

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CONDENSADOS INTERINOS (No Auditados)



*Correspondientes a los tres y seis meses
terminados el 30 de Junio de 2016 y 2015*



Estados Interinos Consolidados Condensados de Pérdida

(En miles de Dólares de los Estados Unidos, excepto información por acción; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
		2016	2015	2016	2015
Ventas					
Ventas de petróleo y gas		\$ 375.438	\$ 647.367	\$ 831.354	\$ 1.379.679
Ventas de comercialización		965	55.366	1.880	122.902
Total ventas	3	376.403	702.733	833.234	1.502.581
Costo de operaciones					
Costos operativos de crudo y gas	4	219.784	311.643	487.547	659.407
Compra de crudo para comercialización (Underlift) overlift		665	52.747	1.506	116.763
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	5	(145)	(47.518)	(34.835)	13.287
Utilidad bruta		18.058	27.492	43.449	30.277
Agotamiento, depreciación y amortización		138.041	358.369	335.567	682.847
Generales y administrativos		145.891	397.739	376.483	804.158
Deterioro y gastos exploratorios	17	37.685	51.104	71.499	106.009
Compensación basada en acciones	22c	22.788	-	689.686	448.967
Costos de reestructuración	2	(5.297)	11.475	(8.503)	13.561
Pérdida operacional		47.940	-	64.720	-
Costos financieros	18	(110.966)	(101.949)	(858.318)	(689.848)
Ganancia en inversión patrimonial	15	(32.891)	(78.117)	(101.805)	(156.975)
Impuesto al patrimonio	6	29.526	13.901	56.373	31.354
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		-	-	(26.901)	(39.149)
Ganancia (pérdida) en contratos de gerencia de riesgo		8.518	(5.414)	5.179	(41.194)
Otros ingresos (gastos)		6.073	(68.470)	(107.472)	(68.637)
Pérdida neta antes de impuesto sobre la renta		2.210	(25.414)	44.420	(46.984)
Impuesto sobre la renta corriente	7	(97.530)	(265.463)	(988.524)	(1.011.433)
Impuesto sobre la renta diferido	7	(8.594)	(12.000)	(20.088)	(30.193)
Total del impuesto de renta (gasto) recuperación		(30)	64.158	1.516	103.845
Pérdida neta del período		(8.624)	52.158	(18.572)	73.652
Atribuible a:		\$ (106.154)	\$ (213.305)	\$ (1.007.096)	\$ (937.781)
Accionistas de la matriz		(118.654)	(226.377)	(1.019.603)	(948.633)
Interés no controlado		12.500	13.072	12.507	10.852
		\$ (106.154)	\$ (213.305)	\$ (1.007.096)	\$ (937.781)
Pérdida básica y diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	8	(0,38)	(0,72)	(3,24)	(3,03)

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y la Nota de Negocio en Marcha

Estados Interinos Consolidados Condensados de Pérdida Integral

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
		2016	2015	2016	2015
Pérdida neta del período		\$ (106.154)	\$ (213.305)	\$ (1.007.096)	\$ (937.781)
Otros resultados integrales (pérdida) no reclasificados a utilidades netas en periodos subsecuentes (efecto nulo de impuestos)					
Ajustes del valor razonable		190	245	190	(2.221)
Otros resultados integrales (pérdida) a ser reclasificados a utilidades netas en periodos subsecuentes (efecto nulo de impuestos)					
Diferencias en la cambio		16.460	(32.159)	42.490	(65.255)
Ganancia no realizada sobre coberturas de flujo de efectivo	24d	-	(40.222)	-	(29.831)
Pérdida no realizada sobre el valor temporal de las coberturas de flujo de efectivo		-	(24.684)	(99)	(6.934)
Pérdida (ganancia) realizada sobre coberturas de flujos de efectivo transferidos a utilidades	24d	(6.073)	37.632	(12.146)	370
		10.577	(59.188)	30.435	(103.871)
Pérdida integral total del período		\$ (95.577)	\$ (272.493)	\$ (976.661)	\$ (1.041.652)
Atribuible a:					
Accionistas de la matriz		\$ (111.800)	\$ (285.565)	\$ (999.179)	\$ (1.052.504)
Interés de la matriz no controlado		16.223	13.072	22.518	10.852
		\$ (95.577)	\$ (272.493)	\$ (976.661)	\$ (1.041.652)

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y la Nota de Negocio en Marcha

Estado Consolidado Condensado Interino de Situación Financiera

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Al 30 de junio 2016	Al 31 de diciembre 2015
ACTIVOS			
Corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 599.410	\$ 342.660
Efectivo restringido	2	89.777	18.181
Cuentas por cobrar	24b	307.104	517.997
Inventarios	10	71.953	27.411
Impuesto sobre la renta por cobrar		122.531	200.813
Gastos pagados por anticipado		2.456	5.424
Activo por gerencia de riesgo	24d	-	172.783
		1.193.231	1.285.269
No corriente			
Propiedades de petróleo y gas	11	971.424	1.818.719
Planta y equipo	13	65.494	118.230
Activos intangibles	14	27.910	40.877
Inversiones en asociadas	15	494.641	448.266
Otros activos	16	215.147	257.019
Efectivo restringido		22.852	17.741
		\$ 2.990.699	\$ 3.986.121
PASIVOS			
Corriente			
Cuentas por pagar y pasivos estimados	24c	\$ 861.529	\$ 1.216.891
Ingresos diferidos	9	-	74.795
Pasivo por gerencia de riesgo	24d	-	53.066
Impuesto sobre la renta por pagar		405	838
Préstamos y créditos	18	5.802.840	5.377.346
Porción corriente de obligaciones bajo arrendamiento financiero	19	4.503	13.559
Obligación por retiro de activos	20	3.172	3.449
		6.672.449	6.739.944
No corriente			
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	19	21.180	22.952
Pasivo por impuesto diferido	7	4.791	6.308
Obligación por retiro de activos	20	254.356	207.148
		\$ 6.952.776	\$ 6.976.352
DÉFICIT			
Acciones ordinarias	22a	\$ 2.615.788	\$ 2.615.788
Superávit de capital		124.150	124.150
Otras reservas		(232.137)	(252.561)
Déficit retenido		(6.606.356)	(5.586.753)
Patrimonio atribuible a los accionistas de la matriz		(4.098.555)	(3.099.376)
Interés no controlado		136.478	109.145
Total déficit		\$ (3.962.077)	\$ (2.990.231)
		\$ 2.990.699	\$ 3.986.121

