Por Resolución ENARGAS N° 104 de fecha 8 de noviembre de 2017, se otorgó a CGC la inscripción en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS. Durante el año 2019 se realizó esta actividad en cuenca Noroeste y cuenca Austral, con destino clientes industriales y de generación termoeléctrica y en cuenca Neuquina con destino principalmente exportación, pero también de generación termoeléctrica, logrando complementar con dichas compras la producción disponible operada por CGC y adicionalmente optimizando precios y obteniendo márgenes adicionales a la actividad principal de CGC.

Los volúmenes vendidos con destino final exportación ascendieron en 2019 a cuarenta millones doscientos mil metros cúbicos (40,2 MMm³), totalizando un 3,6% más que los volúmenes comercializados en el año anterior.

Adquisición y Renovación de Capacidades de transporte firme

Con fecha 15 de mayo de 2019 la transportista TGS realizó un Concurso Abierto de capacidad de transporte firme (el "Concurso").

TGS ofertó distintas capacidades a iniciar a partir de mayo 2020 y mayo 2021.

En el marco de dicho Concurso, CGC renovó su capacidad de transporte firme entre Santa Cruz y Bahía Blanca por 116.000m³/d (ciento dieciséis mil metros cúbicos diarios) por el plazo de 35 años desde mayo 2020.

Adicionalmente, CGC adquirió 80.000m³/d (ochenta mil metros cúbicos diarios) por el plazo de 8 (ocho) años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo 2020 y 5.000m³/d (cinco mil metros cúbicos diarios) por el plazo de 7 (siete) años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo 2021.

Estas capacidades de transporte adquiridas aseguran la evacuación de parte de la producción en una zona de capacidad de transporte interrumpible restringida durante gran parte del año.

VII. DESARROLLO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTE

Desarrollo Social

La política de responsabilidad social es parte del día a día en CGC y uno de sus ejes es el cuidado del medio ambiente y la integración con los diferentes actores de la sociedad donde la Compañía actúa. Durante los últimos años se ha puesto énfasis en dos programas con epicentro en la Ciudad de Rio Gallegos y sus zonas de influencia.

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

Durante el 2019, se han desarrollado diversas actividades dentro de Comunidad CGC, tales como:

- **Barrio Abierto – abril 2019.** Segundo Barrio Abierto en Rio Gallegos, el cual tiene por objetivo inspirar a las personas que asisten a esta jornada, a liderar su propio proyecto de vida. De esta manera, se trata de empoderar a las comunidades y promover el desarrollo personal en la sociedad donde pertenecen. Son jornada de testimonios brindados por sus protagonistas donde líderes sociales comparten sus historias y su propósito de vida con los vecinos de su barrio. La jornada es co-organizada entre la Compañía, organizaciones y la comunidad de barrios del sector social.
- **Programa de Transformadores Sociales:** Busca potenciar y formar líderes de alto impacto social. Se trata de Cursos de liderazgo de 8 módulos para la formación en habilidades socio-emocionales de personas que buscan ser agentes de cambio. Cada módulo está dictado por profesionales especialistas en formación y liderazgo. A estos Programas han participado y concluido 75 personas de Rio Gallegos de diferentes ámbitos sociales y sindicales.

Barrios Unidos: Programas de vínculos solidarios. Estos Programas de carácter social continúan activos con el objetivo de acoger distintas acciones solidarias entre los voluntarios, la empresa y la comunidad. Esas acciones solidarias generan vínculos, enlaces y redes de acción especialmente focalizados hacia la comunidad vecina a nuestros yacimientos.

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

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

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

Durante el 2017 se seleccionó el primer grupo de proveedores locales con las que se realizaron actividades de conocimiento y diagnóstico de las capacidades y competencias y entender sus necesidades y en 2018 se comenzó el programa con la presentación del proyecto y se dio continuidad con reuniones de networking y módulos de capacitación. El jueves 5 de diciembre de 2019 se realizó en Río Gallegos el cierre de las actividades 2019 del Programa de Desarrollo de Proveedores.

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

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

Asimismo, CGC continúa con el apoyo a diversas instituciones de Río Gallegos. Durante 2019 CGC continuó fortaleciendo los vínculos con sus grupos de interés en los ámbitos que se describen a continuación, entre otras.

- **Buque Marjory Glen: referencia histórica y puesta en valor**

El viernes 6 de diciembre de 2019, se llevó a cabo la ceremonia de inauguración de la referencia histórica y puesta en valor de los restos del Buque Marjory Glen, situado en las inmediaciones de nuestra Terminal en Punta Loyola, proyecto llevado adelante por CGC y Corredor Americano S.A. en forma conjunta.

Así, la ciudad de Río Gallegos ya cuenta con un renovado punto de interés histórico y recreativo. En una muestra de flexibilidad y emprendedurismo, se fabricó en los talleres propios un conjunto de piezas compuestas por siete bancos y un hito histórico, todo en hormigón empleando los mismos moldes que habitualmente se utilizan en la construcción de bodegas de boca pozo y pilares para el apoyo de equipos.

Asimismo, al enterarse del proyecto, Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) y Vialidad Nacional, manifestaron su interés y se sumaron donando horas de maquinaria y material de cantera para la construcción de un camino de acceso.

Gracias al enorme compromiso y trabajo en equipo, en tan sólo tres semanas se hizo realidad este objetivo común, estrechando nuestros vínculos.

- **CGC abre sus puertas a los estudiantes de escuelas técnicas de Santa Cruz**

Mediante una serie de charlas técnicas, seguidas de una visita guiada a nuestra Planta de Tratamiento de Gas de Barda Las Vegas y un pozo productivo, CGC recibió a 250 alumnos de cinco Escuelas Técnicas de la Provincia de Santa Cruz.

El evento se destacó por el profesionalismo que nuestros ingenieros demostraron durante las charlas técnicas, la vocación de nuestros supervisores, puesta de manifiesto en los recorridos prácticos por las instalaciones, y el esfuerzo logístico asociado a esta iniciativa, dada la extensión geográfica de Santa Cruz.

Con esta acción, CGC contribuye a que los estudiantes santacruceños orienten su vocación y proyecten sus talentos.

- **Programa de prácticas supervisadas**

Durante 2019 CGC recibió en el marco de su **Programa de Prácticas Rentadas** a los mejores desempeños académicos egresados de las **Escuelas Técnicas de Santa Cruz**. Estas prácticas, las que continuarán en 2020, tienen la finalidad de brindarle, a estudiantes destacados, su primera experiencia en nuestra industria, al tiempo que potencian su desarrollo en una compañía en crecimiento y con impacto positivo en la región, como lo es CGC.

- **Convenio con la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) para la investigación de hidrocarburos**

En el mes de julio de 2019 CGC, y la Facultad Regional Santa Cruz de la UTN, firmaron un convenio de colaboración vinculado a la investigación en materia hidrocarburífera.

Este tipo de acuerdos tiene gran importancia para la Facultad porque son investigaciones aplicadas y no sólo tendrán impacto en el acervo científico sino en el desarrollo regional, dándose en el marco del Proyecto Caracterización y Estabilidad Ambiental de Biomarcadores en petróleos de la Provincia de Santa Cruz.

La UTN recibirá, como parte de este acuerdo sinérgico, muestras de petróleo crudo para ser estudiadas en el marco de una Tesis Doctoral. Uno de los fines de este convenio es, justamente, establecer perfiles de biomarcadores propios de cada yacimiento, estudiar la composición microbiana y definir las características distintivas de cada una de las muestras mediante análisis conjunto de biomarcadores y poblaciones microbianas, utilizando estadística multivariadas.

Desde CGC, celebramos este convenio con una de las universidades más importantes del país y de las más prestigiosas de Latinoamérica.

Medioambiente

Seguridad, Ambiente y Salud (SAS)

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

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

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

Durante el ejercicio 2019 se trabajó con diferentes metodologías preventivas (como evaluaciones de riesgos, auditorías, gestión de calidad de procesos y observaciones preventivas de SAS), para reducir la ocurrencia de incidentes que pudieran afectar a personas, instalaciones y el ambiente.

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

Se continuó trabajando en acciones tales como:

- Circuito cerrado para lodos de perforación y el tratamiento de los productos obtenidos, con el fin de minimizar la utilización de fuentes de agua dulce.
- Tratamiento de los recortes y disposición final de los mismos, acorde a la legislación ambiental aplicable.
- Caracterización y control de acuíferos freáticos.
- Reducción del impacto ambiental por el uso de técnicas de perforación direccionales y de locación múltiple.
- Recomposición de locaciones post perforación y recomposición de la flora extraída.
- Manipulación y tratamiento adecuados de los residuos peligrosos y petroleros generados por la actividad, según las normativas de aplicación local y las mejores prácticas de la industria.
- Gestión ambiental continua para asegurar el saneamiento de cualquier pasivo existente.
- Control y gestión de riesgos laborales para empleados y contratistas.
- Control de la salud de los trabajadores, e implementación de acciones de seguimiento y prevención de dolencias y condiciones.
- Seguimiento de la integridad de las instalaciones y los riesgos inherentes a nuevos proyectos.
- Disponibilidad de elementos de contingencia para la inmediata atención de salud y de siniestros operativos.

VIII. FINANCIAMIENTO

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

Nuevo préstamo sindicado

Con fecha 22 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió un contrato de préstamo sindicado con Citibank N.A. como agente administrativo, la Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como organizador, agente de desembolso argentino y prestamista, Banco de Galicia Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. y Banco Santander Río S.A., como organizadores y prestamistas, por la suma de US\$ 75.000.000. El objetivo de dicha transacción estuvo dado por la capacidad de afrontar un año muy volátil en términos económicos-financieros sin vencimientos de capital, lo cual le permitió a la Compañía cancelar deuda de corto plazo por US\$ 48.550.000 y reforzar la posición de liquidez. El Préstamo Sindicado devenga intereses a una tasa nominal anual del 9,50%, pagaderos en forma trimestral. En caso de que los préstamos fuesen cedidos a sujetos del exterior, devengarán intereses a una tasa variable anual equivalente a LIBOR más 5,50%, a opción del cesionario.

El préstamo será amortizable en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 21 de mayo de 2020, con la última cuota con vencimiento el 21 de mayo de 2021.

Amortización anticipada parcial Obligaciones Negociables Clase 10 en mayo y julio 2019

Con fecha 7 de mayo de 2019, en base a los términos previstos por el apartado “Amortización Anticipada Obligatoria” de la sección “Términos y Condiciones” del suplemento de precio correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase 10, la Compañía realizó una amortización de capital parcial anticipada por la suma de US\$ 5.041.607 a fines de restituir el Ratio Mínimo de Valor (RMV) al nivel de 1,75, el cual se había mantenido por debajo dicho umbral durante 10 diez días hábiles consecutivos desde el 22 de abril de 2019, disparando el inicio del período correspondiente para efectuar la cancelación necesaria.

Con fecha 12 de julio de 2019, se amortizó capital por US\$ 10.849.400 con fondos disponibles (ver Nota 21 a los Estados Financieros).

Amortización anticipada parcial Obligaciones Negociables Clase 10 y Solicitud de Consentimiento en septiembre 2019

Como consecuencia de la volatilidad del tipo de cambio y el declive en el valor de los activos argentinos luego de las PASO, el Ratio Mínimo de Valor (RMV) volvió a verse afectado, lo que implicó la necesidad de realizar una cancelación anticipada significativa en septiembre para restituir el ratio al valor requerido.

A partir de este evento, el 12 de septiembre de 2019 se lanzó formalmente la Solicitud de Consentimiento con el objetivo principal de proteger la liquidez de la Compañía, reduciendo el monto de pre-cancelación necesario y modificando el nivel del RMV requerido hacia adelante.

La modificación de los Términos y Condiciones contempla los siguientes puntos:

- Reducción del monto a pre-cancelar: se acordó un monto total a pre-cancelar de US\$ 20 millones, de los cuales CGC sólo tuvo que aportar US\$ 15,6 millones de su propia liquidez. En el momento de menor valor del ratio, la amortización necesaria requerida era superior a los US\$ 40 millones.
- Modificación del cronograma de amortización: 6 cuotas de amortización trimestrales de US\$ 5 millones a partir de abril de 2020, quedando el remanente en la fecha de vencimiento original, en julio 2021.
- Modificación del valor del RMV: se reduce el ratio a 0,65 hasta la primera cuota de amortización, siguiendo un esquema incremental en línea con el cronograma de amortización de capital.
- Modificación del Período de Intereses: luego de la cuota de intereses correspondiente a enero de 2020, se modifica el período de pago de intereses pasando a ser trimestral, en línea con el nuevo esquema de amortización.
- Modificación del lugar de Pago: a partir de la aceptación del Consentimiento, los pagos de la ON Clase 10 (amortizaciones e intereses) se realizarán fuera de Argentina, independientemente de la existencia de restricciones regulatorias cambiarias.

Finalmente, el 19 de septiembre de 2019 finalizó el período correspondiente a la Solicitud de Consentimiento, logrando el 100% de aceptación por parte de los tenedores.

Emisión de Obligaciones Negociables Clase 12, 13 y 14

Con fecha 5 de marzo de 2020 la Sociedad realizó, bajo el régimen de Emisor Frecuente N°8, la colocación de tres series de Obligaciones Negociables en el mercado local, con el siguiente detalle:

- Obligaciones Negociables Clase 12: en dólares estadounidenses, por un monto total de US\$ 15.310.245, con vencimiento a 15 meses y devengando una tasa anual fija de 9,00%;
- Obligaciones Negociables Clase 13, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, por un monto total de US\$ 14.343.535, con vencimiento a 15 meses y devengando una tasa anual fija de 8,50%; Y Obligaciones Negociables Clase 14, denominadas en pesos argentinos y pagaderas en pesos, por un monto total de AR\$ 314.608.906, con un vencimiento a 12 meses y devengando una tasa de interés variable que será igual a la suma de (i) la tasa de interés aplicable (Tasa Badlar privada), más (ii) el margen de corte (500 puntos básicos).

Los fondos obtenidos a través de la emisión de dichas obligaciones negociables tienen como objetivo principal la re-financiación de pasivos, como así también inversiones en explotación y exploración de hidrocarburos en la Cuenca Austral y financiar el capital de trabajo de la compañía.

Los objetivos financieros de la Sociedad para el ejercicio 2020 consisten en la optimización de la estructura de capital, la disminución del costo financiero y la búsqueda de fuentes adicionales de financiamiento, con el fin de asegurar los fondos adecuados para cubrir las necesidades de capital de trabajo, el plan de inversiones previsto y el cumplimiento de las obligaciones financieras.

IX. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL, DE RESULTADOS Y FLUJO DE EFECTIVO DE LA SOCIEDAD

(en millones de pesos)

Los estados financieros se exponen siguiendo los criterios adoptados por la Comisión Nacional de Valores respecto a la aplicación de normas internacionales IFRS. La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (“NIC 29”), en consecuencia, los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019, incluyendo las cifras correspondientes al ejercicio anterior, fueron re expresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo de la moneda argentina a dicha fecha.

Como resultado de ello, los valores que se exponen a continuación están expresados en moneda de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2019.

Estructura Patrimonial

	2019	2018
Activo no corriente	40.171,1	35.476,6
Activo corriente	15.529,2	15.031,8
Total Activo	55.700,3	50.508,4
Pasivo no corriente	27.028,2	25.019,9
Pasivo corriente	9.452,4	10.331,8
Total Pasivo	36.480,6	35.351,7
Total Patrimonio	19.219,7	15.156,7
Total Pasivo y Patrimonio	55.700,3	50.508,4

Estructura de Resultados

	2019	2018
Ventas netas	30.880,7	27.432,9
Costo de ventas	(19.005,7)	(17.150,1)
Ganancia bruta	11.875,0	10.282,8
Gastos de comercialización	(994,2)	(747,4)
Gastos de administración	(1.580,2)	(1.221,4)
Gastos de exploración	(934,1)	(535,7)
Otros ingresos y egresos operativos	(864,3)	(580,8)
Ganancia operativa	7.502,2	7.197,5
Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación	3.818,4	1.549,0
Resultados financieros, netos	(4.845,1)	(7.962,1)
Resultado antes de Impuestos	6.475,5	784,4
Impuesto a las ganancias	(1.779,8)	(53,7)
Ganancia neta del Ejercicio	4.695,7	730,7
Resultado del ejercicio atribuible a:		
Accionistas de la Compañía	4.695,7	730,7

Evolución de flujos de efectivo

	2019	2018
Efectivo al inicio del ejercicio	1.589,6	523,6
Efectivo neto generado por las operaciones	17.247,0	8.671,6
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(9.711,7)	(8.618,4)
Efectivo neto (utilizado en) o generado por las actividades de financiación	(4.621,8)	273,5
Resultados financieros generados por el efectivo	(788,4)	739,3
Efectivo al cierre del ejercicio	3.714,7	1.589,6

X. ANÁLISIS DE RESULTADOS, SITUACIÓN PATRIMONIAL Y FLUJO DE EFECTIVO

Resultados

Los ingresos netos del ejercicio bajo análisis fueron de \$30.880,7 millones, lo que representa un aumento del 13% con respecto al ejercicio anterior, principalmente por (i) el aumento significativo en la producción de gas no convencional, lo cual fue acompañado por un incremento en las compensaciones por incentivos devengados en el marco de la Resolución 46-E/2017 y (ii) parcialmente compensados por una disminución en los precios de venta.

Los ingresos por venta de gas, disminuyeron \$1.427,1 millones respecto del año 2018, debido al descenso de los precios promedio lo cual fue compensado parcialmente por mayores cantidades vendidas. Las entregas de gas aumentaron en 396,38 millones m³ respecto al 2018 lo que representa un 22,4%, (un 11,84% de producción propia y un 10,61% como comercializador). Los precios promedios de venta (sin considerar el programa de incentivos) disminuyeron un 25,64% respecto al ejercicio anterior.

Los ingresos por venta de crudo, aumentaron \$1.464,3 millones respecto del año 2018, debido a la mayor cantidad de volumen entregado, que fue parcialmente compensado con una disminución en los precios promedio. Las entregas de crudo aumentaron en 79.799 m³ respecto al 2018 lo que representa un 27,9%. Los precios promedios de venta disminuyeron un 2,65% respecto al ejercicio anterior.

El costo de ventas totalizó \$19.005,7 millones en el año 2019, representando un aumento del 10,8% comparado con los \$17.150,1 millones registrados en el año 2018, el aumento en los costos operativos se explica principalmente por mayores costos de amortizaciones principalmente por mayor nivel de inversiones puestas en producción durante el ejercicio por el desarrollo de los yacimientos en el área Campo Indio Este-El Cerrito.

La ganancia bruta del ejercicio 2019 ascendió a \$11.875,0 millones, \$1.592,2 millones superior al registrado en el ejercicio 2018, con márgenes sobre ventas del 38,5% en 2019 y del 37,5% en el ejercicio comparativo.

El incremento en los costos inferior en relación a las ventas determinó que el margen de utilidad bruta aumentara un 15% respecto al ejercicio anterior.

Los gastos de administración en el ejercicio 2019 aumentaron en \$359,0 millones es decir un 29% respecto al ejercicio anterior. Los mayores incrementos corresponden a i) Sueldos y cargas sociales, aumentaron \$104,5 millones, derivado principalmente de nuevas incorporaciones y recomposiciones salariales otorgadas, en su mayor parte como compensación por inflación, ii) mayores cargos por Honorarios y retribuciones por servicios, los que aumentaron \$203.3 millones.

Los gastos de comercialización en el ejercicio 2019 aumentaron en \$246,8 millones es decir un 33% respecto al ejercicio anterior debido al mayor cargo por derechos de exportación producto de mayores exportaciones de crudo y gas en 2019 en relación al ejercicio 2018, compensado levemente por menor cargo por impuesto a los ingresos brutos.