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y la Nota de Negocio en Marcha

Estado Consolidado Condensado Interino de Cambios en el (Déficit) Patrimonio

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016

Atribuible a los accionistas de la matriz												
(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Nota	Acciones ordinarias	Superávit de capital	Déficit Retenido	Cobertura de flujo efectivo	Valor en el tiempo	Diferencia en cambio	Valor razonable de inversiones	Total	Interés no controlado	Total Pérdida	
Saldo al 31 de diciembre de 2015		\$ 2.615.788	\$ 124.150	\$ (5.586.753)	\$ 12.146	\$ 99	\$ (259.414)	\$ (5.392)	\$ (3.099.376)	\$ 109.145	\$ (2.990.231)	
Pérdida neta del período		-	-	(900.949)	-	-	-	-	(900.949)	7	(900.942)	
Otros ingresos comprensivos		-	-	-	(6.073)	(99)	19.742	-	13.570	6.288	19.858	
Total ingresos comprensivos		-	-	(900.949)	(6.073)	(99)	19.742	-	(887.379)	6.295	(881.084)	
Dividendos pagados al interés no controlado	15	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.618)	(14.618)	
Efecto de desconsolidación de subsidiaria	15	-	-	-	-	-	-	-	-	19.433	19.433	
Saldo al 31 de marzo de 2016		\$ 2.615.788	\$ 124.150	\$ (6.487.702)	\$ 6.073	\$ -	\$ (239.672)	\$ (5.392)	\$ (3.986.755)	\$ 120.255	\$ (3.866.500)	
Pérdida neta del período		-	-	(118.654)	-	-	-	-	(118.654)	12.500	(106.154)	
Otros ingresos comprensivos		-	-	-	(6.073)	-	12.737	190	6.854	3.723	10.577	
Total ingresos comprensivos		-	-	(118.654)	(6.073)	-	12.737	190	(111.800)	16.223	(95.577)	
Saldo al 30 de junio de 2016		\$ 2.615.788	\$ 124.150	\$ (6.606.356)	\$ -	\$ -	\$ (226.935)	\$ (5.202)	\$ (4.098.555)	\$ 136.478	\$ (3.962.077)	

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Atribuible a los accionistas de la matriz												
(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Nota	Acciones ordinarias	Superávit de capital	Déficit Retenido	Cobertura de flujo efectivo	Valor en el tiempo	Diferencia en cambio	Valor razonable de inversiones	Total	Interés no controlado	Total Patrimonio	
Saldo al 31 de diciembre de 2014		\$ 2.610.485	\$ 129.029	\$ (124.894)	\$ 5.100	\$ (7.806)	\$ (141.320)	\$ (2.957)	\$ 2.467.637	\$ 187.011	\$ 2.654.648	
Pérdida neta del período		-	-	(722.256)	-	-	-	-	(722.256)	(2.220)	(724.476)	
Otros ingresos comprensivos		-	-	-	(26.871)	17.750	(33.096)	(2.466)	(44.683)	-	(44.683)	
Total ingresos comprensivos		-	-	(722.256)	(26.871)	17.750	(33.096)	(2.466)	(766.939)	(2.220)	(769.159)	
Dividendos pagados al interés no controlado	15	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.164)	(13.164)	
Transacción con interés no controlado		-	(4.822)	-	-	-	-	-	(4.822)	2.679	(2.143)	
Saldo al 31 de marzo de 2015		\$ 2.610.485	\$ 124.207	\$ (847.150)	\$ (21.771)	\$ 9.944	\$ (174.416)	\$ (5.423)	\$ 1.695.876	\$ 174.306	\$ 1.870.182	
Pérdida neta del período		-	-	(226.377)	-	-	-	-	(226.377)	13.072	(213.305)	
Otros ingresos comprensivos		-	-	-	(2.590)	(24.684)	(32.159)	245	(59.188)	-	(59.188)	
Total ingresos comprensivos		-	-	(226.377)	(2.590)	(24.684)	(32.159)	245	(285.565)	13.072	(272.493)	
Transacción con interés no controlado		-	(84)	-	-	-	-	-	(84)	63	(21)	
Saldo al 30 de junio de 2015		\$ 2.610.485	\$ 124.123	\$ (1.073.527)	\$ (24.361)	\$ (14.740)	\$ (206.575)	\$ (5.178)	\$ 1.410.227	\$ 187.441	\$ 1.597.668	

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y la Nota de Negocio en Marcha

Estado Consolidado Condensado Interino de Flujos de Efectivo

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
		2016	2015	2016	2015
ACTIVIDADES OPERACIONALES					
Pérdida neta del período		\$ (106.154)	\$ (213.305)	\$ (1.007.096)	\$ (937.781)
Partidas que no afectan el efectivo:					
Agotamiento, depreciación y amortización		145.891	397.739	376.483	804.158
Deterioro y gastos exploratorios	17	22.788	-	689.686	448.967
Gasto actualización de provisiones		5.870	8.282	5.592	22.427
(Ganancia) pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgo		(6.073)	68.470	107.472	68.637
Compensación basada en acciones	22c	(5.297)	11.475	(8.503)	13.561
Pérdida en la cobertura de flujo de caja incluida en gastos operacionales	24d	-	12.767	-	26.250
Impuesto de renta diferido (recuperación)	7	30	(64.158)	(1.516)	(103.845)
(Ganancia) pérdida en diferencia en cambio no realizada		(13.225)	(26.621)	754	(36.274)
Ganancia en inversión patrimonial	15	(29.526)	(13.901)	(56.373)	(31.354)
Utilidad en pérdida de control		-	-	(15.597)	-
Dividendos de asociadas	15	-	-	40.839	25.666
Impuesto al patrimonio	6	(12.840)	(20.508)	14.061	18.641
Otros		(8.411)	8.306	(9.647)	19.967
Ingresos diferidos (liquidación no monetaria) recibidos	9	-	(320)	(75.000)	199.155
Cambios en el capital de trabajo no monetario	25	(1.363)	(70.915)	(105.191)	(341.918)
Efectivo neto provisto (usado) por actividades operacionales		\$ (8.310)	\$ 97.311	\$ (44.036)	\$ 196.257
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN					
Adiciones a propiedades de petróleo, gas y planta y equipo		(24.268)	(172.773)	(44.339)	(308.734)
Adiciones a activos para exploración y evaluación		(279)	(55.606)	(9.490)	(106.508)
Inversiones en asociados y otros activos		169	-	(8.753)	-
Aumento en efectivo restringido y otros		(50.133)	594	(71.525)	(65)
Recaudo del préstamo financiero a Bicentenario		-	-	-	17.216
Efectivo neto usado en actividades de inversión		\$ (74.511)	\$ (227.785)	\$ (134.107)	\$ (398.091)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN					
Pagos de deuda y arrendamiento		(5.009)	(5.113)	(34.321)	(512.025)
Costos de transacción		-	(57)	-	(5.475)
Retiros de línea de crédito rotativo		-	-	-	1.000.000
Financiamiento DIP y Garantías	18	480.000	-	480.000	-
Anticipos de deuda a corto plazo		-	-	-	125.000
Dividendos pagados al interés no controlado	15	-	-	(14.618)	(13.164)
Ganancias del ejercicio en opciones		-	36	-	36
Efectivo neto provisto (usado) por actividades de financiación		\$ 474.991	\$ (5.134)	\$ 431.061	\$ 594.372
Efecto de cambios en tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo		1.366	(299)	3.832	(1.748)
Cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo durante el período		393.536	(135.907)	256.750	390.790
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período		205.874	860.451	342.660	333.754
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período		\$ 599.410	\$ 724.544	\$ 599.410	\$ 724.544
Efectivo		\$ 568.898	\$ 341.426	\$ 568.898	\$ 341.426
Equivalentes de efectivo		30.512	383.118	30.512	383.118
		\$ 599.410	\$ 724.544	\$ 599.410	\$ 724.544

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y la Nota de Negocio en Marcha

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

1. Información Corporativa

Pacific Exploration and Production Corporation (la “Compañía”) es una compañía de petróleo y gas constituida y con domicilio social en Canadá y dedicada a la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural en Colombia, Perú, Brasil, Guatemala, Guyana y Belice. Con anterioridad al 19 de abril de 2016, las acciones ordinarias de la Compañía estaban registradas y públicamente se cotizaban en la Bolsa de Valores de Toronto (“TSX”) y en la Bolsa de Valores de Colombia. El 19 de abril de 2016, y como resultado de la firma del plan de reestructuración integral (Nota 2- “Acuerdo de Reestructuración Integral”), se suspendió la cotización de las acciones ordinarias de la Compañía en la TSX y en la Bolsa de Valores de Colombia y el 25 de mayo las acciones ordinarias de la Compañía fueron oficialmente removidas de la TSX. El domicilio social de la Compañía está ubicado en Suite 650 – 1188 West Georgia Street, Vancouver, British Columbia, V6E 4A2, Canadá, y la Compañía también posee oficinas corporativas en Toronto, Canadá y Bogotá, Colombia.

El Comité de Auditoría de la Junta Directiva autorizó la emisión de estos Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía el 11 de agosto de 2016.

2. Bases de la Preparación y Políticas Contables Significativas

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos para los tres y seis terminados el 30 de junio de 2016 han sido elaborados de conformidad con la NIC 34 Información Financiera Intermedia.

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos no incluyen toda la información ni todas las revelaciones requeridas en los estados financieros anuales y deben leerse conjuntamente con los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2015.

Supuesto de Negocio en Marcha

Estos Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos fueron preparados sobre la base de una Negocio en Marcha que contempla la realización de activos y la liquidación de pasivos a su vencimiento en el curso ordinario de los negocios, excepto por la revaluación al valor razonable de ciertos activos financieros y pasivos financieros de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Para los tres meses y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía incurrió en una pérdida neta de \$106 millones y \$ 1.007 millones respectivamente y al 30 de junio de 2016 tenía un patrimonio negativo de \$3.962 millones (31 de diciembre de 2015: \$2.990 millones).

El 14 de enero de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el período de gracia de 30 días que otorgan los prospectos de emisión de los bonos y no realizar el pago de la suma acumulada de \$66.2 millones en intereses sobre los Bonos Senior de Septiembre de 2014 y los Bonos Senior de Noviembre de 2013 (Nota 18) en su vencimiento con fecha del 19 de enero de 2016 y el 26 de enero de 2016 respectivamente. La omisión de dicho pago constituye un evento de incumplimiento bajo los prospectos de emisión de bonos aplicables, efectivo el 25 de febrero de 2016, con respecto a los Bonos Senior de Septiembre de 2014, y el 18 de febrero de 2016 con respecto a los Bonos Senior de Noviembre 2013.

El 28 de marzo de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el período de gracia de 30 días que otorgan los prospectos de emisión de los bonos y no hacer el pago de la suma acumulada de \$25.6 millones en intereses sobre los Bonos Senior de Marzo de 2013 (Nota 18) en su vencimiento con fecha del 28 de marzo de 2016. La omisión del pago de dichos intereses el 27 de abril de 2016 constituyó un evento de incumplimiento bajo los prospectos de emisión de bonos aplicables.

La Compañía también ha incumplido varios “covenants” mínimos de calificación crediticia con respecto a ciertos acuerdos operacionales anteriormente celebrados, esto como resultado de la baja en la calificación crediticia de la Compañía durante el 2015. En consecuencia, las contrapartes de estos acuerdos operacionales tienen la opción de exigir una serie de acciones que incluyen el otorgamiento de cartas de crédito e imposición de sanciones. Se han concedido exenciones relacionadas con estos “covenants” de calificación crediticia, véase la Nota 21 para más detalles. No hay

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

garantía de que la Compañía podrá negociar con éxito modificaciones a los requisitos mínimos de calificación crediticia u obtener futuras prórrogas a estas exenciones.