Los gastos de exploración en el año 2019 ascendieron a \$934,1 millones, los mismos corresponden a la baja de los activos netos del área Angostura por \$916,5 millones, que fue cedida en octubre de 2019 y a la baja de inversiones en perforaciones improductivas y sísmica exploratoria en las áreas Tapi Aike y Mata Amarilla. Los gastos de exploración en el año 2018 ascendieron a \$535,7 millones, los mismos corresponden principalmente a la baja de inversiones en perforaciones exploratorias improductivas y sísmica exploratoria en las áreas Angostura y Mata Amarilla.

El rubro Otros Ingresos y Egresos Operativos totalizó pérdidas por \$864,3 millones en el ejercicio 2019 y pérdidas de \$580,8 millones en el ejercicio comparativo, por deterioro del valor en ciertos activos de producción y desarrollo de la cuenca austral (UGE Dos Hermanos y UGE La Maggie).

El EBITDA correspondiente al ejercicio 2019, ascendió a \$18.700,3 millones (ver Nota 6 a los estados financieros), un 27% superior al del ejercicio 2018.

El rubro de Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación totalizó ganancias de \$3.818,4 millones en el ejercicio 2019 y \$1.549,0 millones en el ejercicio comparativo. La variación de \$2.269,4 millones obedece principalmente a (i) la ganancia por la mayor participación accionaria en TGN, TGM y Gasinvest por \$2.030,9 producto del acuerdo transaccional que puso fin al conflicto en el litigio “CGC y otros c/ R.P.M. Gas S.A. s. ordinario” que se describe en la Nota 30 a los estados financieros.

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 presentaron una pérdida por \$4.845,1 millones, inferior en \$3.117,0 millones a la registrada en el ejercicio 2018, como consecuencia principalmente del menor impacto de las diferencias de cambio reales generadas por el endeudamiento en moneda extranjera. La devaluación del peso sobre el dólar, en los ejercicios 2019 y 2018, fue del 59 % y 102 %, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2019 alcanzó los \$1.779,8 millones, \$ 1.726,1 millones superior al cargo correspondiente al año 2018 el cual alcanzó los \$53,7 millones. El mencionado incremento tiene su origen principal en una mayor ganancia por impuesto diferido.

El resultado del ejercicio ascendió a una ganancia de \$4.695,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 543% mayor a la ganancia de \$730,7 millones para el ejercicio 2018. Dicha variación se origina principalmente en una mejora del margen bruto por mayores volúmenes de venta de gas de reservorios no convencionales, un mayor resultado por participación en compañías asociadas y una menor carga financiera.

Situación Patrimonial		2019	2018
Liquidez	(a)	1.64	1.45
Solvencia	(b)	0.53	0.43
Inmovilización del capital	(c)	0.72	0.70
Rentabilidad	(d)	0.44	0.06

Índices Comparativos

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

Al 31 de diciembre de 2019, los activos de la Sociedad ascendieron a \$55.700,3 millones que, frente a un pasivo de \$ 36.480,6 millones determinaron un patrimonio de \$ 19.219,7 millones.

El total de activo aumentó en \$5.191,9 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación fue originada principalmente por:

- i) un aumento de \$3.008 millones en el rubro Propiedad, Planta y Equipo, principalmente por efecto neto de altas y bajas (\$11.257 millones), se realizaron mayores inversiones derivadas del Plan de Inversiones ejecutado durante el presente ejercicio relacionado con la campaña de perforación ejecutada en Cuenca Austral, y depreciaciones registradas durante el presente ejercicio por \$7.293 millones, como consecuencia de las mayores inversiones y del incremento en los niveles de producción de la Sociedad. En el ejercicio 2019 se incrementó la provisión para deterioro de activos no financieros por \$956.
- ii) un aumento de \$2.054,3 millones en el rubro Inversiones en compañías asociadas generado principalmente por la mayor participación en TGN, TGM y Gasinvest producto del acuerdo transaccional que puso fin al conflicto en el litigio “CGC y otros c/ R.P.M. Gas S.A. s. ordinario” por el cual CGC incrementó su tenencia accionaria en TGN, Gasinvest y TGM un 22,4%, 22,4% y un 44,7% respectivamente.

El total del pasivo aumentó \$ 1.128,9 millones, las principales variaciones se originaron en:

- i) aumento de las deudas por arrendamiento de \$1.085 millones, a partir del 1° de enero de 2019 la sociedad comenzó a aplicar la NIIF 16 de arrendamiento (ver Nota 28 a los Estados Financieros).
- ii) un aumento de \$1.779,8 millones en el pasivo por impuesto diferido generado principalmente por la aplicación del ajuste por inflación impositivo a partir del ejercicio 2019.

Flujos de efectivo

Durante el año 2019, la generación de caja operativa alcanzó los \$17.247,0 millones, o sea un 99% mayor con respecto al ejercicio anterior. Este aumento de \$8.575,4 millones se generó por el aumento del EBITDA y por una reducción del capital de trabajo, en la cual merece destacarse la cobranza de US\$23,4 millones en concepto de Bonos Programa Gas, derivado de créditos por incentivos a la producción de Gas existentes al 31 de diciembre de 2018.

La mayor generación de caja operativa, fueron destinados al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de \$9.711,7 millones durante el año 2019, presentando un incremento de \$1.093,3 millones en comparación con el ejercicio anterior, lo que representó un aumento aproximado del 13%.

En el año 2019 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación representó una utilización de fondos por \$3.785,5 millones, El desendeudamiento neto de capital ascendió a \$1.313,2 millones y se pagaron intereses por \$2.472,3 millones.

Al 31 de diciembre de 2019 la posición de efectivo y equivalentes asciende a \$3.714,7 millones alcanzando una ratio de liquidez de 1,64. La deuda financiera a esa fecha es mayoritariamente en dólares y asciende a \$25.956 millones.

XI. PERSPECTIVAS

Durante 2019 la Compañía logró su cuarto año consecutivo con crecimiento de producción. A nivel país con una posición consolidada como quinto productor de gas y décimo cuarto productor de petróleo y gasolina, de acuerdo con información publicada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

En 2019 hubo una fuerte campaña de inversión, operando con dos equipos de perforación y llevando a cabo un total de 42 pozos, entre los que se cuentan 8 pozos horizontales, 4 pozos exploratorios y el primer pozo de almacenamiento subterráneo de gas de la provincia de Santa Cruz, representando alrededor de un total de 180 millones de dólares.

El actual contexto argentino es de un alto grado de incertidumbre a raíz de la reciente inestabilidad económica. En el mes de agosto de 2019 el Gobierno argentino dispuso una serie de medidas económicas que desalentaron la producción y provocaron la reducción temporal de la actividad, provocando la redefinición de proyectos de inversión para el año entrante. El estado actual de incertidumbre mencionado, se mantiene debido a la falta de señales claras a la fecha, que indiquen cómo será la política energética oficial de la administración actual.

En este escenario, CGC confía que el Gobierno actual defina en el corto plazo las condiciones del futuro con reglas claras que le den previsibilidad a la industria. En este sentido, CGC estima ejecutar en 2020 un plan de inversiones con un costo total de aproximadamente 100 millones de dólares, que incluye sísmica y perforación de pozos exploratorios en las áreas Tapi Aike y Paso Fuhr.

En líneas generales, la expectativa de CGC es seguir creciendo en la provincia de Santa Cruz, consolidando un perfil de producción de gas que incluso ya ha significado la apertura del mercado internacional, con exportaciones hacia Chile. La Compañía espera seguir incrementando en 2020 la producción de gas que se exporta a Chile.

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

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

XII. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

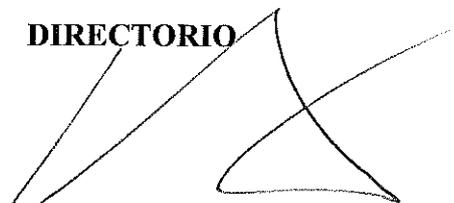
El ejercicio 2019 arrojó una utilidad de \$4.695,7 millones. Los resultados no asignados totalizan \$5.345,9 al 31 de diciembre de 2019. Considerando lo antedicho, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

XIII. HONORARIOS DE DIRECTORES Y SÍNDICOS

Al 31 de diciembre de 2019 se han imputado al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$87,0 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$0,8 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los que deberán ser aprobados por la Asamblea de Accionistas que trate esta Memoria y los correspondientes Estados Financieros.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2020.

DIRECTORIO



Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 (presentados en forma comparativa)

GLOSARIO DE TERMINOS

<u>Término</u>	<u>Definición</u>
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
ARS/ \$	Peso argentino
Bbl	Barril
BRENT	Petróleo de referencia en el mercado europeo
BTU	Unidad térmica británica
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA / IEASA	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GAA	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A
GAC	Gasoducto Gasandes S.A. (Chile)
IESC	Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz
IGJ	Inspección General de Justicia
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
m3	Metro cúbico
MBTU	Millones de BTU
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINEM	Ministerio de Energía y Minería
Mm3	Miles de metros cúbicos
MMm3	Millones de metros cúbicos
Mtn	Miles de toneladas
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
ONs	Obligaciones Negociables
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
RECPAM	Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda
RTI	Revisión Tarifaria Integral
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
TGN	Transportadora de Gas del Norte S.A.
TGM	Transportadora de Gas del Mercosur S.A.
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Tn	Tonelada
US\$	Dólar estadounidense
UGE	Unidad generadora de efectivo
UTE	Unión Transitoria de Empresas
VN	Valor nominal
WTI	West Texas Intermediate (petróleo de referencia en el mercado Estadounidense)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

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

EJERCICIO ECONOMICO N° 100

ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Actividad principal de la Sociedad: Exploración y explotación de hidrocarburos y derivados

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: 15 de octubre de 1920, bajo el número 136, folio 26, libro 41, tomo A de Sociedades Anónimas

Últimas modificaciones del Estatuto: 12 de septiembre de 2007, 19 de diciembre de 2013 y 17 de abril de 2015

Número de Registro en la Inspección General de Justicia: 1648

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

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

Actividad principal de la sociedad controlante: Inversora y financiera.

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

COMPOSICION DEL CAPITAL (2)

- Expresado en pesos -

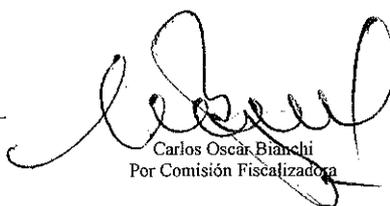
	Suscripto, emitido e integrado al 31/12/2019
Acciones ordinarias de V/N 1:	
Clase A de 1 voto	279.396.499
Clase B de 1 voto	119.741.357
	<u>399.137.856</u>

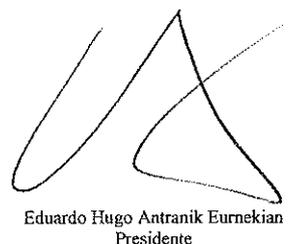
- (1) Nota 26 a los estados financieros
(2) Nota 15 a los estados financieros

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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


Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora


Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPANÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
<u>ACTIVO</u>			
<u>ACTIVO NO CORRIENTE</u>			
Propiedad, planta y equipo	8	24.043.061	21.034.778
Inversiones en asociadas	9	13.791.150	11.736.864
Inversiones a costo amortizado	13.a)	618.670	-
Derecho de uso de activos por arrendamientos	28	1.041.870	-
Otros créditos	10	392.058	2.164.378
Cuentas comerciales por cobrar	12	284.250	540.670
Total del Activo No Corriente		40.171.059	35.476.690
<u>ACTIVO CORRIENTE</u>			
Inventarios	11	1.094.310	1.309.781
Otros créditos	10	3.848.859	4.241.405
Cuentas comerciales por cobrar	12	4.729.847	7.388.109
Inversiones a costo amortizado	13.a)	1.338.505	-
Inversiones a valor razonable	13.b)	303.123	502.857
Efectivo y equivalentes de efectivo	14	4.214.590	1.589.587
Total del Activo Corriente		15.529.234	15.031.739
TOTAL DEL ACTIVO		55.700.293	50.508.429
<u>PATRIMONIO</u>			
Capital social	15	399.138	399.138
Ajuste integral del capital		2.115.289	2.115.289
Reservas	16	6.089.438	587.233
Resultados no asignados	17.a	5.345.911	5.740.839
Otros resultados integrales	17.b	5.269.914	6.314.223
TOTAL DEL PATRIMONIO		19.219.690	15.156.722
<u>PASIVO</u>			
<u>PASIVO NO CORRIENTE</u>			
Provisiones para juicios y otros reclamos	18	95.493	87.008
Otras provisiones	19	2.570.395	2.113.271
Pasivo por impuesto diferido	27	2.429.857	650.093
Deudas fiscales	20	9.687	39.429
Deudas financieras	21	21.466.069	22.130.129
Deudas por arrendamiento	28	456.706	-
Total del Pasivo No Corriente		27.028.207	25.019.930
<u>PASIVO CORRIENTE</u>			
Otras provisiones	19	1.405	2.383
Otras deudas	22	153.866	218.104
Deudas fiscales	20	130.267	313.307
Remuneraciones y cargas sociales		286.019	368.987
Deudas por arrendamientos	28	628.345	-
Deudas financieras	21	4.489.967	3.894.605
Deudas comerciales	23	3.762.527	5.534.391
Total del Pasivo Corriente		9.452.396	10.331.777
TOTAL DEL PASIVO		36.480.603	35.351.707
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO		55.700.293	50.508.429

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(Expresados en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Ingresos	24 a)	30.880.748	27.432.896
Costo de ingresos	24 b)	(19.005.654)	(17.150.078)
Resultado bruto		11.875.094	10.282.818
Gastos de comercialización	24 c)	(994.227)	(747.412)
Gastos de administración	24 d)	(1.580.206)	(1.221.378)
Gastos de exploración	24 e)	(934.145)	(535.732)
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	24 f)	(864.323)	(580.782)
Resultado operativo		7.502.193	7.197.514
Resultado de inversiones en asociadas	24 g)	3.818.382	1.548.962
Ingresos financieros	24 h)	92.190	73.101
Costos financieros	24 h)	(2.579.276)	(2.363.458)
RECPAM	24 h)	(1.434.550)	(198.773)
Otros resultados financieros	24 h)	(923.492)	(5.473.025)
Resultado antes de impuestos		6.475.447	784.321
Impuesto a las ganancias	27	(1.779.764)	(53.660)
Ganancia del ejercicio		4.695.683	730.661

OTROS RESULTADOS INTEGRALES

Conceptos que no serán reclasificados al estado de resultados			
Reserva por revalúo de activos	3.2.3)	(485.354)	5.333.438
Conceptos que serán reclasificados al estado de resultados			
Diferencia de conversión de estados financieros	3.2.11)	91.273	724.826
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos		(394.081)	6.058.264
Resultado total integral del ejercicio – Ganancia		4.301.602	6.788.925
Resultado por acción básico y diluido	25	11,765	1,831

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eurmekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(Expresados en miles de pesos)

	Capital social (Nota 15)	Ajuste integral al Capital	Reserva Legal (Nota 16)	Reserva Facultativa (Nota 16) (1)	Otros (Nota 16)	Otros Resultados Integrales Diferencia de Conversión	Resultados no asignados (Nota 17.a)	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad
Saldos al 31 de diciembre de 2017	399.138	2.115.289	49.577	2.110.447	(489.041)	255.959	4.160.602	8.601.971
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2018:								
- Asignación de resultados no asignados	-	-	-	(849.576)	-	-	849.576	-
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 1 de agosto de 2018:								
- Distribución de dividendos a los Accionistas	-	-	-	(234.174)	-	-	-	(234.174)
Resultado neto del ejercicio – Ganancia	-	-	-	-	-	-	730.661	730.661
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	724.826	-	6.058.264
Saldos al 31 de diciembre de 2018	399.138	2.115.289	49.577	1.026.697	(489.041)	980.785	5.740.839	15.156.722
Resolución de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 10 de abril de 2019:								
- Asignación de resultados no asignados y distribución de dividendos a los Accionistas	-	-	453.309	4.559.855	489.041	-	(5.740.839)	(238.634)
Resultado neto del ejercicio – Ganancia	-	-	-	-	-	-	4.695.683	4.695.683
Desafectación de reserva por reavalúo de activos	-	-	-	-	-	(650.228)	650.228	-
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	91.273	-	(394.081)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	399.138	2.115.289	502.886	5.586.552	-	1.072.058	5.345.911	19.219.690

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

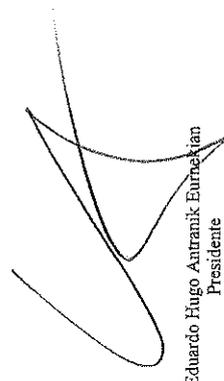
Las notas 1 a 33 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

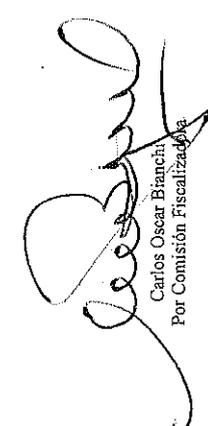
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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



Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente



Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(Expresados en miles de pesos)

	Nota	31.12.2019	31.12.2018
Flujo de efectivo de las actividades operativas			
Resultado neto del ejercicio		4.695.683	730.661
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	7.293.162	5.654.715
Bajas de propiedad, planta y equipo, neto	8	936.037	551.632
Depreciación de derecho de uso activos por arrendamientos	28	515.479	-
Resultado de inversiones en asociadas	24 g)	(3.818.382)	(1.548.962)
Resultados financieros netos	24 h)	3.326.008	7.480.696
Previsión deterioro de activos no financieros	24 f)	1.032.896	278.961
Aumento neto de las provisiones para créditos	24 f)	20.491	322.173
Aumento neto de las provisiones para juicios y otros reclamos	24 f)	38.934	38.762
Cargos por desbalanceo de gas	24 b)	(7.698)	(17.408)
Ingresos devengados por incentivos, netos de cobranzas	24 a)	(2.432.537)	(3.380.486)
Resultado por cesión áreas petroleras	24 f)	(59.378)	102.376
RECPAM	24 h)	1.434.550	198.773
Impuesto a las ganancias devengado	27	1.779.764	53.660
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos		1.406.465	(5.269.646)
Inventario		215.471	(228.210)
Deudas no financieras		1.054.419	3.836.938
Impuesto a las ganancias pagado		(184.327)	(133.079)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		17.247.037	8.671.556
Flujo neto de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipo	8	(10.965.145)	(9.114.905)
Disminución de inversiones en asociadas	9 b)	(104)	22.063
Variación de colocaciones de fondos corrientes		92.325	97.779
Dividendos cobrados	9 b)	1.161.228	376.703
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(9.711.696)	(8.618.360)
Flujo neto de efectivo por actividades de financiación			
Dividendos distribuidos a los accionistas		(238.634)	(234.174)
Pagos por arrendamientos	28	(597.662)	-
Intereses pagados por deudas financieras	21	(2.472.328)	(1.941.835)
Deudas financieras canceladas	21	(7.083.911)	(4.734.479)
Deudas financieras obtenidas	21	5.770.697	7.184.012
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades de financiación		(4.621.838)	273.524
Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		2.913.503	326.720
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	14	1.589.587	523.555
Resultados financieros generados por el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		(788.443)	739.312
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio	14	3.714.647	1.589.587
Ajustes a las variaciones para reflejar los movimientos de fondos:			
Pagos en el ejercicio de propiedad, planta y equipos y propiedad minera de ejercicios anteriores	8	(167.501)	(57.318)
Activación de costos financieros	8	20.971	109.730
Costo abandono de pozos activado en propiedad, planta y equipos	8	1.374.806	861.803

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora

Eduardo Hugo Antranik Eumekian
Presidente

COMPañIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Índice de las Notas a los Estados Financieros

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

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
ECONOMICO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

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

NOTA 1 - INFORMACION GENERAL

1.1 - La Sociedad y Grupo de Control

Compañía General de Combustibles S.A. (en adelante indistintamente “CGC” o “la Sociedad”) 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.

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

1.2 - Contexto económico en que opera la Sociedad

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

En el ámbito local, se visualizan las siguientes circunstancias ocurridas durante el año 2019:

- Los primeros nueve meses del año se observó una caída del 2,5% del PIB en términos interanuales
- La inflación acumulada entre el 1 de enero 2019 y el 31 de diciembre de 2019, alcanzó el 53,8% (IPC)
- La devaluación significativa del peso a partir del mes de agosto generó una imprevista salida de depósitos en dólares del sistema financiero (generando consecuentemente una caída de las reservas del Banco Central) y un aumento de la tasa de interés de referencia llegando durante el año a ubicarse por encima del 80%. Al cierre del ejercicio, el valor de la tasa de interés se ubicó cerca del 60%.

El 10 de diciembre de 2019 asumió un nuevo Gobierno Nacional que, ante estas circunstancias, implementó una serie de medidas. A continuación, un resumen de las principales medidas:

- Se dispuso un régimen de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras para micro, pequeñas y medianas empresas
- Se suspendió el cronograma de unificación de la alícuota de contribuciones patronales
- Se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para disponer en forma obligatoria incrementos salariales mínimos a los trabajadores del sector privado (con eximición temporal del pago de aportes y contribuciones con destino al sistema previsional argentino de los incrementos salariales que resulten de esta facultad o de una negociación colectiva)
- Se suspendió hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1/1/2021 inclusive, la reducción de alícuota de impuesto a las ganancias que estableció la Ley 27.430, manteniéndose la tasa del 30% así como la del 7% para los dividendos correspondientes a los mismos
- En lo que respecta al ajuste por inflación impositivo en el impuesto a las ganancias, se dispuso que el importe determinado, que corresponda al primero y al segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse 1/6 en esos períodos fiscales y los 5/6 restantes en partes iguales en

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes. A su vez, se aclara que dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias

- Se decretó el incremento en las retenciones a las exportaciones (con la excepción de los hidrocarburos y la minería) y del impuesto a los bienes personales
- Se reestableció el Impuesto al Valor Agregado para los alimentos de la canasta básica y la suspensión de la movilidad jubilatoria
- Se implementó un control del precio de los combustibles.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes estados financieros. La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera. Los estados financieros de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

Anteriormente el gobierno saliente tomó una serie de medidas de corto plazo, que a la fecha de los presentes Estados Financieros, ya no están vigentes, entre ellas el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) implementó un control para el precio de los combustibles. Con fecha 16 de agosto de 2019 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) N° 566/19 que congeló por 90 días el precio entre otros del gasoil, la nafta y el petróleo crudo, a su valor del 9 de agosto de 2019, tomando un tipo de cambio de referencia de \$ 45,19 por dólar estadounidense y un precio Brent de referencia de US\$ 59/bbl. Mediante el DNU N° 601/2019 de fecha 30 de agosto de 2019 se actualizó el tipo de cambio fijado por el Decreto N° 566/2019, estableciéndose un tipo de cambio de referencia de \$ 46,69 por dólar estadounidense. Con posterioridad, se sancionaron las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 557/2019 y 688/2019, publicadas en el Boletín Oficial con fechas 19 de septiembre de 2019 y 1° de noviembre de 2019, respectivamente, las cuales elevaron escalonadamente el tipo de cambio a \$ 49,30 y US\$ 51,77 por dólar estadounidense respectivamente, a partir de la fecha de su respectiva publicación.

El ingreso por ventas de crudo de la Sociedad durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2019, se vieron afectados a partir de la pesificación del precio en el mercado local del crudo establecida por el mencionado DNU N° 566/19 y sus modificatorios.

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

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319

Propiedad de los yacimientos

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

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

Las concesiones de explotación tendrán vigencia durante 25 años desde la fecha del otorgamiento, con más el lapso no transcurrido del permiso de exploración. Además, el período de concesión pueda ser prorrogado por hasta 10 años adicionales, para lo cual el concesionario debe haber cumplido con todas sus obligaciones. Cuando una concesión 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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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.

Régimen de derechos de exportación a los hidrocarburos

Durante el gobierno del Presidente Macri, la Ley N° 25.561 no fue prorrogada, quedando los derechos de exportación sin vigencia a partir del 6 de enero de 2017.

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

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

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

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

Con fecha 21 de diciembre de 2019, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva por la cual declaró, hasta el 31 de diciembre de 2020, la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social (la "Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva"). En particular, el artículo 52 de la Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva se delega, en materia de derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2021, de faculta al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

podrá superar en ningún caso el treinta y tres por ciento (33%) del valor imponible o del precio oficial FOB. Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB. Sin perjuicio de ello, en el artículo 54 se establece, entre otros, el mantenimiento de la validez y la vigencia Decreto N° 793/2018.

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

Con fecha 1° de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 por el cual estableció transitoriamente controles cambiarios ("DNU 609/2019"). En particular, el DNU 609/2019 establece, entre otras, las siguientes medidas: (i) reestableció, hasta el 31 de diciembre de 2019, la obligación de los exportadores de ingresar en el país en divisas y/o negociar en el mercado de cambios, el contravalor de las exportaciones de bienes y servicios, en las condiciones y plazos que se establezcan en las normas reglamentarias a ser dictadas por el BCRA; y (ii) autorizó al Banco Central de la República Argentina ("BCRA"), en ejercicio de sus competencias, (a) a regular el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y su transferencia al exterior; y (b) establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, las medidas adoptadas en el referido decreto.

En esa misma fecha, el BCRA dictó la Comunicación "A" 6770, que fue luego complementada por diversas Comunicaciones y finalmente reemplazada por la Comunicación "A" 6844 que, junto con sus normas complementarias y modificatorias, establece un texto ordenado de las normas cambiarias.

Por otra parte, con fecha 20 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 661/2019 por el cual se estableció que el cobro de los beneficios a la exportación previstos en la Sección X del Código Aduanero estará sujeto a que los exportadores hayan previamente ingresado al país y/o negociado en el MLC las correspondientes divisas de acuerdo con la normativa vigente.

Con fecha 27 de diciembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 91/2019 el cual, al modificar el DNU 609/2019, estableció, en forma permanente, la obligación de ingresar y liquidar en el mercado de cambios el contravalor de la exportación de bienes y servicios (el "DNU 91/2019"). En esa misma fecha, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6854 por la cual se dispuso que los controles de cambios que fuera implementados por la Comunicación "A" 6844 mantendrán su vigencia más allá del 31 de diciembre de 2019. Con fecha 13 de enero de 2020, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6862 que establece el texto ordenado de las normas sobre "Comercio exterior y cambios".

Asimismo, de conformidad con la Comunicación "A" 6844 se establecen diversas disposiciones en materia de régimen de seguimiento de cobros de exportaciones de bienes, excepciones a la obligación de ingreso, permisos en gestión de cobro, entre otras cuestiones. En materia de seguimiento, cada exportador deberá designar una entidad financiera encargada del seguimiento de los permisos de embarque. La obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones correspondientes a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad de seguimiento hubiera certificado tal cumplimiento por los mecanismos establecidos a ese efecto en las normas.

Finalmente, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes a la cancelación de: (i) prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) anticipos y prefinanciaciones del exterior liquidados en el mercado de cambios a partir del 02 de septiembre de 2019 y prefinanciaciones locales; (iii) anticipos y prefinanciaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que fueron liquidados por el mercado local de cambios; (iv) anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 no liquidados en el mercado local de cambios sujeto a la previa conformidad del Banco Central; (v) posfinanciaciones del exterior por descuentos y/o cesiones de créditos a la exportación; (vi) posfinanciaciones de entidades financieras locales por descuentos y/o cesiones; (vii) financiaciones de entidades financieras locales a importadores del exterior; y (viii) préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones para los cuales el exportador ha solicitado su aplicación a permisos de embarque oficializados a partir del 02 de septiembre de 2019. La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones estará sujeta a la previa autorización del BCRA.

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

Con fecha 15 de julio de 2002, el ex – Ministerio de Economía ratificó el “Acuerdo de estabilidad en el precio mayorista del gas licuado de petróleo (GLP)” mediante Resolución N° 196/2002 para asegurar las estabilidades en las condiciones de abastecimiento y precio en el suministro del GLP (el “Acuerdo de Estabilidad del Precios Mayoristas del GLP”).

El “Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano Redes” fue renovado en sucesivas oportunidades, siendo la última de estas renovaciones el denominado “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” del 30 de mayo de 2018 (el “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga”). El Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga tenía vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

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

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se han registrado ingresos por \$ 101,9 millones y \$ 70,5 millones respectivamente en la línea incentivos del rubro ingresos del estado de resultado integrales (ver Nota 24 a).

Mercado Electrónico del Gas

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

Con fecha 18 de mayo de 2018, se dictó la Resolución ENARGAS N° 59/2018 que aprobó el “procedimiento transitorio para la administración del despacho en el comité ejecutivo de emergencia” en donde se estableció los criterios que deberán adoptar los sujetos de la industria del gas natural en aquellos casos en donde se produzca una crisis de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas y cuya aplicación se estableció desde las 06:00 horas del 23 de mayo de 2018 hasta las 06:00 del 1° de octubre de 2018 (el “Procedimiento Transitorio”). Dicho plazo fue sucesivamente prorrogado hasta el período invernal que comienza el 1° de mayo de 2020.

Abastecimiento de la Demanda Prioritaria

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destacaban (i) garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales; (ii) la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se dió dentro del período de vigencia de dichas Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019; (iii) el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; (iv) los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años, en dólares estadounidenses; (v) ENARSA asumía responsabilidad de abastecer la demanda en áreas alcanzadas por subsidios de consumos residenciales.

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

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

Con fecha 15 de noviembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1053/2018 (el "DNU 1053/2018") que estableció, en su artículo 7º, un mecanismo voluntario de adhesión por el cual el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Los montos a cancelar fueron determinados por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") y están siendo cancelados en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Las cuotas son percibidas por las Distribuidoras quienes tienen a su cargo realizar inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados.

Con fecha 15 de agosto de 2018, el ENARGAS dictó la Resolución N° 466/2019 reglamentó el primer párrafo del artículo 7º del DNU 1053/2018 y estableció el mecanismo de adhesión para la cancelación de las deudas de las distribuidoras por diferencias de tipo de cambio (la "Resolución ENARGAS 466/2019"). La Sociedad adhirió a Mecanismo de Adhesión para Cancelación de Deudas de las Distribuidoras por Diferencias de Tipo de Cambio y, en virtud de ello, se renunció en forma total, plena, incondicionada y definitiva a iniciar reclamos administrativos, arbitrales o judiciales de cualquier naturaleza y en cualquier jurisdicción (local o internacional), otorgando al Estado Nacional la indemnidad absoluta derivada de las diferencias diarias acumuladas de acuerdo a lo previsto en el primer párrafo artículo 7º del Decreto N° 1053/18 y su reglamentación por el Ente Nacional Regulador del Gas mediante Resolución ENARGAS 466/2019. Sin perjuicio de ello, teniendo en cuenta que el régimen antes mencionado excluyó los volúmenes entregados a las distribuidoras en concepto de "Gas Natural No Contabilizado" y "Gas Retenido", la Sociedad manifestó que dichos conceptos deben ser abonados por las distribuidoras e Integración Energética Argentina S.A. ("TEASA") y, en consecuencia, no renuncia a proseguir el cobro de esos volúmenes excluidos en el marco de los acuerdos de suministro correspondientes.

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

Con fecha 1º de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 46/2018 del Ministerio de Energía y Minería que instruyó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica y estableció los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el PIST para el gas natural, para cada cuenca

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1° de agosto de 2018 (la “Resolución 46/2018”).

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

Con fecha 19 de diciembre de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Nota NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA e instruyó a CAMMESA para que, en el marco de la Resolución 46/2018, aplique nuevos precios de referencia para cada período estacional del año 2019. Asimismo, en dicha nota se instruyó a CAMMESA para que adopte los mismos como precios máximos de referencia conforme a lo establecido en el Anexo 13 de los procedimientos para la programación de la Operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, conforme a la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y demás normas complementarias o modificatoria.

Con fecha 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/2019 por la cual se derogaron, a partir del 30 de diciembre del 2019, la Resolución ° 70/2018 de la ex – Secretaría de Gobierno de Energía y se restableció la vigencia del artículo 8° Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía delegándose en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) el abastecimiento de combustibles a las centrales térmicas del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego. En virtud de ello, a partir de enero de 2020, CAMMESA realice subastas en el MEGSA para abastecer el consumo de las centrales térmicas del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego.

Exportaciones de gas natural

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

Con fecha 22 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SGE N° 9/2018, la que estableció: i) un nuevo Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; ii) la derogación de la Resolución N° 299/98 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias y establece que los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; iii) la derogación de la Resolución N° 131/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) la derogación de la Resolución N° 265/04 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) la derogación de la Resolución N° 883/05 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) la derogación de la Resolución N° 8/17 del ex MINEM y sus modificatorias; y vii) la delegación en la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos las tareas que se encomiendan en este nuevo Procedimiento. La Resolución N° 104/2018 estableció que en el caso de solicitudes de exportación proveniente de un proyecto incluido en la Resolución MINEM N° 46-E/2017 (Programa de Estímulo a la

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

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

Régimen de registro de exportaciones de hidrocarburos líquidos

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

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

Programas de incentivo a la producción de hidrocarburos y reservas

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

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

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

No se introdujeron modificaciones a las definiciones de Gas No Convencional incluido y Concesiones Incluidas, Precio, ni a la Forma y Fechas de Pago y Control de la Producción, entre otros aspectos inicialmente incluidos en el anexo aprobado por la Resolución 46-E/2017. Con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extendió la aplicación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (aplicable a la Cuenca Neuquina, creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 y modificado por Resolución MINEM N° 419-E/2017) a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral.

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

El programa prevé un plan específico de inversiones, aprobado por el IESC (en su carácter de autoridad de aplicación provincial). Para el período 2020-2021 se prevé la perforación de 137 pozos por un monto aproximado de 287 millones de dólares.

Con fecha 28 de diciembre de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía reajustó los anteriores Pagos Provisorios considerando la proyección de la producción de la Concesión Incluida que fuera presentada oportunamente en la solicitud de adhesión al Programa de Estímulo al Gas No Convencional e interpretó que tales proyecciones serían volumen máximo a considerar en el cálculo de las compensaciones, sean provisorios o definitivas. La Compañía rechazó dicho cambio de interpretación del régimen legal aplicable al Programa de Estímulo al Gas No Convencional y efectuó las reservas de derecho correspondientes a los fines de percibir, en el momento de determinación y liquidación de las compensaciones definitivas (Ajuste de Pago), un monto equivalente a los volúmenes reales de producción provenientes de la Concesión Incluida.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la Sociedad ha registrado como ingresos los beneficios del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales en la línea incentivos del rubro ingresos del estado de resultados integrales por \$ 7.686,0 y \$ 4.680,5 millones, respectivamente (ver Nota 24 a)).

Decreto N° 704/2016

El 20 de mayo de 2016, el Decreto N° 704/2016 dispuso la ampliación de la emisión de Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses con una tasa anual del 8% cuyo vencimiento operará en el año 2020 ("BONAR 2020") los cuales serán empleados para, entre otros, cancelar los pagos pendientes correspondientes a los programas de estímulo a la inyección excedente de gas ("plan gas"). En virtud de ello, el 24 de mayo de 2016 la Sociedad manifestó por escrito al MINEM su consentimiento y aceptación a los términos y alcances del Decreto N° 704/2016 (la "Carta de Adhesión"). Por medio de la misma la Sociedad aceptó la cancelación de las sumas adeudadas en concepto de compensación por el plan gas hasta el 31 de diciembre de 2015 que, de acuerdo a la metodología de cancelación informada por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, ascendieron a \$ 925,1 millones. En el mes de junio de 2016 la Sociedad recibió los BONAR 2020 por un valor nominal original de US\$ 15,7 millones. Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de otros créditos correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural refleja 12 meses devengados no pagados por aproximadamente \$ 3.089. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de inversiones a costo amortizado refleja los BONAR 2020 pendientes de cobro por \$ 1.957.

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

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

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

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

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

Con fecha 30 de enero de 2019, la Sociedad recibió la Nota NOA-2019-057994595-APN-DNEH#MHA en la cual se le comunicó que el monto de las Compensaciones Incluidas calculadas en el marco de la resolución N° 97/2018 ascendía a la suma de US\$ 59.385.260. En dicha nota, la Secretaria de Gobierno de Energía informó que la cancelación de las Compensaciones Incluidas se realizaría mediante bonos denominados en dólares estadounidenses a amortizar en un plazo de 30 cuotas mensuales y se requirió que se informe un número de la caja de valores en donde sería depositados los bonos correspondientes. La Sociedad informó la cuenta custodia mediante nota del 31 de enero de 2019. Los mismos no tienen cotización y la Sociedad está cobrando en forma regular.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

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

Los presentes estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 se presentan sobre las bases de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés).

La CNV a través de la Resolución General N°622/13 estableció la aplicación de las Resoluciones Técnicas N° 26 y modificatorias de la FACPCE, que adoptan las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N°17.811 y modificatorias, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen. Las NIIF son de aplicación obligatoria para la Sociedad, según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ingreso al régimen de oferta pública.

Los presentes estados financieros están expresados en miles de pesos (\$), moneda de curso legal en la República Argentina, elaborados a partir de los registros contables de CGC. 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 referencia a \$ o US\$ corresponde a miles de \$ o a miles de US\$, respectivamente, a menos lo específicamente indicado. Un guión (-) indica que no se informan datos.

La información comparativa ha sido expresada en términos de la unidad de medida corriente al 31 de diciembre de 2019 de acuerdo con la NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias". Se han reclasificado ciertas cifras no significativas al 31 de diciembre de 2018 que se exponen en los presentes estados financieros a efectos comparativos.

Unidad de medida

La NIC 29 requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018.

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

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

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la FACPCE con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). A la fecha de los presentes Estados Financieros la variación interanual del índice fue 54%.

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

- Los activos y pasivos monetarios que se contabilizan a moneda de cierre del balance no son reexpresados porque ya están expresados en términos de la unidad monetaria actual a la fecha de los estados financieros;
- Activos y pasivos no monetarios que se contabilizan a costo a la fecha del balance, y los componentes del patrimonio, se reexpresan aplicando los coeficientes de ajuste correspondientes;
- Todos los elementos en el estado de resultados se actualizan aplicando los factores de conversión relevantes;
- El efecto de la inflación en la posición monetaria neta de la Sociedad se incluye en el estado de resultados, dentro de los resultados financieros, en el rubro "Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (RECPAM)";
- Todas las cifras comparativas se reexpresan aplicando la variación del índice general de precios hasta el cierre del ejercicio.

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

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

Para la preparación de los estados financieros de acuerdo a las NIIF requiere que se realicen estimaciones y valuaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 5.

Los presentes estados financieros de CGC han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 9 de marzo de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.1.b) - DEPOSITO DE DOCUMENTACION CONTABLE Y SOCIETARIA

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

3.2 - POLITICAS CONTABLES

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

3.2.1 Cambios en la política contable bajo NIIF

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones obligatorias para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2019 y no adoptadas anticipadamente

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

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

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

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

La sociedad ha aplicado la NIIF 16 en los estados financieros, la cual generó un activo y un pasivo al 1 de enero de 2019 según se indica en la nota 28 a los presentes estados financieros.

3.2.2 Participaciones en acuerdos conjuntos y asociadas

3.2.2.1) 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 de Upstream y ha determinado que los mismos clasifican como operaciones conjuntas. En consecuencia, la Sociedad reconoce en sus estados financieros los activos,

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en las operaciones conjuntas en los diferentes consorcios y UTES de exploración y producción de hidrocarburos. (ver nota 29.c)

Adicionalmente, la Sociedad definió como negocio conjunto al 31 de diciembre de 2019 las participaciones sobre Gasinvest S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A., Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) y Andes Operaciones y Servicios S.A. Estas tenencias se valoraron siguiendo el método de la participación en asociadas detallado seguidamente.