Aunque la Compañía ha puesto en marcha su plan integral de reestructuración de sus deudas a largo plazo (según se explica más adelante en el “**Acuerdo de Reestructuración Integral**”), no hay certeza sobre la capacidad de la Compañía de reestructurar de manera exitosa sus deudas a largo plazo, reformar los acuerdos operacionales necesarios para eliminar los “covenants” de calificación crediticia, si continúan los precios bajos del petróleo, negociar con éxito la venta de sus activos no esenciales o generar un flujo de caja positivo en las condiciones de precios bajos del petróleo y en consecuencia, existen incertidumbres importantes que pueden aportar dudas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Estos estados financieros no incluyen ajustes con respecto a la recuperabilidad y clasificación de los activos y pasivos registrados y los gastos relacionados que pueden ser necesarios en caso de que la Compañía no pueda continuar como negocio en marcha y por lo tanto le sea necesario realizar sus activos y liquidar sus pasivos y compromisos de manera diferente al curso normal de los negocios y por montos diferentes a aquellos expresados en los estados financieros consolidados. Dichos ajustes pueden ser materiales.

Acuerdo de Reestructuración Integral

El 19 de abril de 2016, la Compañía con el apoyo de ciertos tenedores de los Bonos Senior y prestamistas bajo sus facilidades de crédito, celebraron un acuerdo con The Catalyst Group Inc. (“**Catalyst**”) con respecto a una reestructuración financiera integral (la “**Transacción de Reestructuración**”). Bajo los términos del acuerdo, el capital total de la deuda a largo plazo de la Compañía será intercambiado por acciones comunes de la Compañía reorganizada. Adicionalmente, Catalyst y ciertos tenedores de Bonos Senior preferentes proporcionarán nuevo financiamiento en efectivo para recapitalizar la Compañía.

El 27 de abril de 2016, la Compañía incluyendo algunas de sus subsidiarias directas e indirectas obtuvieron una Orden Inicial de la Corte Superior de Justicia de Ontario bajo la Ley de Arreglos con Acreedores de Compañías (“**CCAA**”), en relación con el Plan de Reestructuración.

La Transacción de Reestructuración incluye los siguientes aspectos clave que serán implementados por medio de acuerdos de conformidad con la CCAA en Canadá, en conjunto con los procedimientos apropiados que se realizarán en Colombia y en los Estados Unidos:

- Las operaciones de la Compañía continuarán normalmente y se cumplirán todas las obligaciones con los proveedores, socios comerciales y contratistas.
- Las acciones ordinarias en circulación de la Compañía podrán ser canceladas o estarán sujetas a una dilución extensiva como resultado de las acciones ordinarias que serán emitidas.
- Las obligaciones con los acreedores de la Compañía con respecto a los \$4,1 billardos de los Bonos Senior y \$1,2 billardos de las facilidades de crédito (los “**Acreedores Afectados**”) se extinguirán en su totalidad y serán intercambiadas por el 58.2% de acciones ordinarias de la compañía reorganizada.
- Una Financiación de deudor en posesión por \$500 millones de capital (“**Financiación DIP**”) garantizada por los activos de la Compañía (Nota 18).
- Tras la implementación de la Transacción de Reestructuración, los Acreedores afectados tendrán derecho a recibir efectivo en lugar de hasta el 25% de las acciones ordinarias totalmente diluidas de la compañía reorganizada que hubiesen tenido derecho a recibir (la “**Oferta de Salida en Efectivo**”), y Catalyst está obligada suscribir el mismo número de acciones ordinarias que se hayan elegido en virtud de la oferta de dinero en efectivo, por un precio total de la suscripción de al menos \$200 millones o una cantidad mayor en efectivo que Catalyst pueda acordar.

Cuenta Colateral en Efectivo DIP

El 22 de junio de 2016 de conformidad con el Acuerdo de Reestructuración Integral fueron depositados los fondos relacionados con la Financiación DIP en una cuenta bancaria canadiense a nombre de la Compañía y están sujetos a ciertas condiciones que incluyen las siguientes:

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

- La Compañía deberá mantener en todo momento antes de la finalización de la transacción de reestructuración un mínimo operativo de efectivo sin restricciones de \$200 millones.
- Todo el dinero efectivo no restringido producto de las operaciones que exceda \$100 millones que permanezcan en las cuentas en efectivo de la Compañía, excluyendo el que esté en la Cuenta Colateral de Efectivo de DIP al final de cada semana, será depositado en la cuenta de Fideicomiso de dinero efectivo de DIP.
- Si al final de cada semana el saldo en efectivo sin restricción de operaciones en las cuentas en efectivo de la Compañía, excluyendo el que está en la cuenta de Colateral de Efectivo del DIP es debajo de \$100 millones, un retiro será hecho de la cuenta de Colateral de Efectivo DIP en la cantidad requerida para volver a \$100 millones.

Garantía para los Acreedores Colombianos Afectados

El 10 de junio de 2016, la Superintendencia de Sociedades de Colombia (la “**Superintendencia**”) otorgó una orden en virtud de la Ley 1116, por medio de la cual se reconocen el proceso CCAA como el principal proceso en el extranjero de la Transacción de Reestructuración. La Superintendencia igualmente autorizó el otorgamiento de una garantía respaldada por las sucursales en Colombia en conexión con el Financiamiento DIP y resolvió que \$50 millones se mantuvieran en fideicomiso hasta la conclusión de la Transacción de Reestructuración y como Garantía para los Acreedores Colombianos Afectados (“**Garantía para los Acreedores Colombianos Afectados**”). La Compañía reconoció los \$50 millones como efectivo restringido.

El objetivo de la Transacción de Reestructuración es asegurar la viabilidad a largo plazo de la Compañía. No existe garantía de que la Transacción de Reestructuración será exitosa ni de que se obtengan todas las aprobaciones regulatorias pertinentes y requeridas por parte de los acreedores y la corte.

Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía incurrió en costos de \$47,9 millones y \$64,7 millones relacionados con la firma del Acuerdo de Extensión y el Acuerdo de Reestructuración Integral. Estos costos de reestructuración fueron generados principalmente por el nombramiento de asesores financieros independientes para apoyar las negociaciones en curso y asesorar a todas las contrapartes involucradas.

En los gastos de reestructuración se encuentran provisionados unos bonos relacionados con la retención de ciertos empleados de la Compañía como parte de la Orden de Inicial de CCAA.