3.2.2.2) Asociadas

Las asociadas son todas las entidades en las cuales la Sociedad posee influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni control conjunto (generalmente se acompaña de una participación entre el 20% y el 50% de los derechos de voto).

La Compañía registra sus inversiones en las asociadas utilizando el método de la participación, a excepción por la inversión en Petronado S.A. (ver nota 30(4)). Bajo el método de la participación el reconocimiento inicial de la inversión en una asociada es realizado al costo, incluyendo el valor llave a la fecha de adquisición, en caso de corresponder. El valor en libros es incrementando o reducido para reconocer el porcentaje de participación de la Compañía en las ganancias o pérdidas de las asociadas e incluir dicho resultado en las ganancias o pérdidas de la Compañía. La inversión en la asociada se contabilizará, aplicando el método de la participación, desde el momento en que se convierta en asociada. En la fecha de adquisición, la diferencia entre el coste de la inversión y la porción que corresponda al inversor en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la asociada será registrada en los resultados del ejercicio. Por tanto: (a) El fondo de comercio relacionado con la asociada se incluirá en el importe en libros de la inversión. No obstante, la amortización de dicho fondo de comercio no está permitida y, por lo tanto, no se incluirá en la determinación de la participación del inversor en los resultados de la asociada. (b) El exceso que, sobre el coste de la inversión, suponga la participación del inversor en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la asociada, se excluirá del valor contable de la inversión, y se incluirá como ingreso en la determinación 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.

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, la Sociedad 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.

3.2.3 Adopción del modelo de Revaluación en el activo del “Midstream” a partir del 30 de septiembre de 2018

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

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

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

Para medir el valor razonable de los Activos sujetos a Revaluación, se utiliza como técnica de valoración el “enfoque del ingreso” establecido en la NIIF 13 (“Medición del valor razonable”). La Sociedad utiliza un modelo de flujo de fondos descontados elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor razonable: (i) volúmenes de transporte contratados en firme y volúmenes de transporte vendidos bajo la modalidad de transporte interrumpible; (ii) tarifas de transporte de gas; (iii) gastos de operación y mantenimiento; (iv) inversiones necesarias para mantenimiento del sistema de Gasoducto en operaciones; (v) tasa de descuento ponderada; y (vi) variables macroeconómicas, tales como la tasa de inflación, la tasa de devaluación, etc.

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

El incremento del importe en libros de un activo como consecuencia de una revaluación se reconoce en la cuenta “Otros resultados integrales”, neto del impuesto diferido correspondiente. El efecto de la revalorización efectuada en Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., a la participación de CGC, ascendió a \$ 4.197.856 y \$ 5.333.438 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

En el caso de la inversión en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) no tuvo efectos la revalorización efectuada al 31 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2018, se revirtió parcialmente la desvalorización por deterioro en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile), cuyo efecto a la participación de CGC, ascendió a \$ 134.619, registrando dicha reversión en los estados de resultados integrales, en el rubro de resultados de inversiones en asociadas.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En base a la medición realizada por la aplicación del modelo de revaluación, se han determinado las siguientes diferencias con relación a los valores contables medidos por el modelo del costo, para los Activos sujetos a Revaluación al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018	
	Reserva por revalúo de activos	Reserva por revalúo de activos	Resultado de inversiones en asociadas
Gasinvest S.A.	3.916.588	5.107.521	-
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	273.237	215.481	-
Transportadora de Gas del Norte S.A.	8.031	10.436	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	134.619
Total	4.197.856	5.333.438	134.619

3.2.4 Conversión de moneda extranjera

3.2.4.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional es aquella utilizada como la moneda principal en las operaciones que la Sociedad realiza. Aquellas transacciones realizadas en una moneda distinta de la definida como funcional, es considerada como una transacción en moneda extranjera.

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

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

3.2.4.2 Saldos y transacciones

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

Las ganancias y pérdidas de cambio resultantes de la cancelación de dichas operaciones o de la medición al cierre del ejercicio de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en el Estado de Resultados Integrales. Los resultados por diferencias de cambio son expuestos en el Estado de Resultados Integrales en la línea "Otros resultados financieros".

3.2.4.3 Subsidiarias y asociadas

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.2.5 Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo (o bienes de uso) se valúa siguiendo el modelo de costo. Se registra a costo de adquisición reexpresado en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumulada.

En aquellas obras en curso cuya construcción se extiende sustancialmente en el tiempo hasta su finalización, se activan los costos financieros (netos del efecto de la inflación) correspondientes a la financiación de terceros hasta que el bien construido se encuentra en condiciones de uso. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 se registraron activaciones de costos financieros por \$ 20.971 y \$ 109.730, respectivamente (ver nota 8).

D) Actividades de exploración de petróleo y gas

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

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

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

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

II) Actividades de desarrollo de petróleo y gas

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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. Los cambios en la medición del pasivo existente que se deriven de cambios en el calendario estimado o importe de las salidas de recursos requeridas para cancelar la obligación, o en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo correspondiente. Si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en el resultado del periodo. (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, reexpresado en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de la transacción. El monto resultante, es posteriormente reexpresado en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reconocen en el estado de resultados integrales dentro de "Otros ingresos y egresos operativos".

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

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

- Los costos de exploración y evaluación son examinados periódicamente por la Dirección para asegurar que el valor registrado sea recuperable. Tal verificación se realiza como mínimo una vez al año (al cierre de cada ejercicio) y cada vez que se detectan indicios de una posible reducción en su

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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 2019 y 2018 se imputaron \$ 934.145 y \$ 535.732 en gastos de exploración, respectivamente.

- 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. Ver nota 5.c) para la metodología de determinación del deterioro.

3.2.6 Inventarios

Bajo este rubro se incluyen las existencias de petróleo crudo y materiales. Los inventarios se valúan al costo de producción y adquisición expresado en moneda homogénea al cierre del ejercicio, con el límite de su valor razonable. El costo se determina por el método precio promedio ponderado ("PPP"). 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 razonable 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

Reconocimiento y medición de activos y pasivos financieros

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

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

La Sociedad clasifica los activos financieros en las siguientes categorías: Aquellos que son valuados a costo amortizado y aquellos que deben ser medidos a valor razonable. Esta clasificación depende del modelo de negocio seguido por la Compañía para gestionar sus activos financieros y las características contractuales de los flujos de fondos de sus activos financieros

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Activos financieros a costo amortizado

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

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

Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados

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

Reconocimiento y medición

Las compras y ventas de activos financieros son reconocidos en la fecha de la transacción, la cual es la fecha en la que el Grupo se compromete con la adquisición o venta del activo. Los activos financieros a costo amortizado son inicialmente reconocidos al valor razonable más aquellos costos atribuibles a la transacción.

Los activos financieros mantenidos al valor razonable con cambios en resultados son inicialmente reconocidos a su valor razonable y el costo de la transacción son reconocidos en el Estado de Resultados Integrales. Los activos financieros son reversados cuando el derecho a recibir los flujos de fondos de las inversiones realizadas ha cesado o cuando han sido transferidos y el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la tenencia.

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

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

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.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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. 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.

Pasivos financieros

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

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

3.2.8 Cuentas comerciales por cobrar y deudas comerciales

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

Se constituye una previsión por pérdidas esperadas de cuentas comerciales por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no podrá cobrar todos los montos adeudados de acuerdo con los vencimientos originales de los créditos, basado en informes legales, información posterior al cobro, pedidos recibidos y la situación financiera de los deudores.

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

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

3.2.9 Otros créditos y otras deudas

Los restantes créditos y deudas han sido valuados inicialmente a su valor razonable y con posterioridad a su costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos la previsión de pérdidas esperada de corresponder.

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

3.2.10 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

En caso de existir, los adelantos en cuenta corriente se exponen dentro del rubro “Deudas financieras” en el pasivo corriente en el Estado de Situación Financiera y a los fines del flujo de efectivo se exponen dentro del efectivo y equivalentes de efectivo.

3.2.11 Cuentas del patrimonio

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

- Capital social

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

- Ajuste de capital

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

- Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley General de Sociedades N°19.550, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio más / menos los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social. Dicha reserva se expresa en moneda homogénea según los lineamientos de la nota 3.1.a).

- Reserva facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una Reserva especial cuyo principal objetivo es mantener las actividades productivas de la Sociedad, las cuales están focalizadas en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, neta de las desafectaciones para el pago de dividendos. Dicha reserva se expresa en moneda homogénea según los lineamientos de la nota 3.1.a).

- Otros resultados integrales

En la cuenta “Otros resultados integrales” se incluyen las diferencias de cambio generadas por el efecto de la conversión a moneda argentina de las participaciones en sociedades vinculadas en el exterior y la reserva por revalúo de los activos de Midstream, detallados en la nota 3.2.3).

- Resultados no asignados

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

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

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

- Distribución de dividendos

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

- Participación no controlada

La participación no controlante representa la participación de terceros ajenos a los propietarios de la Sociedad sobre el patrimonio. Al 31 de diciembre de 2019 no hay participaciones 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 durante la vigencia de los préstamos por el método de interés efectivo.

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

3.2.13 Impuestos a las ganancias y ganancia mínima presunta

3.2.13.1 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

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

El impuesto a las ganancias corriente se calcula en base a las leyes aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de los estados financieros en los países en los que operan la Sociedad y sus subsidiarias y que generan ganancia imponible. La Dirección evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos respecto de las situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función de las cantidades que se espera pagar a las autoridades fiscales.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

La Sociedad determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables a la fecha de cada cierre. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. 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, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

Cabe mencionar que, de acuerdo a lo dispuesto por el art. 76 de la Ley 27.260, este impuesto quedó derogado a partir del 1 de enero de 2019.

3.2.13.3 Reforma Tributaria en Argentina

El 29 de diciembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la Ley 27.430 – Impuesto a las Ganancias. Esta ley ha introducido varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias cuyos componentes clave son los siguientes: (a) Alícuota de Impuesto a las ganancias: Las alícuotas del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se reducirían gradualmente desde el 35% al 30% para los períodos fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y al 25% para los períodos fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive; (b) Impuesto a los dividendos: Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante, estarán sujetos a retención del 13%; (c) Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación); (d) Actualizaciones de deducciones: Las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, se actualizarán sobre la base de las variaciones porcentuales del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, situación que incrementará la amortización deducible y su costo computable en caso de venta.

Al 31 de diciembre de 2018, se cumplieron los parámetros que establece la Ley de Impuesto a las Ganancias para la aplicación del ajuste por inflación impositivo en Argentina, y, en consecuencia, se consideró el

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

mismo en la determinación del resultado por impuesto a las ganancias (corriente y diferido) del presente ejercicio.

Según se indica en la nota 1 a los presentes estados financieros, el 10 de diciembre de 2019 asumió un nuevo Gobierno Nacional que dictó la Ley 27541, de solidaridad social y reactivación productiva en el marco de la emergencia pública. Bajo dicha ley se declaró la Emergencia pública y se modificó como se indica a continuación, la Ley de impuesto a las ganancias:

- Se suspendió hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive, la reducción de alícuota que estableció la Ley 27.430, manteniéndose la tasa del 30% así como la del 7% para los dividendos correspondientes a los mismos,
- En lo que respecta al ajuste por inflación impositivo, se dispuso que el importe determinado, que corresponda al primero y al segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse 1/6 en esos períodos fiscales y los 5/6 restantes en partes iguales en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes. A su vez, se aclara que dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias.

El efecto reconocido al 31 de diciembre de 2018 de aplicar a los activos y pasivos por impuesto diferido los cambios en las alícuotas del impuesto a las ganancias de acuerdo con la reforma tributaria detallada en forma previa en función al año esperado de realización de los mismos ascendió a una ganancia de \$ 42.513 (Ver Nota 27).

3.2.14 Otras provisiones y provisiones

3.2.14.1 Otras provisiones

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

El importe registrado como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del ejercicio sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes.

Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe en libros representa el valor actual de dicho flujo de efectivo.

Las provisiones reconocidas por la Sociedad son:

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

3.2.14.2 Provisiones para juicios y otros reclamos

La Sociedad está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en el apartado anterior, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales. Las contingencias incluyen a los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades, así como también reclamos de terceros originados en cuestiones de interpretación legislativa.

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

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

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 son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir, y representan los montos a cobrar por venta de bienes y/o servicios.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes y/o servicios se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos o que la prestación se haya efectuado. Las ventas no facturadas al cierre del ejercicio se reconocen en base a estimaciones realizadas por la gerencia, tomando como base los resultados históricos, considerando el tipo de cliente, el tipo de transacción y las circunstancias específicas de cada acuerdo.

Los ingresos provenientes de las ventas de crudo, gas natural, y otros líquidos se reconocen con la transferencia del dominio, de acuerdo con los términos de los contratos relacionados, lo cual se sustancia cuando el cliente toma la propiedad del producto, asumiendo riesgos y beneficios.

Los ingresos provenientes de prestación de servicios se reconocen una vez que la prestación se haya efectuado.

Los ingresos mencionados se reconocen al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- El importe de los ingresos se midió confiablemente;
- Es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción;
- Los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Los ingresos provenientes de transacciones entre empresas del grupo y entre los segmentos de negocio generan ingresos, costos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable. Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

Los ingresos por ventas correspondientes a las actividades de producción de petróleo y gas natural, en los que la Sociedad tiene participación compartida con otros productores, se reconocen sobre la base de la participación contractual que la Sociedad detenta en cada Operación Conjunta con prescindencia de la asignación real. En caso de que se produzcan desbalances entre la asignación real y la asignación por contrato, esto dará lugar al reconocimiento de una deuda o de un crédito, según la producción asignada a la Sociedad sea en exceso o en defecto respecto de la producción resultante de su participación contractual en la Operación Conjunta. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la Sociedad mantiene registrados pasivos en concepto de desbalances de gas por un importe de \$ 9.924 y \$ 17.622 respectivamente, que corresponden a 97,95 Mm³ y 113,05 Mm³, respectivamente (Nota 19).

NIC 20 – Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales

Los incentivos a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” debido a que consisten en compensaciones económicas relacionadas con los ingresos, para las empresas comprometidas a realizar inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho incentivo ha sido incluido en el rubro “Ingresos” del Estado de Resultados Integrales.

El mencionado incentivo es reconocido en el resultado del periodo sobre una base sistemática a lo largo del periodo donde las condiciones necesarias para su reconocimiento se encuentren materializadas. El reconocimiento de dicho ingreso es efectuado a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirá el incentivo y se cumplan las condiciones establecidas.

Los ingresos provenientes de prestación de servicios se reconocen una vez que la prestación se haya efectuado.

3.2.17 Información por segmentos

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

4.1 Factores de riesgos financieros

4.1.1 Riesgo de mercado

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

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar.

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

a) Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	2019			2018		
	Clase y monto de la Moneda extranjera (en miles)	Cambio aplicable \$	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	Monto en moneda extranjera	Monto en moneda argentina (en miles de pesos)	
ACTIVO CORRIENTE						
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$ 64.733	59.69	3.863.911	18.614	1.073.762	
<u>Otras inversiones</u>						
Títulos públicos	US\$ 27.070	59.69	1.615.802	-	-	
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>						
Comunes	US\$ 35.245	59.69	2.103.752	95.112	5.486.670	
<u>Otros créditos</u>						
Comunes	US\$ 4.763	59.69	284.308	24.183	1.395.025	
Total del Activo Corriente			<u>7.867.773</u>		<u>7.955.457</u>	
ACTIVO NO CORRIENTE						
<u>Otras inversiones</u>						
Títulos Públicos	US\$ 10.365	59.69	618.670	-	-	
<u>Cuentas comerciales por cobrar</u>						
Comunes	US\$ 3.955	59.69	236.073	3.955	228.152	
<u>Otros créditos</u>						
Comunes	US\$ -	-	-	33.305	1.921.256	
Sociedades relacionadas	US\$ -	-	-	2.500	144.218	
Total del Activo No Corriente			<u>854.743</u>		<u>2.293.626</u>	
TOTAL DEL ACTIVO			<u>8.722.516</u>		<u>10.249.083</u>	
PASIVO CORRIENTE						
Deudas comerciales	US\$ 39.469	59.89	2.363.780	76.264	4.422.921	
Deudas financieras	US\$ 66.623	59.89	3.990.024	67.154	3.894.605	
Total del Pasivo Corriente			<u>6.353.804</u>		<u>8.317.526</u>	
PASIVO NO CORRIENTE						
Deudas financieras	US\$ 358.425	59.89	21.466.069	381.588	22.130.129	
Total del Pasivo No Corriente			<u>21.466.069</u>		<u>22.130.129</u>	
TOTAL DEL PASIVO			<u>27.819.873</u>		<u>30.447.655</u>	
TOTAL NETO			<u>(19.097.357)</u>		<u>(20.198.572)</u>	

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

La Sociedad no posee al 31 de diciembre de 2019 instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio.

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

	31.12.2019	31.12.2018
Posición neta (Pasivo) en dólares estadounidenses	(318.874)	(353.399)
Tipo de cambio al cierre del ejercicio	59,89	37,70
Efecto cambio en el poder adquisitivo de la moneda		
Efecto de la sensibilidad expresado en pesos	(2.673.630)	(2.869.341)
Sensibilidad aplicada	20%	20%

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 31 de diciembre de 2019 y 2018, como consecuencia de la apreciación del tipo de cambio sobre los activos y pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses hubiera supuesto una disminución en el resultado integral y en el patrimonio de (\$ 2.673.630) y (\$ 2.869.341), respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Sociedad no tenía contratos de futuros ni derivados financieros de precios de commodities. Con fecha 16 de abril de 2019, se concertó un instrumento de cobertura del tipo "put", que cubre la baja en la cotización de los mercados internacionales del "Oil Brent", por debajo de los US\$ 65/bbl por el período desde el 1 de julio de 2019 al 31 de diciembre de 2019, por una cantidad de 603.840 bbl abonando una prima de US\$ 1,5 MM. Por otro lado, con fecha 8 de febrero de 2018, se concertó un instrumento de cobertura del tipo "put", que cubre la baja en la cotización de los mercados internacionales del "Oil Brent", por debajo de los US\$ 65/bbl por el período desde el 1 de febrero de 2018 al 31 de octubre de 2018, por una cantidad de 691.883 bbl abonando una prima de US\$ 2,2 MM.

c) Riesgo de tipo de interés

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2019 la deuda de la Sociedad sujeta a tasa de interés variable ascendía a \$ 499.943. La misma fue cancelada con fecha 29 de enero de 2020, por lo que la Sociedad no está expuesta a un riesgo significativo de flujo de fondos como consecuencia de cambios en las tasas de interés.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 casi la totalidad de la deuda financiera estaba sujeta a tasas de interés fijas.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2019	31.12.2018
Tasa fija:		
Dólar estadounidense expresados en miles de pesos	25.456.093	26.024.734
Subtotal préstamos a tasa fija	25.456.093	26.024.734
Tasa variable:		
Peso argentino expresado en miles de pesos	499.943	-
Subtotal préstamos a tasa variable	499.943	-
Total deudas financieras	25.956.036	26.024.734

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

4.1.2 Riesgo de crédito

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

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

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

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

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

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 aproximadamente el 24% de los ingresos por ventas de hidrocarburos de la Sociedad fueron generados por el petróleo crudo y el 73% restante por el gas natural y líquidos.