Juicios Críticos en la Aplicación de Políticas Contables

Patrocinador e Inversionista Financiamiento DIP

Los \$500 millones de Financiamiento DIP se emitieron el 22 de junio de 2016. El Financiamiento DIP incluye varias características incluyendo la conversión en nuevas acciones ordinarias, intercambiado por un nuevo conjunto de bonos y también la compra de acciones adicionales ejercitables por nuevas acciones comunes (Nota 18). La Compañía fue obligada a valorar si las diversas funciones que incluyen las garantías y la función de conversión iban a ser reconocido como un pasivo financiero bajo NIIF 9 (2013) o como patrimonio de acuerdo con la NIC 32. La Compañía fue requerida para aplicar el juicio para determinar si el concepto de “arreglo por arreglo” es aplicable como el criterio para concluir sobre la clasificación de la característica de conversión y las garantías. En la aplicación de este concepto la Compañía determinó que ningún valor se asigna a un componente de patrimonio.

CGX

La Compañía fue obligada a aplicar su juicio para evaluar si se retuvo el control de CGX Energy Inc. (“**CGX**”) después de que su participación se redujo a menos del 50% durante el primer trimestre del 2016 y ya no tenía la mayoría de los derechos de voto. En la determinación de control, la Compañía analizó si tenía derechos adicionales que son suficientes para darle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de CGX, incluidos los derechos de voto potenciales a los derechos derivados de los acuerdos contractuales. Sobre la base de este análisis, se determinó que ninguno de los derechos adicionales que posee la compañía, eran sustantivos y como resultado, la Compañía no tenía control sobre CGX y esta fue desconsolidada.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Incertidumbre de Estimación y Supuestos

Propiedades de petróleo y gas

Las propiedades de petróleo y gas son amortizadas usando el método de unidades de producción. Durante el año 2016, en la aplicación del método de unidad de producción, las propiedades de petróleo y gas en general son agotadas sobre las reservas probadas, en comparación con el 2015, cuando eran agotadas sobre las probadas y probables. Adicionalmente en 2016, el método de agotamiento para los campos Rubiales y Piriri fueron cambiados al método de línea recta en anticipación a la devolución de estos campos el 30 de junio de 2016. El cálculo de la tasa de amortización por unidad de producción podría verse afectada en la medida en que la producción efectiva en el futuro sea diferente de la producción pronosticada en base a las reservas probadas. Generalmente, este sería el resultado de los cambios significativos en cualquiera de los siguientes:

- Cambios en las reservas;
- El efecto sobre las reservas de las diferencias entre los precios reales de los productos básicos y los supuestos de los precios de los productos básicos; y/o
- Problemas operativos imprevistos.

Terminación del contrato de Rubiales y Piriri

El 30 de junio de 2016 el acuerdo de operación conjunta de los campos Rubiales y Piriri terminó y los campos fueron devueltos a Ecopetrol S.A (“**Ecopetrol**”) y los contratos asociados fueron terminados. Conforme a las reglas de terminación contenidas en los acuerdos, Ecopetrol asumirá operaciones directas y conservará el 100 % de los derechos sobre los campos. En años anteriores, la Compañía, en anticipación a la devolución de estos campos ha reconocido una provisión de su obligación de terminación. Como resultado de la terminación de los contratos, la Compañía ha registrado adicionalmente \$9,4 millones en obligaciones relacionadas con la devolución de los campos. Las obligaciones se relacionan principalmente con la participación de los compromisos ambientales, costos de abandono y otras actividades de operación de la Compañía. Para reconocer estas obligaciones, fueron usadas ciertas suposiciones de distribución costos esperados y futuros a proveedores y gastos a contratista, tales suposiciones podrían ser afectadas por los siguientes resultados:

- Cambios de las tasas de moneda extranjera
- Cambios en el calendario de futuras actividades o flujos de caja
- Cambios políticos imprevistos o legislación

Nuevas Normas, Interpretaciones y Enmiendas Adoptadas por la Compañía

Las políticas contables adoptadas en la elaboración de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos son consistentes con aquellas aplicadas en la elaboración de los Estados Financieros Anuales Consolidados de la Compañía para el año finalizado el 31 de diciembre de 2015, exceptuando la adopción de nuevas normas e interpretaciones efectivas a partir del 1 de enero de 2016, que tienen o pueden tener de manera razonable un impacto sobre la Compañía como se describe a continuación:

Reformas a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos: Contabilidad para la Adquisición de Participaciones en Operaciones Conjuntas

Las reformas a la NIIF 11 requieren que la contabilidad de un operador conjunto para la adquisición de una participación en una operación conjunta, en la cual la actividad de la operación conjunta constituya un negocio, debe aplicar los principios pertinentes de la NIIF 3 *Combinación de Negocios* para la contabilidad de la combinación de negocios. Las reformas también clarifican que una participación previamente mantenida en una operación conjunta no se remide al momento de la adquisición de una participación adicional en la misma operación conjunta si se retiene el control conjunto. Adicionalmente, una exclusión de ámbito ha sido agregada a la NIIF 11 para especificar que las reformas no aplican cuando las partes que comparten el control conjunto, incluyendo la entidad que reporta, están bajo el control común de la dominante principal del grupo. Las reformas aplican tanto a la adquisición de la participación inicial en una operación

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

conjunta como a la adquisición de cualquier participación adicional en la misma operación conjunta y es prospectivamente efectiva para periodos anuales iniciando en o después de enero 1 de 2016, y donde se permite la adopción anticipada. Estas reformas no generan impacto alguno sobre la Compañía debido a que no se adquirieron intereses en operaciones conjuntas durante el período.

NIC 34 Información Financiera Intermedia

La reforma clarifica que las revelaciones intermedias requeridas deben incluirse ya sea en los estados financieros condensados interinos o incorporados por referencia entre los estados financieros interinos y donde quiera que estos sean incluidos dentro de los estados financieros interinos.

La otra información dentro de los estados financieros condensados interinos debe estar disponible a los usuarios bajo los mismos términos que los estados financieros condensados interinos y al mismo tiempo. La reforma debe ser aplicada retrospectivamente y no tuvo ningún impacto en la Compañía.