Al 31 de diciembre de 2019 las cuentas comerciales por cobrar de la Sociedad totalizan \$ 5.354.662, de los cuales el 90% son a corto plazo y el 10% restante se clasifica como no corriente y corresponden: a) \$ 20.426 de valor nominal a un crédito con Camuzzi Gas del Sur S.A.; b) \$ 547.774 de valor actual a un crédito con las distribuidoras de gas natural (Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A, Integración Energética Argentina S.A., Naturgy Ban S.A. y Metrogas S.A.); y c) al crédito preconcursal con el cliente Oil Combustibles S.A., expuesto a su valor actual de \$ 250.407. En ambos casos, para la determinación de los valores actuales, la Compañía utiliza una tasa representativa del valor tiempo del dinero y el plazo estimado de cobro.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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:

	<u>Menos de un año</u>	<u>Entre 1 y 2 Años</u>	<u>Entre 2 y 5 Años</u>
Al 31 de diciembre de 2019			
Descubiertos bancarios	499.943	-	-
Préstamos bancarios	2.715.748	1.786.408	-
Obligaciones negociables	1.274.276	19.679.661	-
Total	4.489.967	21.466.069	-

	<u>Menos de un año</u>	<u>Entre 1 y 2 Años</u>	<u>Entre 2 y 5 Años</u>
Al 31 de diciembre de 2018			
Préstamos bancarios	3.449.988	165.285	-
Obligaciones negociables	444.617	-	21.964.844
Total	3.894.605	165.285	21.964.844

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. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fueron los siguientes:

	31.12.2019	31.12.2018
Total préstamos	25.956.036	26.024.734
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(4.214.590)	(1.589.587)
Deuda neta	21.741.446	24.435.147
Capital total	40.961.136	39.591.869
Ratio de apalancamiento	53,08%	61,70%

4.3 Estimación del valor razonable

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

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

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del estado de situación financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

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

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

La siguiente tabla presenta los activos financieros del Grupo valuados a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

<u>Al 31.12.2019</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Efectivo y equivalente de efectivo</u>				
Fondos comunes de inversión	202.597	-	-	202.597
<u>Inversiones a valores razonables:</u>				
Títulos Públicos	277.297	-	-	277.297
Acciones con cotización	25.826	-	-	25.826
Total activos corrientes	505.720	-	-	505.720

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

<u>Al 31.12.2018</u>	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	<u>Total</u>
Activos				
<u>Efectivo y equivalente de efectivo</u>				
Fondos comunes de inversión	300.739	-	-	300.739
<u>Inversiones a valores razonables:</u>				
Títulos Públicos	471.522	-	-	471.522
Acciones con cotización	31.335	-	-	31.335
Total activos corrientes	803.596	-	-	803.596

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y CRITERIOS CONTABLES CRITICOS

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

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

A continuación se detallan las estimaciones y premisas más significativas:

a) Reservas de hidrocarburos

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

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

Las estimaciones de reservas son ajustadas en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen o, al menos, una vez al año. Dichas estimaciones de reservas han sido preparadas al 31 de diciembre de 2019 por personal técnico de la Sociedad y las áreas de la Cuenca Austral en Argentina han sido auditadas por DeGolyer and MacNaughton (Nota 33).

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

b) Provisión para abandono y taponamiento de pozos

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

c) Deterioro del valor de los activos

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

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

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

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

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

En otras cuencas del Segmento Upstream, se han definido la Cuenca del Noroeste la UTE h) Aguaraquí.

Adicionalmente, existen las Areas Exploratorias que aún no se definen como UGE, que son a) Estancia Chiripá, b) Tapi Aike c) Glencross, d) Piedrabuena y e) Paso Fuhr.

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en ejercicios anteriores.

Metodología para la estimación del valor recuperable

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

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

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

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

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

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 se reconoció una pérdida por desvalorización por un total de \$ 1.032.896 y \$ 278.961, respectivamente. La misma es con relación a las UGEs Dos Hermanos, La Maggie, María Inés y Cóndor, y fue consecuencia principalmente de los menores precios utilizados para las proyecciones de ingresos. Esta pérdida fue calculada por diferencia entre el valor de libros de los activos y su valor de uso determinado en función de los flujos de fondos futuros estimados descontados a la tasa nominal en dólares del 13,17% anual. El cargo por desvalorización se incluye en el rubro de Otros ingreso y egresos operativos, en el Estado de Resultados Integrales.

Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de la provisión para deterioro de activos no financieros de \$ 1.618.520 (\$662.581 en 2018) se compone de la siguiente manera: \$ 319.545 (\$ 585.624 en 2018) que corresponden a la UGE Dos Hermanos, \$ 610.250 (\$ 76.957 en 2018) a la UGE La Maggie, \$ 655.560 a la UGE María Inés y \$ 33.165 a la UGE Cóndor.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

d) Costos de exploración y evaluación

La Sociedad contabiliza sus costos de evaluación y exploración tal como se detalla en la Nota 3.2.5.I).

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

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

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

f) Contingencias

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

NOTA 6 - INFORMACION POR SEGMENTOS

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

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

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

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

	Al 31.12.2019			TOTAL
	Upstream	Midstream	Estructura central	
Ingresos	30.880.748	-	-	30.880.748
Costo de ingresos	(11.037.403)	-	-	(11.037.403)
Resultado bruto	19.843.345	-	-	19.843.345
Gastos de comercialización	(994.227)	-	-	(994.227)
Gastos de estructura central	-	-	(1.538.058)	(1.538.058)
Otros ingresos y egresos operativos	58.396	169.602	-	227.998
EBITDA ajustado	18.907.514	169.602	(1.538.058)	17.539.058
Gastos de exploración	(934.145)	-	-	(934.145)
Previsión para deterioro de activos no financieros	(1.032.896)	-	-	(1.032.896)
Otros ingresos y egresos operativos	-	-	(59.425)	(59.425)
Depreciaciones y amortizaciones (1)	(7.787.110)	-	(21.532)	(7.808.642)
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(181.141)	-	(20.616)	(201.757)
Resultado inversiones en asociadas	-	3.818.592	(210)	3.818.382
Subtotal	8.972.222	3.988.194	(1.639.841)	11.320.575
Ingresos financieros	-	-	92.190	92.190
Costos financieros	-	-	(2.579.276)	(2.579.276)
RECPAM	-	-	(1.434.550)	(1.434.550)
Otros resultados financieros	-	-	(923.492)	(923.492)
Resultado antes de impuestos	8.972.222	3.988.194	(6.484.969)	6.475.447
Impuesto a las ganancias	(3.358.606)	(42.400)	1.621.242	(1.779.764)
Resultado del ejercicio – Ganancia / (Pérdida)	5.613.616	3.945.794	(4.863.727)	4.695.683
EBITDA ajustado				17.539.058
Dividendos cobrados en el ejercicio (Nota 9.b)				1.161.228
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados				18.700.286

(1) Por la aplicación de IFRS 16 se incluyen en las depreciaciones, las originadas por el derecho a uso de activos por arrendamientos en el ejercicio 2019 por \$ 515.479, la cual tuvo aplicación a partir del ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2019. (ver nota 28)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

	Al 31.12.2018			
	Upstream	Midstream	Estructura central	TOTAL
Ingresos	27.432.896	-	-	27.432.896
Costo de ingresos	(11.353.449)	-	-	(11.353.449)
Resultado bruto	16.079.447	-	-	16.079.447
Gastos de comercialización	(747.412)	-	-	(747.412)
Gastos de estructura central	-	-	(1.173.050)	(1.173.050)
Otros ingresos y egresos operativos	(44.747)	224.861	-	180.114
EBITDA ajustado	15.287.288	224.861	(1.173.050)	14.339.099
Gastos de exploración	(535.732)	-	-	(535.732)
Otros ingresos y egresos operativos	(121.001)	-	(360.934)	(481.935)
Depreciaciones y amortizaciones	(5.628.321)	-	(26.395)	(5.654.716)
Previsión para deterioro de activos no financieros	(278.961)	-	-	(278.961)
Impuesto a los débitos y créditos bancarios	(168.308)	-	(21.933)	(190.241)
Resultado inversiones en asociadas	-	1.555.496	(6.534)	1.548.962
Sub total	8.554.965	1.780.357	(1.588.846)	8.746.476
Ingresos financieros	-	-	73.101	73.101
Costos financieros	-	-	(2.363.458)	(2.363.458)
RECPAM	-	-	(198.773)	(198.773)
Otros resultados financieros	-	-	(5.473.025)	(5.473.025)
Resultado antes de impuestos	8.554.965	1.780.357	(9.551.001)	784.321
Impuesto a las ganancias	(2.385.194)	(56.215)	2.387.749	(53.660)
Resultado del ejercicio - Ganancia / (Perdida)	6.169.771	1.724.142	(7.163.252)	730.661
EBITDA ajustado				14.339.099
Dividendos cobrados en el ejercicio (Nota 9.b)				376.703
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados				14.715.802

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Instrumentos financieros por categoría

ACTIVOS	31.12.2019	31.12.2018
Activos financieros a costo amortizado:		
Otros créditos	3.236.813	5.987.585
Cuentas comerciales por cobrar	5.014.097	7.928.779
Otras inversiones	1.957.175	-
Efectivo y equivalentes del efectivo	4.011.993	1.288.848
Total	14.220.078	15.205.212
Activos financieros a valor razonable:		
Efectivo y equivalentes del efectivo	202.597	300.739
Inversiones a valores razonables	303.123	502.857
Total	505.720	803.596
PASIVOS		
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deudas comerciales	3.762.527	5.534.391
Deudas financieras	25.956.036	26.024.734
Otras deudas y cargas sociales	439.885	587.091
Total	30.158.448	32.146.216

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 8 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS

La composición del rubro es la siguiente:

Cuenta principal	Valores de origen				Depreciaciones			Neto		
	Valor al comienzo del ejercicio	Altas	Transferencias	Bajas (2)	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al comienzo del ejercicio	Bajas (2)	Del ejercicio	Resultado al 31.12.2019	Resultado al 31.12.2018
ACTIVOS DE DESARROLLO Y PRODUCCION										
Pozos e instalaciones de producción	30.746.759	1.343.057	9.756.128	(8.646)	41.837.298	14.446.501	(7.613)	6.865.265	20.533.145	16.300.258
Otros bienes asociados a la producción	123.687	1.513	61.861	(4.197)	182.864	84.225	(4.397)	11.929	91.107	39.462
Propiedad minera	5.996.667	-	-	-	5.996.667	4.072.825	-	394.256	1.529.586	1.923.842
Materiales y repuestos	17.692	6	-	(16.906)	792	-	-	-	792	17.692
Obras en curso (1)	1.821.090	8.902.468	(9.009.373)	(1.064)	1.713.121	-	-	-	1.713.121	1.821.090
Subtotal	38.705.895	10.247.044	808.616	(30.813)	49.730.742	18.603.551	(12.010)	7.271.450	23.867.751	20.102.344
ACTIVOS DE EXPLORACION Y EVALUACION										
	1.535.015	1.814.027	(746.817)	(916.489)	1.685.736	-	-	-	1.685.736	1.535.015
ACTIVOS ADMINISTRACION CENTRAL										
	278.757	132.350	(61.799)	(25.282)	324.026	218.757	(24.537)	21.712	108.094	60.000
TOTALES 31.12.2019	40.519.667	12.193.421	-	(972.584)	51.740.504	18.822.308	(36.547)	7.293.162	25.661.581	21.697.359
TOTALES 31.12.2018	33.642.387	10.029.120	-	(3.151.840)	40.519.667	14.912.827	(1.745.234)	5.654.715	18.822.308	16.697.359
Previsión para deterioro de activos no financieros									(1.618.520)	(662.581)
TOTAL									24.043.061	21.034.778

(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 2019 se han registrado \$ 20.971 por activaciones de costos financieros, mientras que en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, se han registrado \$ 109.730 por activación de costos financieros.

(2) Incluyen en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 un total de \$ 916.489 de baja por cesión del 100% de los activos y obligaciones relativos al Área Angostura (Ver nota 29 b) (1)). Incluyen en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 un total de \$ 566.205 de valores de origen neto de depreciaciones, de baja por cesión del 50% de la Concesión La Maggie (ver nota 29 a) (1)), un total de \$ 288.742 de valores de origen neto de depreciaciones, de baja por el cese del contrato de Servicio de Operación de Extracción de hidrocarburos a riesgo por el Área Sarmiento (ver nota 29 b) (3)), un total de \$ 299.219 por la devolución del Área Mata Amarilla (ver nota 29 b) (2)) y \$ 236.513 por inversiones que no han resultado recuperables en el Área Angostura (ver nota 29 b) (1)).

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo al inicio del ejercicio	662.581	672.362
Aumentos (1)	1.032.896	278.961
Disminuciones (2)	(76.957)	-
Aplicaciones (3)	-	(288.742)
Saldo al cierre del ejercicio	1.618.520	662.581

(1) Imputado a otros ingresos y egresos operativos netos.

(2) Corresponde en 2019 a recupero por acuerdo de terminación de la Asociación para las concesiones de explotación sobre las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones ("La Maggie") registrado en otros ingresos y egresos, netos.

(3) Corresponde en 2018 a la baja por el cese del contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a riesgo por el Area Sarmiento.

NOTA 9 - INVERSIONES EN ASOCIADAS

a) A continuación se detallan las inversiones en asociadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Sociedad	31.12.2019	31.12.2018
Inversiones en Asociadas		
Gasinvest S.A.	12.187.216	10.541.774
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	885.156	657.298
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	569.639	416.273
Transportadora de Gas del Norte S.A.	24.429	21.043
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	75.623	55.897
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	49.087	44.439
Inversiones en Controladas		
Compañía General de Combustibles Internacional Corp. (1)	-	140
Total de inversiones	13.791.150	11.736.864

(1) No se consolida la información de la Sociedad ya que la misma se encuentra inactiva y no posee saldos relevantes. Se encuentra en proceso de liquidación.

b) A continuación se detalla la evolución de las inversiones en asociadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	31.12.2019	31.12.2018
Al inicio del ejercicio	11.736.864	4.571.835
Diferencias por conversión	91.273	724.826
Resultado de inversiones en asociadas (ver Nota 24.g)	3.818.382	1.548.962
Reserva por Revalúo de Activos	(485.354)	5.333.438
Resultado por traslación	(34)	1.177
Dividendos declarados por las asociadas (1)	(1.370.085)	(376.703)
Aporte (reducción) de capital en asociadas	104	(22.063)
Baja de llave de negocio (2)	-	(19.478)
Resultado por valuación a valor razonable de Petronado S.A. (3)	-	(25.130)
Al cierre del ejercicio	13.791.150	11.736.864

(1) Incluye \$ 1.161.228 y \$ 376.703 de dividendos cobrados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

(2) Baja de llave de negocio (originada en la adquisición de participación de Gasoducto GasAndes S.A. (Chile) en fecha 7 de octubre de 2014) al adoptar en 2018, valores razonables para la valuación de sus activos esenciales de las compañías asociadas de Midstream.

(3) Ver Nota 30 (4)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

SOCIEDAD	31.12.2019			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	12.188.957	1.741	792.835	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	1.004.996	119.840	321.210	574.476
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	1.079.055	509.416	156.510	393.072
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	72.444	23.357	1.975	82.609
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	104.862	29.238	(5.280)	18.246
Transportadora de Gas del Norte S.A.	35.641	11.212	4.982	10.123

SOCIEDAD	31.12.2018			
	Activo	Pasivo	Resultados	Ingresos por ventas
Gasinvest S.A.	10.579.240	37.463	1.361.975	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	836.231	178.935	52.795	253.207
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	933.014	516.740	137.302	280.276
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	67.271	22.832	2.932	101.059
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	86.914	22.426	(2.201)	349
Transportadora de Gas del Norte S.A.	33.485	12.442	2.694	8.584
Compañía General de Combustibles Internacional Corp.	140	-	(678)	-

NOTA 10 - OTROS CREDITOS

La composición de los otros créditos es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corrientes:</u>		
Partes relacionadas (Nota 26 a))	329.759	318.695
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	232.462	156.903
Impuesto a las Ganancias	72.019	-
Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios	87.515	86.195
Créditos programa estímulo a la Inyección de Gas (Nota 2)	-	1.777.037
Echo Energy CDL OP Ltd	-	144.218
Diversos	62	25
Previsión sobre pérdidas esperadas futuras	(329.759)	(318.695)
Total	392.058	2.164.378
<u>Corrientes:</u>		
Créditos por incentivos Resolución 46-E/2017	2.852.216	2.611.346
Créditos programa estímulo a la Inyección de Gas (Nota 2)	-	1.311.667
Créditos acuerdo de abastecimiento de Gas Propano	48.220	27.210
Créditos por reembolsos a la exportación desde puertos patagónicos	41.367	39.978
Partes relacionadas (Nota 26 a))	223.726	10.908
Impuesto al Valor Agregado	357.808	30.482
Impuesto a las Ganancias	-	51.626
Otros créditos fiscales	152.605	3.135
Anticipos a proveedores	44.678	45.110
Gastos a recuperar	57.895	21.166
Seguros pagados por adelantado	26.942	8.848
Echo Energy CDL OP Ltd	-	20.780
Activos fideicomitidos	262	391
Cánon pagado por adelantado	29.813	35.508
Diversos	13.327	23.250
Total	3.848.859	4.241.405

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	318.695	246.444
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	(111.525)	(79.528)
Aumentos (1)	122.589	151.779
Saldo al cierre del ejercicio	329.759	318.695

(1) Imputado \$ 0 y \$ 84.129 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 122.589 y \$ 67.650 a resultados financieros en 2019 y 2018, respectivamente.

NOTA 11 – INVENTARIOS

La composición de los inventarios es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
Petróleo y derivados	243.788	684.240
Materiales y repuestos	850.522	625.541
Total	1.094.310	1.309.781

NOTA 12 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR

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

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corrientes (1)</u>		
Comunes	284.250	540.670
Concursales	250.407	250.202
Menos: Provisión para pérdidas esperadas	(250.407)	(250.202)
Total	284.250	540.670
 <u>Corrientes</u>		
Comunes	4.820.005	7.495.281
Menos: Provisión para pérdidas esperadas	(90.158)	(107.172)
Total	4.729.847	7.388.109

(1) Ver Nota 4.1.2.

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

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo al inicio del ejercicio	357.374	176.184
Reexpresión de cambios en el poder adquisitivo de la moneda	(125.061)	(56.854)
Aumentos (Nota 24 f) (1)	108.252	238.044
Saldo al cierre del ejercicio	340.565	357.374

(1) Imputado \$ 20.491 y \$ 238.044 a otros ingresos y egresos operativos y \$ 87.761 y \$ 0 a resultados financieros en 2019 y 2018, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 5.354.662 y \$ 8.286.153 respectivamente, cumplen en su integridad con sus términos contractuales y su valor razonable no difiere significativamente del valor de libros.

La anticuación de los mencionados saldos es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	1.563.514	804.657
De 3 a 6 meses	868.947	568.549
De 6 a 9 meses	8.715	14.167
De 9 a 12 meses	12.102	12.663
Más de un año	69.341	80.342
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	2.155.261	5.886.748
De 3 a 6 meses	47.375	4.004
De 6 a 9 meses	47.375	34.091
De 9 a 12 meses	47.375	90.060
Más de un año	534.657	790.872
Total	5.354.662	8.286.153

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

	31.12.2019	31.12.2018
Peso argentino	3.014.837	2.571.331
Dólar estadounidense	2.339.825	5.714.822
Total	5.354.662	8.286.153

NOTA 13 –INVERSIONES A COSTO AMORTIZADO Y VALOR RAZONABLE

a) La composición de las inversiones a costo amortizado es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Inversiones a costo amortizado no corrientes:</u>		
Títulos públicos a costo amortizado (1)	618.670	-
Total	618.670	-
<u>Inversiones a costo amortizado corrientes:</u>		
Títulos públicos a costo amortizado (1)	1.338.505	-
Total	1.338.505	-

(1) Bonos programas gas natural (ver Nota 2). Considerando las características de los mismos, se han valuado a su costo amortizado, determinado a su valor actual.

b) La composición de las inversiones a valor razonable es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Inversiones a valor razonable corrientes:</u>		
Acciones con cotización (1)	25.826	31.335
Títulos públicos a valor razonable (2)	277.297	471.522
Total	303.123	502.857

(1) Al 31 de diciembre de 2019 incluyen \$ 20.120 de acciones de President Energy PLC (Ver nota 29 b (1))

(2) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se componen de valor nominal 8.228.408 y 8.228.653, respectivamente, de Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses 8% 2020 (Bonar 2020 US\$), recibidos de acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 14 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	31.12.2019	31.12.2018
Caja y fondos fijos	529	514
Bancos	4.011.464	1.288.334
Fondos comunes de inversión (1)	202.597	300.739
Total	4.214.590	1.589.587

(1) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluye 29.560.287 y 44.197.166 cuotas partes del fondo común de inversión “Alpha Pesos”, respectivamente.

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

	31.12.2019	31.12.2018
Efectivo y efectivo en bancos	4.011.993	1.288.848
Fondos comunes de inversión	202.597	300.739
Descubiertos bancarios (Nota 21)	(499.943)	-
Total	3.714.647	1.589.587

NOTA 15 - CAPITAL SOCIAL

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital social asciende a \$ 399.138, encontrándose totalmente suscrito, integrado e inscripto. El mismo está compuesto por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal \$1 y un voto por acción. Los accionistas Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A. mantienen un 70% y 30% del capital social y votos, respectivamente. Latin Exploration S.L.U. posee 279.396.499 acciones y Sociedad Comercial del Plata S.A. posee 119.741.357 acciones.

NOTA 16 – RESERVAS

	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Otros (2)	Total Reservas
Saldos al 31 de diciembre de 2017	49.577	2.110.447	(489.041)	1.670.983
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2018 (asignación de resultados no asignados):	-	(849.576)	-	(849.576)
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 1° de agosto de 2018 (distribución de dividendos):	-	(234.174)	-	(234.174)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	49.577	1.026.697	(489.041)	587.233
Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 10 de abril de 2019 (asignación de resultados no asignados y distribución de dividendos):	453.309	4.559.855	489.041	5.502.205
Saldos al 31 de diciembre de 2019	502.886	5.586.552	-	6.089.438

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

NOTA 17 - RESULTADOS NO ASIGNADOS y OTROS RESULTADOS INTEGRALES

17.a) Resultados no asignados

	31.12.2019	31.12.2018
Saldos al 31 de diciembre de 2017		4.160.602
Asamblea General Ordinaria del 27 de abril de 2018 (asignación de resultados no asignados):		849.576
Resultado del ejercicio		730.661
Saldos al 31 de diciembre de 2018	5.740.839	5.740.839
Asamblea General Ordinaria del 10 de abril de 2019 (asignación de resultados no asignados):	(5.740.839)	
Desafectación de reserva revalúo de activos	650.228	
Resultado del ejercicio	4.695.683	
Saldos al 31 de diciembre de 2019 (1)	5.345.911	

(1) Ver restricciones a la distribución de utilidades en nota 21.

17.b) Otros resultados integrales

	Reserva por revalúo de activos (Nota 3.2.3)	Diferencia de conversión	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-	255.959	255.959
Resultado por reserva revalúo de activos	5.333.438	-	5.333.438
Resultado por diferencia de conversión	-	724.826	724.826
Saldos al 31 de diciembre de 2018	5.333.438	980.785	6.314.223
Desafectación de reserva revalúo de activos	(650.228)	-	(650.228)
Resultado por reserva revalúo de activos	(485.354)	-	(485.354)
Resultado por diferencia de conversión	-	91.273	91.273
Saldos al 31 de diciembre de 2019	4.197.856	1.072.058	5.269.914

NOTA 18 - PROVISIONES PARA JUICIOS Y OTROS RECLAMOS

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

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

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corriente</u>		
Saldo al inicio del ejercicio	87.008	74.243
R.E.C.P.A.M.	(30.449)	(23.958)
Aumentos (1)	38.934	36.723
Saldo al cierre del ejercicio	95.493	87.008

(1) Imputado \$ 38.934 y \$ 38.762 a otros ingresos y egresos operativos en 2019 y 2018, \$ (1.057) en 2018 a resultados financieros, y \$ (982) a aplicaciones del periodo en 2018.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 19 – OTRAS PROVISIONES

El detalle de las otras provisiones es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	8.519	15.262
Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental (Nota 3.2.14.1)	2.532.722	2.068.209
Diversos	29.154	29.800
Total	2.570.395	2.113.271
<u>Corrientes:</u>		
Desbalanceo de gas (Nota 3.2.14.1)	1.405	2.360
Honorarios sindicatura concursal	-	23
Total	1.405	2.383

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

	Desbalanceo de gas		Provisión para abandono de pozos y remediación ambiental	Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al inicio del ejercicio	15.262	2.360	2.068.209	2.083.471	2.360
Aumentos con cargos a Activos (1)	-	-	1.374.806	1.374.806	-
Aplicaciones con cargos a resultados (2)	(6.743)	(955)	-	(6.743)	(955)
RECPAM	-	-	(533.811)	(533.811)	-
Valor actual/diferencias de cambios (3)	-	-	(210.355)	(210.355)	-
Baja reversión de Área Mata Amarilla (4)	-	-	(13.447)	(13.447)	-
Baja reversión Área Angostura (4)	-	-	(152.680)	(152.680)	-
Saldos al cierre del ejercicio	8.519	1.405	2.532.722	2.541.241	1.405

- (1) Imputado a Propiedad, planta y equipo.
 (2) Imputado a costos de ingresos.
 (3) Imputado a costos financieros.
 (4) Ver Nota 29 b).

NOTA 20 - DEUDAS FISCALES

El detalle de las deudas fiscales es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corrientes:</u>		
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	7.105	34.355
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	2.582	5.074
Total	9.687	39.429

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Corrientes:</u>		
Provisión impuesto ingresos brutos	4.940	5.275
Impuesto al Valor Agregado	-	101.468
Percepción recargo de Gas art. 75 Ley N° 25.565	37.844	52.825
Retenciones y percepciones impositivas	71.049	131.158
Plan de pagos art.32 Ley N°11.683	15.228	19.944
Plan de pagos Ley N° 26.476	-	1.174
Plan de pagos RG 3.451 (AFIP)	716	938
Diversos	490	525
Total	130.267	313.307

NOTA 21 - DEUDAS FINANCIERAS

La composición de las deudas financieras es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>No corrientes:</u>		
Préstamos bancarios	1.786.408	165.285
Obligaciones negociables	19.679.661	21.964.844
Total	21.466.069	22.130.129
<u>Corrientes:</u>		
Descubiertos bancarios	499.943	-
Préstamos bancarios	2.715.748	3.449.988
Obligaciones negociables	1.274.276	444.617
Total	4.489.967	3.894.605

Apertura	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018	Tasa de interés anual	Fecha Vencimiento	Moneda/ especie
Deuda Financiera					
<u>NO CORRIENTES</u>					
Préstamos bancarios					
Sindicado bancos (Nota 21.c))	1.786.408	-	9,5%	2019-2021	Dólar
Banco Santander	-	165.285	5,00%	2019-2020	Dólar
Subtotal	1.786.408	165.285			
Obligaciones negociables					
ON – clase A (Nota 21.a))	17.951.610	17.346.904	9,50 %	2021	Dólar
ON – clase 10 (Nota 21.b))	1.728.051	4.617.940	9,70 %	2021	Dólar
Subtotal	19.679.661	21.964.844			
Total No Corriente	21.466.069	22.130.129			

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

CORRIENTES

Préstamos bancarios

Sindicado (Nota 21.d))	-	840.038	6,25%	2018-2019	Dólar
Sindicado bancos (Nota 21.c))	2.715.748	-	9,5%	2019-2021	Dólar
Adelantos en cuenta corriente	499.943	-	Badlar + 12%	-	Pesos
Banco Itau	-	290.164	8,00%	2019	Dólar
Banco Citibank	-	290.253	7,00%	2019	Dólar
Banco ICBC	-	349.352	5,80%	2019	Dólar
Banco Santander	-	499.388	5,00%	2019-2020	Dólar
Banco Macro S.A.	-	593.127	5,80%	2019	Dólar
Banco Macro S.A.	-	587.666	7,25%	2019	Dólar
Subtotal	3.215.691	3.449.988			
Obligaciones negociables					
ON – clase 10 (Nota 21.b))	898.350	-	9,70 %	2021	Dólar
Intereses devengados a pagar					
ON (Nota 21.a) y b))	375.926	444.617			Dólar
Subtotal	1.274.276	444.617			
Total Corriente	4.489.967	3.894.605			
TOTAL	25.956.036	26.024.734			

El importe en libros de las deudas financieras se aproxima a su valor razonable, con una diferencia del 2,69% bajo la par.

El movimiento de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se expone a continuación:

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	26.024.734	15.809.200
Descubiertos bancarios netos	499.943	(3.074)
Intereses devengados	2.668.940	2.492.592
Efecto por variación de tipo de cambio y resultado por cambio en el poder adquisitivo de la moneda	547.961	7.218.318
Préstamos recibidos	5.770.697	7.184.012
Pagos de capital	(7.083.911)	(4.734.479)
Pagos de intereses	(2.472.328)	(1.941.835)
Saldo final	25.956.036	26.024.734

Obligaciones Negociables vigentes al 31 de diciembre de 2019

21.a) Obligación Negociable Clase A

Se emitieron y liquidaron con fecha 7 de noviembre de 2016 Obligaciones Negociables Clase A por US\$ 300 millones, que devengan intereses a la tasa fija nominal anual de 9,5% y tienen vencimiento el 7 de noviembre de 2021. Los intereses se pagan en forma semestral, con fecha 7 de mayo y 7 de noviembre.

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

21.b) Obligaciones Negociables Clase 10

Con fecha 12 de enero de 2018 se emitieron y liquidaron Obligaciones Negociables Clase “10” a tasa fija del 9,7% nominal anual por valor de US\$ 100 millones.

Con fecha 10 de septiembre de 2018, 7 de mayo, 12 de julio, 10 de septiembre y 20 de septiembre de 2019, se amortizaron anticipadamente US\$ 20.222,5, US\$ 5.041,6, US\$ 10.849,4, US\$ 4.360,0 y US\$ 15.640,0 de

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

capital de las ONs Clase 10, a los fines que se cumplan las obligaciones contenidas bajo los términos y condiciones de su emisión.

Las ONs Clase 10 son sin recurso contra CGC y con Garantía. Son sin recurso porque la única fuente de pago será los fondos que se obtengan como resultado de (i) el pago de dividendos y/u otras distribuciones bajo las acciones de Gasinvest S.A., Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. de propiedad de la compañía (“las acciones afectadas”), y/o (ii) la venta y/o subasta pública de dichas acciones (“Fondos Disponibles”). En caso que en cualquier fecha de pago de intereses, no existan Fondos Disponibles suficientes para cancelar la totalidad o parte de los montos de intereses compensatorios adeudados, el exceso respecto de los Fondos Disponibles que existan, será automáticamente capitalizado en dicha Fecha de Pago de Intereses. La obligación de la Compañía respecto de los pagos que deban realizarse bajo las ONs se limitará exclusivamente a destinar los Fondos Disponibles al pago de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las ONs, no asumiendo la Compañía responsabilidad alguna en caso de que por cualquier motivo dichos Fondos Disponibles sean insuficientes.

A fin de garantizar que los Fondos Disponibles serán exclusivamente destinados al pago de los montos de capital, intereses y demás conceptos adeudados bajo las ONs, con fecha 27 de diciembre de 2017, la Compañía celebró con el Agente de Garantía (Banco de Valores S.A.) para beneficio de los tenedores de obligaciones negociables: (i) un contrato de prenda de acciones sobre las Acciones Gasinvest; y (ii) un contrato de fideicomiso, cuyo activo fideicomitado serán los Fondos Disponibles, los cuales serán utilizados por el fiduciario para realizar los pagos de capital, intereses y demás conceptos bajo las ONs. Las Acciones de Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) no estarán prendadas bajo el Contrato de Prenda ni bajo ningún otro documento.

De acuerdo con los términos y condiciones establecidos en la emisión de las presentes ONs bajo el programa internacional, CGC, deberá cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras.

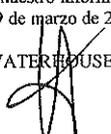
Con fecha 12 de septiembre de 2019 la Sociedad obtuvo el consentimiento de los tenedores bajo la solicitud de consentimiento, en los que se ha modificado los plazos de cancelación de intereses y de amortización de capital y las definiciones del Ratio Mínimo de Valor. Las fechas de pago de interés serán cuotas trimestrales a partir del 12 de enero de 2020. La fecha de amortización del capital se estableció en seis cuotas conforme el siguiente cronograma: - cinco cuotas de US\$ 5.000,0 con vencimiento en fecha 12 de abril de 2020, 12 de julio de 2020, 12 de octubre de 2020, 12 de enero de 2021 y 12 de abril de 2021 y una última cuota con el valor pendiente de amortización con fecha 12 de julio de 2021.

El valor residual de las ONs al 31 de diciembre de 2019 ascendió a US\$ 43.886,5. Con fecha 13 de enero de 2020 la Sociedad amortizó anticipadamente US\$ 986,9. Luego de esta amortización el valor residual ascendió a US\$ 42.899,6.

Préstamos Bancarios

21.c) Préstamo Sindicado por US\$ 75 millones emitido el 23 de mayo de 2019:

Con fecha 23 de mayo de 2019 se recibieron los fondos del contrato de préstamo sindicado por US\$ 75 millones, suscripto con la Sucursal Citibank N.A. establecida en la República Argentina, Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. y Banco Santander Río S.A., como prestamistas. La sucursal de Citibank N.A. establecida en la República Argentina actuará como agente de desembolso y Citibank N.A. como agente administrativo. El préstamo devenga un interés compensatorio pagadero en forma trimestral a una tasa fija de interés nominal anual del 9,5%. En caso que fuesen cedidos a sujetos del exterior, los préstamos cedidos podrán devengar intereses a una tasa variable anual equivalente a LIBOR más 5,5%, a opción del cesionario. Los préstamos son amortizables en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 21 de mayo de 2020 (inclusive).

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

21.d) Cancelación préstamo Sindicado por US\$ 72 millones suscripto con fecha 20 de febrero de 2017

Con fecha 21 de febrero de 2019 se canceló la última cuota de capital del préstamo que se había tomado el 20 de febrero de 2017, con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A., como agente administrativo, por un importe de US\$ 72 millones, a una tasa de interés fija del 6,25% anual.

21.e) Emisión Frecuente

Con fecha 19 de julio de 2019 los Accionistas de la Sociedad aprobaron la ampliación del monto máximo a emitir bajo el régimen de emisor frecuente de US\$ 250 millones a US\$ 500 millones. Con fecha 24 de julio de 2019, la gerencia de emisoras de la CNV autorizó a la Sociedad a inscribirse en el registro de emisor frecuente para la oferta pública de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, por hasta US\$ 500 millones. Ver colocación de las Obligaciones Negociables Clase 12, 13 y 14 bajo este programa en la nota 32 de hechos posteriores.

NOTA 22 - OTRAS DEUDAS

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
<u>Corrientes:</u>		
Regalías de petróleo y gas	153.866	218.104
Total	153.866	218.104

NOTA 23 - DEUDAS COMERCIALES

El detalle de las otras deudas es el siguiente:

	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
<u>Corrientes:</u>		
Proveedores comunes	2.079.455	2.819.020
Proveedores comunes de UTEs	256.543	104.835
Partes relacionadas (Nota 26 a))	199.416	154.665
Facturas a recibir	1.227.113	2.455.871
Total	3.762.527	5.534.391

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

a) Ingresos

	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Entregas de crudo	7.253.303	5.789.032
Gas	14.514.906	15.942.040
Otros	1.324.660	950.725
Incentivos (Nota 2)	7.787.879	4.751.099
Total	30.880.748	27.432.896

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

CP.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

b) Costo de ingresos

	31.12.2019	31.12.2018
Inventarios al inicio	1.309.781	1.081.680
Compras	3.398.328	3.751.909
Consumos de inventario	(1.311.764)	(1.022.839)
Costo de producción (1)	16.703.619	14.649.109
Inventarios al cierre (Nota 11)	(1.094.310)	(1.309.781)
Costo de ingresos	19.005.654	17.150.078

(1) Costo de producción

	31.12.2019	31.12.2018
Honorarios y retribuciones por servicios	75.064	45.679
Servicios contratados	3.182.622	3.763.831
Sueldos, jornales y cargas sociales	466.977	502.018
Otros gastos de personal	47.996	52.749
Depreciación propiedad, planta y equipos	7.271.450	5.628.320
Depreciación derecho de uso de activos por arrendamientos	515.479	-
Impuestos, tasas y contribuciones	210.998	173.677
Combustibles, gas y energía eléctrica	200.631	191.260
Seguros generales	67.700	56.949
Repuestos y reparaciones	1.004.224	786.760
Gastos de mantenimiento de pozos	596.057	371.654
Gastos de oficina	163.318	163.382
Movilidad y viáticos	-	231
Regalías, canon y servidumbre	2.613.385	2.651.916
Desbalanceo de gas	(7.698)	(17.408)
Control ambiental	295.416	278.091
Total	16.703.619	14.649.109

c) Gastos de comercialización

	31.12.2019	31.12.2018
Impuesto sobre los ingresos brutos	490.681	556.558
Derechos de exportación	503.546	190.854
Total	994.227	747.412

d) Gastos de administración

	31.12.2019	31.12.2018
Honorarios y retribuciones por servicios	546.900	343.529
Sueldos, jornales y cargas sociales	652.040	547.539
Otros gastos de personal	40.939	22.786
Depreciación propiedad, planta y equipos	21.712	26.395
Impuestos, tasas y contribuciones	25.980	63.121
Seguros generales	8.228	16.935
Repuestos y reparaciones	83.892	62.190
Gastos de oficina	54.578	34.214
Movilidad y viáticos	35.579	28.770
Comunicaciones	11.124	11.322
Otros	99.442	64.577
Total	1.580.206	1.221.378

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

CP.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

e) Gastos de exploración

	31.12.2019	31.12.2018
Gastos geológicos y geofísicos (1)	14.081	236.513
Pozos y estudios no exitosos (2)	920.064	299.219
Total	934.145	535.732

(1) Al 31 de diciembre de 2019 incluye \$ 14.081 del área Tapi Aike y al 31 de diciembre de 2018 incluye \$ 236.513 del área Angostura (Nota 29.b (1))

(2) Al 31 de diciembre de 2019 incluye \$ 916.489 del área Angostura (Nota 29.b (1)) y al 31 de diciembre de 2018 incluye \$ 299.219 del área Mata Amarilla (Nota 29.b (2))

f) Otros ingresos y (egresos) operativos, netos

	31.12.2019	31.12.2018
Honorarios por servicios prestados	184.742	233.307
Servicios contratados	(4.425)	(124.209)
Cargo por deterioro activos no financieros (Nota 8)	(1.032.896)	(278.961)
Cargo por provisión para otros créditos (Nota 10)	-	(84.129)
Cargo por provisión para cuentas comerciales por cobrar (Nota 12)	(20.491)	(238.044)
Cargo por provisión para juicios y otros reclamos (Nota 18)	(38.934)	(38.762)
Impuesto a los ingresos brutos	(15.140)	(8.445)
Resultado por cesión áreas petroleras (Nota 29)	59.378	(102.376)
Diversos	3.443	60.837
Total	(864.323)	(580.782)

g) Resultados de inversiones en asociadas

<u>Compañía Asociada</u>	31.12.2019	31.12.2018
Gasinvest S.A. (1)	3.312.530	1.361.974
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	321.210	52.795
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	156.510	137.302
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)	1.975	2.932
Transportadora de Gas del Norte S.A. (1)	6.640	2.694
Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (1)	19.727	(2.201)
Compañía General de Combustibles Chile Ltda.	-	(5.856)
Compañía General de Combustibles Internacional Corp.	(210)	(678)
Total	3.818.382	1.548.962

(1) Incluye \$ 2.029.130, \$ 4.061, \$ 18.082 de ingresos por cambio de tenencia de Gasinvest S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Mercosur S.A., respectivamente, informados en Nota 30 (5).

h) Resultados financieros

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	92.190	73.101
Total	92.190	73.101
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(2.579.276)	(2.363.458)
Total	(2.579.276)	(2.363.458)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda</u>		
RECPAM (nota 3.1.a)	(1.434.550)	(198.773)
Total	(1.434.550)	(198.773)
<u>Otros resultados financieros</u>		
Resultado por medición a valor razonable de instrumentos financieros	(52.411)	23.019
Diferencias de cambio, netas	(807.480)	(5.323.089)
Otros egresos financieros	(63.601)	(172.955)
Total	(923.492)	(5.473.025)

NOTA 25 - RESULTADO POR ACCIÓN

	31.12.2019	31.12.2018
Resultado atribuible a los accionistas de la Sociedad	4.695.683	730.661
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	399.138	399.138
Resultado por acción básico y diluido (pesos)	11,765	1,831

La Sociedad no posee instrumentos con efecto dilutivo.