Normas Emitidas pero Aún No Vigentes

NIIF 9 Instrumentos Financieros

Clasificación y medición de los activos financieros

Todos los activos financieros son medidos al valor razonable al momento de su reconocimiento inicial, ajustado por los costos de la transacción, sí el instrumento no es contabilizado a su valor razonable con cambios en resultados (“FVTPL” por sus siglas en inglés). Los instrumentos de deuda son subsecuentemente medidos al FVTPL, costo amortizado, o valor razonable con cambios en otros resultados integrales (“FVOCI” por sus siglas en inglés), en base a su flujo de efectivo contractual y el modelo de negocios bajo el cual son mantenidos los instrumentos de deuda. Existe una opción del valor razonable (“FVO” por sus siglas en inglés) la cual permite que los activos financieros al momento de su reconocimiento inicial sean designados como FVTPL si dicha acción elimina o de manera significativa reduce un desfase contable. Los instrumentos de patrimonio son generalmente medidos al FVTPL. Sin embargo, las entidades tienen una opción irrevocable en base a cada instrumento en particular de presentar cambios en el valor razonable de los instrumentos que no son mantenidos para negociar en otros resultados integrales (“OCI” por sus siglas en inglés) sin la necesidad de realizar una reclasificación subsecuente en los resultados.

Clasificación y medición de pasivos financieros

Para pasivos financieros designados como FVTPL utilizando el FVO, el monto del cambio en el valor razonable de dichos pasivos financieros que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio debe ser presentado en OCI. El resto del cambio en el valor razonable es presentado en los resultados, a menos que la presentación del cambio del valor razonable en OCI con respecto al riesgo crediticio del pasivo pueda generar o aumentar el desfase contable en los resultados. Todos los otros requisitos de clasificación y medición de la NIC 39 *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*, para los pasivos financieros se han trasladado a la NIIF 9, incluyendo las reglas de separación de los derivados embebidos y los criterios para el uso de la FVO.

Deterioro

Los requisitos del deterioro se basan en un modelo de pérdida por impago (“ECL” por sus siglas en inglés) que reemplazan al modelo de pérdida incurrida de la NIC 39. El modelo ECL aplica a instrumentos de deuda contabilizados al costo amortizado o al FVOCL, la mayoría de los compromisos de préstamos, contratos de garantías financieras, activos por contratos bajo la NIIF 15 *Ingresos Provenientes de Contratos con Clientes* y los derechos de cobro por arrendamiento bajo la NIC 17 *Arrendamientos*. Generalmente se requiere que las entidades reconozcan un ECL a 12 meses al momento del reconocimiento inicial (o cuando se suscribe el compromiso o garantía) y en lo sucesivo mientras no exista un deterioro significativo en el riesgo de crédito. Sin embargo, si existe un aumento significativo en el riesgo de crédito ya sea individual o colectivamente, entonces se requiere que las entidades reconozcan un ECL a perpetuidad. Para créditos comerciales, puede aplicarse un método simplificado, por medio del cual los ELC a perpetuidad siempre son reconocidos.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

La Compañía adoptó previamente NIIF 9 (2013) y los planea adoptar las modificaciones a la NIIF 9 (2014) en la fecha efectiva y está en el proceso de la evaluación del impacto en sus estados financieros consolidados. Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del primer de enero de 2018.

Se permite la aplicación rápida para notificar períodos que comiencen después de la emisión de la NIIF 9 el 24 de julio 2014 en la aplicación de todos los requisitos de esta norma, al mismo tiempo. Alternativamente, las entidades pueden optar por aplicar los principios sólo los requisitos para la presentación de las ganancias y pérdidas en los pasivos financieros designados como FVTPL sin aplicar los demás requisitos de la norma.

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15, reemplaza todos los requisitos de ingresos existentes en las NIIF (NIC 11 *Contratos de Construcción*, NIC 18 *Ingresos*, CINIIF 13 *Programas de Fidelización de Clientes*, CINIIF 15 *Acuerdos para la Construcción de Inmuebles*, CINIIF 18 *Transferencias de Activos Procedentes de Clientes* y SIC 31 *Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad*) y aplica a todos los ingresos generados de contratos con clientes, a menos que los contratos estén bajo el ámbito de otras normas, como la NIC 17. Sus requisitos también suministran un modelo para el reconocimiento y medición de ganancias y pérdidas a la enajenación de ciertos activos no financieros, incluyendo propiedades, equipo y activos intangibles. La norma describe los principios que debe aplicar una entidad para medir y reconocer los ingresos. El principio fundamental es que una entidad reconocerá los ingresos en un monto que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes y servicios a un cliente.

Los principios de la NIIF 15 se aplicarán utilizando un modelo de cinco-pasos:

1. Identificar el o los contrato(s) con un cliente
2. Identificar las obligaciones de servicio en el contrato
3. Determinar el precio de la transacción
4. Asignar el precio de la transacción a las obligaciones de servicio en el contrato
5. Reconocer los ingresos cuando (o en la medida) que la entidad satisface una obligación de servicio

La norma exige a las entidades a aplicar criterios, teniendo en cuenta todos los hechos y circunstancias pertinentes al aplicar cada paso del modelo a los contratos con clientes. La norma igualmente especifica como contabilizar los costos incrementales de obtener un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. La NIIF 15 provee directrices de aplicación con el fin de apoyar a las entidades a aplicar sus requisitos a ciertos acuerdos comunes, incluyendo licencias de propiedad intelectual, garantías, derechos de devolución, retribuciones del principal versus el agente, opciones de bienes y servicios adicionales y rompimiento. La nueva norma aplica para períodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2018. Las entidades pueden elegir aplicar la norma utilizando un método totalmente retrospectivo, donde se proporcionan algunas exenciones limitadas, o un método retrospectivo modificado. Se permite la aplicación anticipada y esta debe ser revelada.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIIF 16 Arrendamientos

El ámbito de la NIIF 16 incluye arrendamientos de todos los activos, con ciertas excepciones. Un arrendamiento se define como un contrato, o parte de un contrato que implica el derecho a usar un activo (el activo subyacente) por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. La NIIF 16 exige a los arrendatarios contabilizar todos los arrendamientos bajo un único modelo del balance de la misma manera que los arrendamientos financieros bajo la NIC 17. La norma incluye dos excepciones de reconocimiento para los arrendamientos – arrendamientos de activos de ‘bajo valor’ (ej., computadoras personales) y arrendamientos a corto plazo (ej., arrendamientos con plazos de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo por los pagos del arrendamiento (ej., pasivo por arrendamiento) y un activo el cual representa el derecho de utilizar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (ej., derecho de uso del activo). Se exige que los arrendatarios reconozcan por separado los gastos por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto de depreciación en el activo sobre el cual posee el derecho de uso. Se exige que los