NOTA 26 - SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la Sociedad era controlada por Latin Exploration S.L.U. una compañía radicada en España. La controlante última del Grupo es Southern Cone Foundation, una fundación constituida en Liechtenstein.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 Latin Exploration S.L.U. posee el 70% de las acciones y derechos de voto de Compañía General de Combustibles S.A. y Sociedad Comercial del Plata S.A. el 30% restante.

a) A continuación se detallan los saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Otros créditos</u>		
<u>No corrientes:</u>		
Petronado S.A.	329.759	318.695
Total	329.759	318.695
<u>Corrientes:</u>		
Gasinvest S.A.	208.860	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	14.866	10.908
Total	223.726	10.908
<u>Deudas comerciales</u>		
Gasoducto Gas Andes S.A. (Argentina)	7.625	26.195
Corredor Americano S.A.	191.791	128.470
Total	199.416	154.665

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

- b) A continuación, se detallan las principales operaciones con partes relacionadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Sociedad	31.12.2019			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
Sociedades asociadas				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	-	-	1.870	-
Gasinvest S.A.	-	-	888.444	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	78.055	-	216.280	9.737
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	54.634	-
Otras sociedades				
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	1.328.315

Sociedad	31.12.2018			
	Venta de servicios	Intereses ganados	Dividendos cobrados	Servicios contratados
Sociedades asociadas				
Transportadora de Gas del Norte S.A.	3.658	-	358	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	61.967	-	52.431	-
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)	-	-	56.270	-
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	-	548	267.644	-
Otras sociedades				
Corredor Americano S.A. (1)	-	-	-	1.166.965

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

- c) Las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la Gerencia de la Sociedad y los miembros del Directorio, por los ejercicios económicos terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, asciende a \$ 568.292 y \$ 414.532, respectivamente.

NOTA 27 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS

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

	31.12.2019	31.12.2018
Impuesto a las ganancias del ejercicio		
Impuesto corriente	-	-
Impuesto diferido	(1.779.764)	(53.660)
Total impuesto a las ganancias	(1.779.764)	(53.660)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

	31.12.2019	31.12.2018
<u>Activo por impuesto diferido</u>		
Provisión para juicios	24.033	21.998
Provisión para pérdidas esperadas	167.581	169.017
Quebrantos impositivos	63.844	824.059
Inventarios	31.944	62.093
Otros	-	51.956
Total activo por impuesto diferido	287.402	1.129.123
<u>Pasivo por impuesto diferido</u>		
Propiedad, planta y equipo	(1.188.548)	(1.692.293)
Diferimiento de ajuste por inflación impositivo	(1.460.443)	-
Otros	(68.268)	(86.923)
Total pasivo por impuesto diferido	(2.717.259)	(1.779.216)
Total (pasivo) neto por impuesto diferido	(2.429.857)	(650.093)

Pasivo diferido neto:	Inicio	Movimientos del ejercicio	Cierre
Provisión para juicios	21.998	2.035	24.033
Provisión para pérdidas esperadas	169.017	(1.436)	167.581
Inventarios	62.093	(30.149)	31.944
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(1.692.293)	503.745	(1.188.548)
Diferimiento de ajuste por inflación impositivo	-	(1.460.443)	(1.460.443)
Quebrantos impositivos (*)	824.059	(760.215)	63.844
Otros	(34.967)	(33.301)	(68.268)
Total	(650.093)	(1.779.764)	(2.429.857)

(*) La Dirección de la Sociedad evalúa el recupero de los quebrantos tomando en consideración, entre otros elementos, la rentabilidad proyectada de los negocios y las estrategias de planificación fiscal atendiendo al plazo de prescripción de quebrantos. Toda la evidencia disponible, tanto positiva como negativa, debidamente ponderada, es considerada en el análisis. Al 31 de diciembre de 2019, los quebrantos impositivos de la Sociedad a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Monto
2018	2023	63.844
		63.844

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:

	31.12.2019	31.12.2018
Resultado antes de impuesto a las ganancias	6.475.447	784.321
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado del ejercicio	30%	30%
Subtotal	(1.942.634)	(235.296)
Efecto por cambio de la tasa impositiva (Nota 3.2.13.3)	-	42.513
Efecto de las diferencias permanentes y provisiones	162.870	139.123
Total por impuesto a las ganancias	(1.779.764)	(53.660)

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 28 - ARRENDAMIENTOS

Con fecha 1° de enero de 2019 la sociedad comenzó a aplicar la NIIF 16 de arrendamiento, pero no ha reexpresado la información comparativa de acuerdo a lo permitido por las disposiciones específicas de transición de la norma.

Al aplicar la NIIF 16, la Sociedad reconoció pasivos por arrendamiento que se midieron al valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontados utilizando la tasa de interés incremental del arrendamiento al 1° de enero de 2019. La tasa de interés aplicada a los pasivos por arrendamiento al 1° de enero de 2019 fue del 12%. Al 31 de diciembre de 2019 la tasa de interés aplicada fue del 11%.

La Sociedad renta equipos e instalaciones de producción. Los contratos suelen hacerse de uno a cuatro años y pueden tener opciones de extensión. Los términos de los contratos de arrendamientos se negocian sobre una base individual y contienen diversos términos y condiciones. Los arrendamientos se reconocen como un activo por derecho de uso y un pasivo correspondiente a la fecha en que el activo arrendado esté disponible para su uso por la Sociedad. El activo de derecho de uso se deprecia por el período de la vida útil bajo el método de línea recta.

Los pagos asociados a los arrendamientos de corto plazo (con un plazo de 12 meses o menos) y los arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen bajo el método de línea recta como un gasto en resultados.

Seguidamente se detallan los efectos de la adopción de la nueva política y el movimiento por el ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2019:

Derecho de uso de activos por arrendamiento reconocido al 1° de enero de 2019	834.522
Altas de derecho de uso durante el ejercicio 2019	722.827
Depreciación del derecho de uso de activos por el ejercicio 2019	(515.479)
Derecho de uso de activos por arrendamiento reconocido al 31 de diciembre de 2019	1.041.870
Deuda por arrendamientos reconocida al 1° de enero de 2019	834.522
Altas de derecho de uso durante el ejercicio 2019	722.827
Pagos por arrendamientos	(597.662)
Efecto diferencia de cambio por el ejercicio 2019	94.273
Efecto por descuento a valor actual por el ejercicio 2019	31.091
Deuda por arrendamientos al 31 de diciembre de 2019	1.085.051
<u>Clasificación al 31 de diciembre de 2019</u>	
Deudas por arrendamientos corriente	628.345
Deudas por arrendamientos no corriente	456.706

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 29 - 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 Áreas de exploración y explotación de Petróleo y Gas y Operaciones Conjuntas que se operan mediante UTES de exploración y producción de hidrocarburos. Al 31 de diciembre 2019 y 2018, se han utilizado los estados financieros e informes de gestión de los negocios conjuntos a dichas fechas. Seguidamente se exponen las Áreas de exploración y explotación de Petróleo y Gas, sobre las que la Sociedad tiene participación al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Cuenca	Area	% de participación	Operador	Duración Hasta	Actividad
Argentina					
Noroeste	Aguaragüe	5,00	Tecpetrol S.A.	2027	Exploración y explotación
Austral	El Cerrito	100,00	CGC	2033 / 2037 / 2053	Exploración y explotación
	Dos Hermanos	100,00	CGC	2027 / 2034 / 2037	Exploración y explotación
	Campo Boleadoras	100,00	CGC	2027 / 2033 / 2034	Exploración y explotación
	Campo Indio Este / El Cerrito	100,00	CGC	2028 / 2053	Exploración y explotación
	María Inés	100,00	CGC	2027 / 2028	Exploración y explotación
	Cóndor	100,00	CGC	2027	Exploración y explotación
	La Maggie	100,00	a)(1).1) CGC	2026 / 2027	Exploración y explotación
	Glencross	87,00	CGC	2033	Explotación
	Estancia Chiripa	87,00	CGC	2033	Explotación
	Tapi Aike	81,00	a)(1).2) CGC		Exploración
	Paso Fuhr	50,00	a)(2) CGC		Exploración
	Piedrabuena	100,00	CGC		Exploración
	Mata Amarilla		b)(2)		Exploración
Neuquina	Angostura		b)(1)		Exploración
Venezuela	Campo Onado	26,004	a)(3) Petronado S.A.	2026	Explotación
Guatemala	A-9-96		a)(4)		

a) Situación en Áreas de Petróleo y Gas

- (1) Con fecha 31 de octubre de 2017, la Sociedad suscribió con Echo Energy PLC. (“Echo Energy”) los acuerdos de inversión conjunta para la explotación de cuatro bloques en la cuenca Austral de la Provincia de Santa Cruz. Considerando estos acuerdos, en el ejercicio 2018 se constituyeron la UTE “Compañía General de Combustibles S.A. – ECO ENERGY CDL OP LTD SUC.ARG. – AREA CDL” para llevar adelante las operaciones conjuntas en las áreas Santa Cruz I – Fracciones C y D y Laguna de los Capones (“la Maggie”) y la UTE “CGC S.A. – ECO ENERGY TA OP LTD SUC.ARG. – TAPI AIKE” para llevar adelante las operaciones conjuntas en el área Tapi Aike.

Con fecha 17 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió dos acuerdos para modificar los términos de la inversión conjunta con Echo Energy:

- 1) Acuerdo de terminación de la Asociación para las concesiones de explotación sobre las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones (“la Maggie”). Tras invertir US\$ 17,5 millones en exploración durante el ejercicio 2018 en La Maggie, Echo Energy ha decidido no pasar al Segundo Periodo de Obligaciones, devolviendo el 50% de los derechos y obligaciones de los Bloques a CGC, quién asume el 100% de participación en las áreas y condona a Echo Energy de las obligaciones de inversión remanentes. Este acuerdo generó una

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

pérdida en términos reales en los resultados del ejercicio 2019 y 2018 de \$ 89.010 y \$ 121.001, respectivamente.

- 2) Acuerdo de modificación farmout para el área "Tapí Aike". Echo Energy reduce su participación en el bloque de 50% al 19% de los derechos y obligaciones derivados del permiso de exploración sobre el área Tapí Aike y abonará a partir de esta modificación, el 19% de costos e inversiones del plan de exploración básico para el primer período exploratorio. CGC asume una participación del 81% en el área Tapí Aike, cuyo permiso de exploración le fue otorgado a la Compañía mediante el Decreto N° 775, en el marco de la licitación del Instituto de Energía de Santa Cruz N° 01/17.
- (2) Con fecha 28 de febrero de 2019 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz adjudicó a CGC, junto con YPF el permiso de exploración en el área Paso Fuhr, ubicado en la provincia de Santa Cruz, en el margen oeste de la Cuenca Austral, donde el operador será CGC.
- (3) 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 (4)).
- (4) Area A-9-96 (Guatemala) - Con fecha 16 de julio de 2012 la Sociedad cedió la totalidad de los derechos y obligaciones de esta área a Quattro Exploration & Production. La autorización de la cesión se encuentra pendiente de aprobación en el Ministerio de Energía y Minas.

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

b) Cambios en las Áreas de Petróleo y Gas

- (1) Con fecha 18 de octubre de 2019 se acordó con President Energy PLC la cesión a título gratuito del 100% de los activos y compromisos de inversión relativos al Área Angostura. Esta cesión fue aprobada por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro en noviembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, considerando los términos del acuerdo, se ha imputado a gastos de exploración \$ 916.489 por el valor de los activos netos del área, y \$ 162.663 a Otros ingresos y egresos operativos, por el recupero de provisiones. Al 31 de diciembre de 2018 se había imputado a gastos de exploración una pérdida por \$ 236.513, correspondiente a costos geológicos y geofísicos no exitosos.

En el marco de la transacción con President Energy PLC se firmó un acuerdo de suscripción de acciones por US\$ 1.825 a ser aportados por la Sociedad en President Energy PLC. (US\$ 500 fueron aportados al momento de hacerse efectiva la transacción y US\$ 1.325 serán aportados entre el 25 de enero de 2020 y el 25 de julio de 2021). Al 31 de diciembre de 2019 se han registrado las acciones de President Energy PLC adquiridas por US\$ 500 a su valor de cotización en la cuenta inversiones a valores razonables. (Ver nota 13.b)1))

- (2) Con fecha 21 de diciembre de 2018 la Sociedad presentó ante el IESC la renuncia y reversión total del permiso de exploración de Mata Amarilla, área ubicada en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz. En consecuencia se dieron de baja las inversiones realizadas en dicha área por \$ 299.219 en el ejercicio 2018, imputándose a gastos de exploración.
- (3) Con fecha 30 de julio de 2018 se firmó con YPF S.A. (titular de la concesión) el cese del contrato de Servicio de Operación de extracción de hidrocarburos a Riesgo por el Área Sarmiento, ubicada en la provincia de Chubut. En consecuencia se dieron de baja en el ejercicio 2018 las inversiones activadas en el rubro propiedad, planta y equipos, efectuadas en dicha área.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se imputó a resultados (\$ 14.275) y \$ 18.625, respectivamente, en el rubro Otros ingresos y egresos operativos, correspondiente al efecto por la extinción de la Concesión.

c) Información relevante

A continuación se exponen los importes de los estados de situación financiera totales relacionados con las participaciones de la Sociedad en las operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los estados de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Activo No Corriente	979.741	364.381
Activo Corriente	148.460	63.204
Total Activo	<u>1.128.201</u>	<u>427.585</u>
Pasivo No Corriente	66.371	83.099
Pasivo Corriente	257.165	105.454
Total Pasivo	<u>323.536</u>	<u>188.553</u>
	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Pérdida operativa (*)	204.511	454.776
Pérdida neta (*)	177.630	589.528

(*) 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).

d) Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre de 2019, la participación de la Sociedad en los compromisos mínimos de estas áreas ascendía aproximadamente a US\$ 347,6 millones, de los cuales US\$ 274,0 millones corresponde a las áreas Condor, Campo Boleadoras y La Maggie de las concesiones fracciones A, B, C, y D del área Santa cruz I, Fracciones A y B del área Santa Cruz II y Laguna de los Capones, US\$ 48,0 millones al área Tapi Aike, US\$ 25,0 millones al área Paso Furh y US\$ 0,6 del área Piedrabuena.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 30 - SITUACION DE LAS COMPAÑIAS ASOCIADAS Y OTRAS SOCIEDADES

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

Sociedad	Ref.	% de participación	
		31.12.2019	31.12.2018
<u>Asociadas</u>			
Gasinvest S.A.	(1) (5)	50,0000	40,8574
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.		39,9999	39,9999
Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)		39,9999	39,9999
Andes Operaciones y Servicios S.A. (Chile)		50,0000	50,0000
Transportadora de Gas del Norte S.A.	(3) (5)	0,0569	0,0465
Transportadora de Gas del Mercosur S.A.	(2) (5)	15,7747	10,8988
<u>Otras Sociedades</u>			
Petronado S.A. (Venezuela)	(4)	26,0040	26,0040

- (1) Controlante de Transportadora de Gas de Norte S.A. con el 56,3538 %.
- (2) Los estados financieros de Transportadora Gas del Mercosur S.A. (TGM) indican que como consecuencia de la crisis energética que afecta al país y los problemas relacionados con el desabastecimiento interno en el mercado del gas, el Gobierno Nacional emitió un conjunto de medidas tendientes a restringir y limitar las exportaciones de gas. En este contexto, por dificultades en la disponibilidad de gas natural que afectan al único usuario de la capacidad de transporte del gasoducto de la Sociedad, la central térmica brasileña AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES U"), se han generado disputas contractuales entre TGM y su único cliente YPF S.A. ("YPF").

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

Este acuerdo establece la obligación de YPF de pagar a TGM en concepto de indemnización la suma de US\$ 107 millones en enero de 2018, más la suma de US\$ 7 millones en siete (7) cuotas anuales e iguales entre febrero de 2018 y febrero de 2024, como pago total y definitivo de todas las acciones arbitrales y legales, y reclamos que TGM pudiera tener contra YPF en virtud de los laudos arbitrales.

Con fecha 2 de enero de 2018, YPF canceló la cuota indemnizatoria del Acuerdo Transaccional por un monto de US\$ 107 millones.

En diciembre de 2017, TGM e YPF, celebraron un contrato de transporte bajo las condiciones especiales del Servicio de Transporte Interrumpible de Exportación ("STI"), con vigencia desde el 29 de diciembre de 2017 y hasta al 28 de diciembre de 2027. Como contraprestación por el STI, YPF pagará a la Sociedad US\$ 32 por cada mil metros cúbicos transportados. YPF se obliga irrevocablemente a pagar a TGM anualmente, desde el 2018 hasta el 2024, en concepto de pago a cuenta no reembolsable del precio contractual, la suma anual de US\$ 1.857.143, haya hecho uso o no del STI. Dicho pago a cuenta confiere a YPF el derecho a ejercer un derecho de make up gas entre 2018 y 2024.

- (3) Los estados financieros de Transportadora Gas del Norte S.A. (TGN) indican que en marzo de 2017 TGN celebró con el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") un Acuerdo de Readecuación de su Licencia (el "Acuerdo Integral") que fue ratificado y entró en vigencia con el dictado del Decreto N° 251 del 27 de marzo de 2018. De ese modo concluyó el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561. Las previsiones del Acuerdo Integral abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia. Asimismo, el Acuerdo Integral fijó las reglas para llevar adelante la revisión quinquenal de las tarifas de TGN, que entró en vigencia en marzo de 2018 para el período 2017 - 2021.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

En marzo de 2018 el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) llevada a cabo por dicho organismo a partir de marzo de 2016. Asimismo, la RTI establece que entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 TGN deberá ejecutar un Plan de Inversiones Obligatorias (“PIO”) por aproximadamente \$ 5.600 millones, monto que será ajustado en la misma proporción en que se ajusten las tarifas de TGN. TGN queda obligada a ejecutar tanto el monto de inversión comprometido, así como las obras previstas en el PIO. El marco regulatorio de la industria contempla la aplicación de mecanismos semestrales no automáticos de revisión tarifaria debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado. En septiembre de 2019, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 521/2019 (modificada por la Resolución 751/2019) difiriendo el ajuste semestral de tarifas que hubiera debido aplicarse a partir del 1° de octubre de 2019, hasta el 1° de febrero de 2020, y dispuso asimismo compensar a las licenciatarias con la revisión del PIO en la exacta incidencia de los menores ingresos derivados de la medida. Por consiguiente, entre octubre y diciembre de 2019 TGN presentó al ENARGAS propuestas de readecuación del PIO por un monto de \$ 459,2 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016). El 23 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que faculta al PEN a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de la Ley del Gas, por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un año.

TGN estima que las tarifas resultantes de cualquiera de dichos procesos se mantendrán en valores constantes a lo largo del tiempo para poder hacer frente a los gastos e inversiones que demandarán la operación y el mantenimiento de los gasoductos. No obstante, aclara que el resultante de la renegociación o revisión tarifaria previstas en la Ley de Solidaridad podría diferir significativamente de las estimaciones actuales, y no se anticipan resultados de la próxima revisión tarifaria quinquenal.

La Dirección de TGN monitorea permanentemente la evolución de las situaciones previamente mencionadas para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre la situación patrimonial y financiera de TGN.

La participación directa e indirecta de CGC en TGN asciende al 31 de diciembre de 2019 y 2018 al 28,23% y 23,07%, respectivamente.