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

arrendatarios revaloren el pasivo por arrendamiento al momento de ocurrir ciertos eventos (ej., cambios en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento como resultado de un cambio en un índice o tarifa utilizada para determinar dichos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la revaloración del pasivo por arrendamiento como un ajuste en el activo sobre el cual posee el derecho de uso. La contabilidad del arrendador se mantiene sustancialmente sin cambios en comparación con la contabilidad actual bajo la NIC 17. El arrendador continuará clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación establecido en la NIC 17 y hará una distinción entre dos tipos de arrendamientos: arrendamientos financieros y operativos: la nueva norma aplicará para periodos anuales comenzando el 1 de enero de 2019. Un arrendatario puede elegir aplicar la norma utilizando ya sea un método de transición retrospectivo total o modificado. Las disposiciones de transición de la norma permiten ciertas excepciones. Se permite la aplicación anticipada, pero no antes de que la entidad aplique la NIIF15.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Las reformas a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo son parte de la Iniciativa de Revelaciones de la IASB y exigen a una entidad a presentar revelaciones que permitan a los usuarios de sus estados financieros evaluar los cambios en los pasivos generados por las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios generados por los flujos de efectivo como los cambios en partidas distintas a efectivo. Las reformas son efectivas por periodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2017, se permite la aplicación anticipada.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIC 12 Impuesto a las Ganancias

La IASB emitió reformas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias para clarificar la contabilidad de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos al valor razonable. Las reformas clarifican que una entidad debe considerar si la legislación tributaria restringe las fuentes de beneficios imponibles contra los cuales pueda hacer deducciones a la reversión de esa diferencia temporaria deducible. Adicionalmente, las reformas ofrecen directrices sobre la manera como una entidad debe determinar beneficios imponibles futuros y detalla bajo cuales circunstancias los beneficios imponibles pueden incluir la recuperación de algunos activos por un monto mayor de su valor en libros. Las reformas son efectivas para periodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2017. Se exige a las entidades aplicar las reformas retrospectivamente. Sin embargo, al momento de la aplicación inicial de las reformas, los cambios en el patrimonio inicial del ejercicio comparativo más antiguo pueden ser reconocido en la utilidad retenida inicial (o en algún otro componente del patrimonio, según proceda), sin asignar el cambio entre la utilidad retenida inicial y otros componentes del patrimonio. Las entidades que aplican esta excepción deben revelar el hecho. Se permite la aplicación anticipada. Igualmente la entidad debe revelar si aplica las reformas a un ejercicio anterior.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

3. Información por Segmentos

La Compañía está organizada en unidades de negocios basadas en los principales tipos de actividades y tiene dos segmentos de reporte al 30 de junio de 2016: exploración, desarrollo y producción de crudo y gas en Colombia y Perú. Los activos y operaciones de la Compañía en otros países están en las etapas iniciales de desarrollo y no son significativos, por lo tanto, no son considerados un segmento reportable al 30 de junio de 2016. La Compañía gestiona sus operaciones de manera que reflejen las diferencias en los ambientes regulatorios y los factores de riesgo de cada país.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Al 30 de junio de 2016	Canadá	Colombia	Perú	Papua Nueva Guinea	Guatemala	Belice	Otros	Total
Efectivo y equivalente a efectivo	\$ 489.854	\$ 103.370	\$ 3.989	\$ -	\$ 464	\$ 382	\$ 1.351	\$ 599.410
Activos no corrientes	28.657	1.564.995	140.409	53.012	-	-	10.395	1.797.468

Al 31 de diciembre de 2015	Canadá	Colombia	Perú	Papua Nueva Guinea	Guatemala	Belice	Otros	Total
Efectivo y equivalente a efectivo	\$ 157.505	\$ 154.296	\$ 9.563	\$ -	\$ 490	\$ 1.064	\$ 19.742	\$ 342.660
Activos no corrientes	20.014	2.414.168	200.795	50.094	-	-	15.781	2.700.852

Los siguientes son los componentes seleccionados del Estado Consolidado Interino de Pérdidas por segmento de reporte:

Tres meses terminados al 30 de junio de 2016	Colombia	Perú	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 368.295	\$ 7.143	\$ -	\$ -	\$ 375.438
Ventas de comercialización	-	965	-	-	965
Costos operativos de crudo y gas	207.573	12.211	-	-	219.784
Compra de crudo para comercialización	665	-	-	-	665
Underlift	(145)	-	-	-	(145)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	18.058	-	-	-	18.058
General y administrativos	23.093	2.007	6.924	5.661	37.685
Costos de restructuración	437	85	46.414	1.004	47.940
Agotamiento, depreciación y amortización	141.916	1.777	61	2.137	145.891
Deterioro y gastos exploratorios	4.149	664	-	17.975	22.788
Costos financieros (ingreso)	2.752	679	30.909	(1.449)	32.891
(Ganancia) pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	(29.710)	-	184	-	(29.526)
Gasto impuesto de renta	8.335	-	205	84	8.624
Ganancia neta (pérdida)	\$ 13.156	\$ (8.150)	\$ (79.988)	\$ (31.172)	\$ (106.154)

Seis meses terminados al 30 de junio de 2016	Colombia	Perú	Corporate	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 814.733	\$ 16.621	\$ -	\$ -	\$ 831.354
Ventas de comercialización	-	1.880	-	-	1.880
Costos operativos de crudo y gas	451.820	35.727	-	-	487.547
Compra de crudo para comercialización	1.506	-	-	-	1.506
Underlift	(34.199)	(636)	-	-	(34.835)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	43.449	-	-	-	43.449
General y administrativos	43.736	4.295	13.148	10.320	71.499
Costos de restructuración	437	85	63.194	1.004	64.720
Agotamiento, depreciación y amortización	328.341	45.435	140	2.567	376.483
Deterioro y gastos exploratorios	591.160	79.427	-	19.099	689.686
Costos financieros (ingreso)	4.355	(1.346)	101.691	(2.895)	101.805
(Ganancia) pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	(56.519)	-	146	-	(56.373)
Gasto impuesto de renta	17.502	-	423	647	18.572
Pérdida neta	\$ (670.881)	\$ (143.708)	\$ (155.948)	\$ (36.559)	\$ (1.007.096)