- (4) En el mes de septiembre de 1997, se firmó el contrato por el cual el gobierno de Venezuela otorgó los derechos de exploración de Campo Onado por un plazo de veinte años a un consorcio integrado, entre otros, por Compañía General de Combustibles S.A., con una participación mayoritaria en el mismo. En el año 2005 el gobierno venezolano anunció la conversión obligatoria de los 32 convenios operativos celebrados por filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. (“PDVSA”) y empresas petroleras privadas entre 1992-1997, dentro de los cuales se encuentra Campo Onado. En agosto de 2006, como resultado de este proceso de migración, el Convenio Operativo del área Campo Onado se convirtió en la empresa mixta Petronado S.A.

CGC posee una participación accionaria en Petronado S.A. del 26,004%.

A raíz de la profunda crisis económica y política que atraviesa Venezuela, y con la expectativa que a partir del 2018 se reduciría aún más el volumen de divisas que se ofrecerían y/o aprobarían a través del sistema de control cambiario, se reconoció en 2018 una pérdida de \$ 25.130, que se registró en el rubro de resultados financieros por medición a valor razonable de instrumentos financieros para valorar la inversión en Petronado S.A. a su valor razonable en el rubro de inversiones no corrientes. Situación que se mantiene en el presente ejercicio.

El valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ascendió a 0.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

- (5) El 27 de julio de 2011 CGC y Tecpetrol Internacional S.L. ("Tecpetrol") en forma conjunta, iniciaron una demanda arbitral ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra Argentinean Pipeline Holding Company S.A. (APHC) - anteriormente denominada Petronas S.A. ("Petronas") - en la que reclamaban el incumplimiento de la demandada a los acuerdos de accionistas en relación con el ejercicio de preferencia que entendían existía 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) a RPM GAS S.A.

En junio de 2013 el tribunal arbitral emitió un laudo definitivo e inapelable declarando que la venta entre APHC y RPM GAS S.A. fue en violación del convenio de accionistas.

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 condenase a transferirles todas las acciones, créditos, derechos y obligaciones, objetos del CCA perfeccionado entre APHC y CGC/Tecpetrol.

A fin de resolver la cuestión, finalmente el diferendo se resolvió con un acuerdo de partes. Así con fecha 29 de octubre de 2019, las partes celebraron un acuerdo transaccional que puso fin al conflicto en el litigio "CGC y otros c/ R.P.M. Gas S.A. s. ordinario". En virtud de dicho acuerdo RPM le cedió y transfirió a CGC, 20.768.253 acciones clase B de Gasinvest S.A., 45.713 acciones clase B de TGN y 2.121.600 acciones clase B de TGM. Adicionalmente se acordó un pago en concepto de indemnización por los reclamos a RPM GAS S.A.

Considerando el acuerdo alcanzado el 29 de octubre de 2019, las participaciones de CGC en Gasinvest S.A., TGN y TGM ascienden al 50%, 0,0575% y 15,78% del capital y los votos, respectivamente.

Los resultados generados por los cambios de tenencia se detallan en la nota 24 g)(1). Estos resultados se generaron por la aplicación de la política de cambio de tenencias informada en Nota 3.2.2.2).

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

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 no existen bienes cuya disponibilidad se encuentre restringida, en adición a la constitución de prenda detallada en la nota 21.b).

Los principales compromisos asumidos por la Sociedad a través de pólizas de caución son:

- Póliza de caución a favor del Juzgado Nacional de primera instancia en lo comercial N° 18, secretaría N° 36, para garantizar la cancelación del crédito reconocido a la AFIP, en el marco del expediente 49.374 sobre el Concurso Preventivo de Compañía General de Combustibles S.A., el cual ha sido incluido en el plan de facilidades de pago regulado por la Ley N° 26.476.
- Compromisos de inversión asumidos en áreas de exploración con el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz por U\$S 102 millones; y
- Compromisos asumidos con el Ministerio de Energía y Minería de la Nación por \$ 3.669, millones en el marco de la Res N° 46-E/2017 y sus modificaciones.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.



(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

NOTA 32 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2019, 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, excepto por lo siguiente:

- a) Almacenamiento subterráneo de Gas Natural ("ASGN"): Con fecha 19 de febrero de 2020 la Sociedad inauguró el primer sistema de Almacenamiento subterráneo de Gas Natural en la Provincia de Santa Cruz con destino comercial. El Proyecto ASGN en Sur Río Chico, contempla para su concreción total una inversión de 50 millones de dólares y permitirá conservar gas natural en reservorios subterráneos ubicados a gran profundidad con numerosos beneficios. Se trata del segundo campo de almacenamiento de la Argentina y posibilitará que el gas producido por el Proyecto Sur Río Chico y no demandado, se inyecte en el ASGN durante la época de baja demanda y extraerlo durante el invierno, cuando la demanda es mayor.
- b) Obligaciones Negociables Clase 12, 13 y 14: Con fecha 6 de marzo de 2020 la Sociedad publicó el aviso de resultados de la suscripción de las Obligaciones Negociables Clase 12, 13 y 14 por US\$ 15.310, US\$ 14.343 y \$ 314.609. La fecha de emisión y liquidación será el 10 de marzo de 2020 con un precio de emisión del 100%. Las ONs Clase 12 y 13 devengan intereses a una tasa fija de 9,0 % y 8,5 % nominal anual, respectivamente, mientras que la ON Clase 14 devenga intereses a una tasa BADLAR más un margen de 5,0 % nominal anual. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado al vencimiento. Las ONs Clase 12 y 13 tienen fecha de vencimiento 10 de junio de 2021, mientras que la ON Clase 14 tiene fecha de vencimiento 10 de marzo de 2021.

Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tienen como destino principalmente la refinanciación de pasivos y también inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos en la provincia de Santa Cruz (Cuenca Austral); y la integración de capital de trabajo.

NOTA 33 - RESERVAS

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

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 2019 (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	1.115	6.193	247	2.458	1.362	8.651
Total	1.115	6.193	247	2.458	1.362	8.651

(a) En Miles de m3

(b) En Millones de m3 en 9.300 Kcal

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

INFORMACIÓN ADICIONAL A LAS NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

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

ESTADO FINANCIERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

(cifras expresadas en miles de pesos)

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

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

2) Créditos y deudas – Clasificación según su vencimiento

	Créditos		Deudas	
	Corrientes	No Corrientes	Corrientes	No Corrientes
Activos				
Sin plazo	61.581	-	-	-
Con plazo				
Vencidos	2.432.461	-	-	-
A vencer				
-Hasta 3 meses	4.785.071	-	4.962.000	-
-De 3 a 6 meses	1.958.566	-	1.481.159	-
-De 6 a 9 meses	495.384	-	1.189.660	-
-De 9 a 12 meses	487.271	-	1.189.827	-
-De 1 a 2 años	-	1.004.230	-	21.474.015
-De 2 a 3 años	-	290.748	-	988
-Más de 3 años	-	-	-	753
Total	10.220.334	1.294.978	8.822.646	21.475.756

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

	Créditos		Deudas	
	Corrientes	No Corrientes	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional	2.352.561	440.235	2.468.842	9.687
En moneda extranjera	7.867.773	854.743	6.353.804	21.466.069
Total	10.220.334	1.294.978	8.822.646	21.475.756
Devengan intereses	561.248	284.250	4.505.912	21.475.756
No devengan intereses	9.659.086	1.010.728	4.316.734	-
Total	10.220.334	1.294.978	8.822.646	21.475.756

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

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

- Clasificación según vencimiento:

	Corrientes	No Corrientes
Activos		
Con plazo		
Vencidos		
Petronado S.A.	-	329.759
A vencer		
-Hasta 3 meses		
Gasinvest S.A.	208.860	
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	14.866	-
Total	223.726	329.759
Pasivos		
Con plazo		
A vencer		
-Hasta 3 meses		
Corredor Americano S.A.	191.791	-
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.625	-
Total	199.416	-

- Clasificación según los efectos financieros que produce su mantenimiento:

	Saldos deudores	
	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	14.866	-
Total en moneda nacional	14.866	-
En moneda extranjera		
Gasinvest S.A.	208.860	
Petronado S.A.	-	329.759
Total en moneda extranjera	208.860	329.759
Total	223.726	329.759
Saldos acreedores		
	Corrientes	No Corrientes
En moneda nacional		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.625	-
Corredor Americano S.A.	191.791	-
	199.416	-
Saldos deudores		
	Corrientes	No Corrientes
No devengan intereses		
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	14.866	-
Gasinvest S.A.	208.860	
Petronado S.A.	-	329.759
Total	223.726	329.759
Saldos acreedores		
	Corrientes	No Corrientes
No devengan intereses		
Corredor Americano S.A.	191.791	-
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	7.625	-
Total	199.416	-

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

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

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

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

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

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

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

<u>Bienes cubiertos</u>	<u>Riesgo cubierto</u>	<u>Suma asegurada en miles de dólares</u>
Equipamiento, instalaciones y ductos utilizados en explotación y transporte (incluido stock de crudo en Terminal Punta Loyola).	Daños materiales	533.368
Daños causados a terceros por la actividad de la compañía o causados por el equipamiento, instalaciones y ductos utilizados en exploración y producción	Responsabilidad civil on shore	20.000
Responsabilidad Civil	RC: operador terminal portuaria	15.000
Pozos	Directores y Funcionarios	10.000
Seguro técnico	Control, reperforación, derrame	13.000
Integral de industria	Equipos de computación	496
	Oficinas Buenos Aires y Río Gallegos	3.915
Rodados	Responsabilidad civil hacia terceros y daños	3.080

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

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

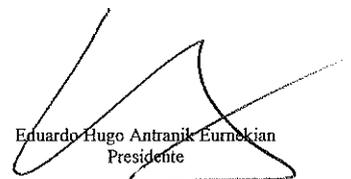
- 10.a) La Sociedad ha registrado provisiones, fruto de que está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales. Las mismas no superan el 2% del patrimonio.
- 10.b) No existen otras situaciones contingentes cuya probabilidad de ocurrencia no sea remota y cuyo efecto patrimonial no haya sido contabilizado en los presentes estados financieros.
- 11) No existen adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones.
- 12) No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
- 13) La Sociedad tiene restricciones a la distribución de dividendos a partir de la emisión de Obligaciones Negociables y la emisión de préstamos bancarios informados en la nota 21 a los estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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


Carlos Oscar Bianchi
Por Comisión Fiscalizadora


Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Presidente

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2019

La presente Reseña Informativa, que ha sido confeccionada en cumplimiento con lo dispuesto por las normas vigentes de la Comisión Nacional de Valores (Régimen Informativo Periódico – Título IV – Capítulo III – Artículo 4º), es complementaria de los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019.

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

1. Actividad de la Sociedad

Los resultados operativos de la Sociedad se ven afectados principalmente por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y derivados, las fluctuaciones en los costos operativos, las condiciones económicas en Argentina y las regulaciones gubernamentales.

2. Análisis del cuarto trimestre del ejercicio 2019

El EBITDA ajustado correspondiente al cuarto trimestre del año 2019, ascendió a \$4.730,1 lo que representa un aumento de \$587,8 respecto al cuarto trimestre del año 2019. Este incremento esta generado principalmente por mayores ingresos por ventas de gas y una reducción en los costos operativos.

La producción de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina durante el cuarto trimestre del año 2019 fue de 624,9 Mm3 equivalentes, con un incremento de 88,7 Mm3 (14,8%) con respecto a las cantidades producidas en el mismo período del año anterior.

Los hidrocarburos líquidos representaron un 14% y el gas natural el 86% del total producido.

Midstream: la Sociedad tiene una importante presencia en la actividad de transporte troncal de gas natural a través de sus participaciones en las empresas TGN, Gasoducto GasAndes y TGM. El volumen de gas transportado por estas empresas en el cuarto trimestre del año 2019 alcanzó los 6.230 millones de metros cúbicos, un 8% superior a igual período del año 2018.

Evolución de los Indicadores de la Sociedad

	4ºT 2019 (3 meses)	4ºT 2018 (3 meses)
EBITDA ajustado (miles de pesos)	4.730,1	4.142,3
Producción Petróleo (m3/día) (1) (2)	984,0	1.029,6
Producción Gas (Mm3/día) (2)	5.808,9	4.822,1
Producción equivalente de Petróleo y Gas (Mm3) (2)	624,9	544,2
Gas Transportado (MMm³)	6.230,0	5.767,0

(1) Incluye gas licuado de petróleo y gasolina.

(2) Areas de Argentina solamente. Equivalencia calórica (1.000 m3 de gas = 1 m3 de petróleo)

3. Situaciones relevantes

Del ejercicio: ver Punto V de la Memoria a los presentes estados financieros.
Posteriores al cierre del ejercicio: ver Nota 33 a los presentes estados financieros

2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior

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

3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior

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

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

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

5. Datos estadísticos comparativos con el ejercicio anterior

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

6. Índices comparativos con el ejercicio anterior

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

7. Breve comentario sobre perspectivas para el siguiente ejercicio

El actual contexto argentino está inmerso en un alto grado de incertidumbre a raíz de la reciente inestabilidad macroeconómica. Como se mencionó en la Memoria de estos Estados Financieros en el apartado de “Contexto Macroeconómico”, en el mes de agosto de 2019 el Gobierno argentino dispuso una serie de medidas económicas que desalentaron la producción y provocaron que se redujeran temporariamente actividades y se redefinieran proyectos de inversión para el año entrante, incertidumbre que se mantiene debido a la falta aún de señales claras sobre cuál será la política energética oficial del actual Gobierno.

En este escenario, CGC confía que el Gobierno Nacional defina en el corto plazo las condiciones del futuro con reglas claras que le den previsibilidad a la industria. En este entendimiento, CGC estima ejecutar en 2020 un plan de inversiones de alrededor de 150 millones de dólares, que incluye alrededor de 34 pozos, de los cuales 3 serán exploratorios a perforar en las áreas Piedrabuena, Tapi Aike y Paso Fuhr.

Durante el primer trimestre del 2020 CGC continúa realizando tareas de mejoras extractivas con un equipo de reparación de pozos, se están realizando trabajos de workover y pulling con el objeto de aumentar la producción.

El 20 de enero de 2020 comenzó la inyección de gas en el Almacenamiento subterráneo de gas natural Sur Río Chico (ASGN) ubicado en la cuenca Austral. Se trata del segundo campo de almacenamiento de la Argentina, el cual posibilitará que parte del gas producido

se inyecte en el ASGN durante la época de baja demanda y se extraiga durante el invierno, cuando la demanda de gas es mayor.

Actualmente se está inyectando gas por el pozo SRC-10, los parámetros de inyección, caudal y presión, están dentro de los rangos esperados. Se están monitoreando el comportamiento dinámico del almacenamiento a través del pozo SRC-4. Se espera continuar con la presurización del reservorio durante los próximos meses.

Para fines de marzo del 2020 se espera poner nuevamente en funcionamiento un equipo de perforación para reiniciar la perforación de pozos en la cuenca Austral.

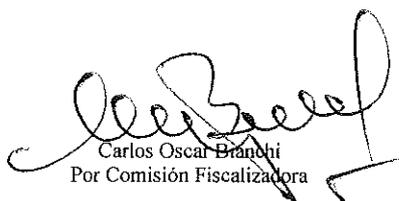
En materia de financiamiento, los esfuerzos continúan enfocados en la optimización de la estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a los objetivos de inversión.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
9 de marzo de 2020
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17


Carlos Oscar Branchi
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
CUIT: 30-50673393-2

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros de Compañía General de Combustibles S.A. (en adelante la "Sociedad") que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre 2019, el estado de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujo 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 2018, 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 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 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 adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), como fueron adoptadas en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica N° 32 y sus respectivas Circulares de Adopción. Dichas normas exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros se encuentran libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros 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, 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

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

significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros 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 mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Combustibles S.A. al 31 de diciembre 2019, su resultado integral y los flujos de efectivo 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 de Compañía General de Combustibles S.A. se encuentran asentados en el libro "Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros 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 y la información adicional a las notas a los estados financieros condensados intermedios requerida por el artículo 12 °, Capítulo III, Título IV de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular;
- d) al 31 de diciembre de 2019 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Compañía General de Combustibles S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a \$ 24.190.952; no siendo exigible a dicha fecha;
- e) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21°, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2019 representan:
 - e.1) el 88% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad por todo concepto en dicho ejercicio;
 - e.2) el 71% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - e.3) el 51% sobre el total de honorarios por servicios facturados a la Sociedad, sus sociedades controlantes, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;



f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Compañía General de Combustibles S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2020.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

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

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

Buenos Aires 10/03/2020 01 0T. 57 Legalización: N° 438460

LEGALIZAMOS, de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2. inc. d y j) y 20.488 (Art. 21 inc. i) la actuación profesional de fecha 09/03/2020 referida a BALANCE de fecha 31/12/2019 perteneciente a COMPAÑIA GRAL DE COMBUSTIBLES SA 30-50673393-2 para ser presentada ante y declaramos que la firma inserta en dicha actuación se corresponde con la que el Dr. RODRIGUEZ CANCELO ARAUJO HERNAN P 20-21478674-6 tiene registrada en la matrícula CP T° 0371 F° 009 que se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C. 236/88, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la tarea profesional, y que firma en carácter de socio de PRICE WATERHOUSE & CO. S. R. L. Soc. 2 T° 1 F° 17

N° H 3581345

LA PRESENTE LEGALIZACION NO ES VALIDA SI CARECE DEL SELLO Y FIRMA DEL SECRETARIO DE LEGALIZACIONES.

SECRETARÍA DE LEGALIZACIONES

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Señores Accionistas de
Compañía General de Combustibles S.A.

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

I) DOCUMENTOS EXAMINADOS

- a) Estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019.
- b) Estado del resultado integral correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2019.
- c) Estado de cambios en el patrimonio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2019.
- d) Estado de flujo de efectivo correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2019.
- e) Notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.
- f) Reseña informativa e Información adicional a las notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2019, requeridas por el apartado b.2) del art. 1º 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 2019.
- h) Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 2019.

II) ALCANCE DEL EXAMEN

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes establecidas por la Resolución Técnica N° 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren que el examen de los estados financieros se efectúe de acuerdo con las normas de auditoría vigentes establecidas en la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, e incluya la verificación de la congruencia de los documentos e información examinados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la Ley y los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en los ítems a) a e) del capítulo I, hemos efectuado una revisión de la auditoría efectuada por los auditores externos, Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe de acuerdo con las normas de auditoría de la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, con fecha 9 de marzo de 2020. 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 2019, hemos constatado que, respectivamente, estos documentos contengan, la información requerida por la Ley General de Sociedades N° 19.550, el apartado b.2) del art. 1° del Capítulo I, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013) y el art. N° 12 del Capítulo III, Título IV de las normas de la Comisión Nacional de Valores (N.T. 2013), siendo las afirmaciones sobre el marco económico en que se desarrolló la Sociedad, la gestión empresarial y hechos futuros, todas ellas incluidas en los documentos citados, responsabilidad exclusiva del Directorio de la Sociedad. Asimismo, en lo que respecta a los datos numéricos contables incluidos en los documentos citados, en lo que es materia de nuestra competencia, hemos constatado que tales datos surgen de los registros contables auxiliares de la Sociedad u otra documentación pertinente.

III) DICTAMEN

- a) En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Combustibles S.A. y sus sociedades al 31 de diciembre de 2019, su resultado integral y los flujos de efectivo 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 2019, 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.

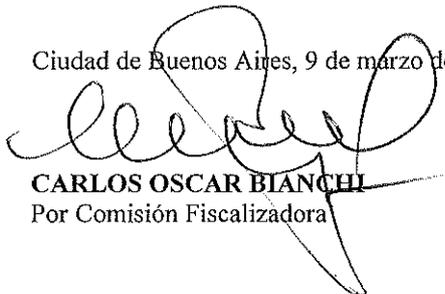
V) INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN C.D. N° 77/2011 DEL CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

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, 9 de marzo de 2020.



CARLOS OSCAR BIANCHI
Por Comisión Fiscalizadora