Tres meses terminados al 30 de junio de 2015	Colombia	Perú	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 640.595	\$ 6.772	\$ -	\$ -	\$ 647.367
Ventas de comercialización	55.366	-	-	-	55.366
Costos operativos de crudo y gas	307.731	3.912	-	-	311.643
Compra de crudo para comercialización	52.747	-	-	-	52.747
Underlift	(47.518)	-	-	-	(47.518)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	27.492	-	-	-	27.492
General y administrativos	33.864	2.902	7.886	6.452	51.104
Agotamiento, depreciación y amortización	394.266	2.866	255	352	397.739
Costos financieros (ingreso)	2.000	(153)	76.262	8	78.117
(Ganancia) pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	(13.514)	-	(387)	-	(13.901)
Gasto impuesto de renta (recuperación)	(52.306)	(74)	-	222	(52.158)
Pérdida neta	\$ (59.678)	\$ (5.040)	\$ (99.690)	\$ (48.897)	\$ (213.305)

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Seis meses terminados al 30 de junio de 2015	Colombia	Perú	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 1.361.855	\$ 17.824	\$ -	\$ -	\$ 1.379.679
Ventas de comercialización	122.902	-	-	-	122.902
Costos operativos de crudo y gas	647.865	11.542	-	-	659.407
Compra de crudo para comercialización	116.763	-	-	-	116.763
Overlift	13.287	-	-	-	13.287
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	30.277	-	-	-	30.277
General y administrativos	71.742	5.294	16.297	12.676	106.009
Agotamiento, depreciación y amortización	795.326	7.773	447	612	804.158
Impairment and exploration expenses	349.009	33.225	-	66.733	448.967
Costos financieros	3.457	5.932	147.503	83	156.975
(Ganancia) pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	(31.458)	-	104	-	(31.354)
Recuperación de impuesto de renta	(72.638)	(968)	-	(46)	(73.652)
Pérdida neta	\$ (611.403)	\$ (51.095)	\$ (195.054)	\$ (80.229)	\$ (937.781)

A continuación se presentan los ingresos de la Compañía con base en la ubicación geográfica de los clientes:

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Estados Unidos	\$ 253.795	\$ 444.532	\$ 581.260	\$ 1.109.147
China	93.001	168.372	187.706	218.828
Colombia	22.464	26.608	47.647	64.238
Perú	7.143	6.772	16.621	17.824
Malasia	-	52.559	-	52.559
Costa de Marfil	-	-	-	36.095
Otros países	-	3.890	-	3.890
Total ventas	\$ 376.403	\$ 702.733	\$ 833.234	\$ 1.502.581

4. Costos Operativos Petróleo y Gas

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Costo operacional de petróleo y gas	\$ 87.069	\$ 115.055	\$ 184.022	\$ 245.780
Costos de transporte	129.360	166.425	280.147	345.230
Costos de dilución	19.954	22.466	45.953	47.709
Otros Costos	(16.599)	7.697	(22.575)	20.688
Total costo	\$ 219.784	\$ 311.643	\$ 487.547	\$ 659.407

5. Tarifas Pagadas al Oleoducto Suspendido

El oleoducto Bicentenario (Note 15) ha experimentado suspensiones periódicas debido a problemas de seguridad. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, las tarifas netas pagadas en relación con los periodos de capacidad de transporte del oleoducto interrumpida fueron de \$18,1 millones y \$43,4 millones respectivamente (2015: \$27,5 millones y \$30,3 millones).

6. Impuesto al Patrimonio

El Congreso de Colombia introdujo un nuevo impuesto al patrimonio, efectivo a partir del 1 de enero de 2015, el cual se calcula sobre la base imponible (patrimonio neto) en exceso de COP\$1 millardo (\$0,4 millones) al 1 de enero del año imponible aplicable (2015). Las tasas aplicables para el 1 de enero del 2015, 2016 y 2017 son del 1,15%, 1,00% y 0,40%, respectivamente. De acuerdo con la tasa imponible, la Compañía ha acumulado un pasivo para el año fiscal 2016 y en el presente año no ha realizado una provisión para años futuros, de conformidad con la NIC 37 y la CINIIF 21. El impuesto al patrimonio a pagar en el 2016 fue estimado en \$26,9 millones, el cual fue contabilizado como gasto en el estado de resultados (2015: \$39,1 millones). En mayo de 2016, la Compañía realizó el primer pago de \$12,8 millones (2015: \$20,5 millones) y en septiembre de 2016 realizará el segundo pago de los restantes \$14,1 millones (2015: \$18,6 millones).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

7. Impuesto Sobre la Renta

La conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el producto de la utilidad contable multiplicado por la tasa del impuesto local de la Compañía es la siguiente:

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Pérdida neta antes de impuestos sobre la renta	\$ (97.530)	\$ (265.463)	\$ (988.524)	\$ (1.011.433)
Tasa de impuesto sobre la renta estatutaria en Colombia	40%	39%	40%	39%
Recuperación del gasto de impuesto sobre la renta a la tasa local	\$ (39.012)	\$ (103.531)	\$ (395.410)	\$ (394.459)
Aumento en la provisión del impuesto resultante de:				
Otros gastos no deducibles	\$ 18.478	\$ (40.715)	\$ 67.954	\$ (31.103)
Impacto de tipo de cambio en el impuesto sobre la renta diferido	-	19.067	-	136.734
Compensación basada en acciones	(1.404)	3.120	(2.305)	3.399
Pérdida en contratos de gerencia de riesgos	-	(3.516)	-	-
Diferencias en tasas de impuesto en jurisdicciones extranjeras	15.115	(124.201)	29.373	(125.357)
Pérdidas por las cuales no se registran beneficios fiscales	(206.695)	197.618	26.891	337.134
Renta presuntiva adicional	83.815	-	157.614	-
Movimiento impuesto diferido no reconocido	138.327	-	134.455	-
Gasto por impuesto de renta (recuperable)	\$ 8.624	\$ (52.158)	\$ 18.572	\$ (73.652)
Gasto por impuesto de renta corriente	\$ 8.594	\$ 12.000	\$ 20.088	\$ 30.193
Recuperación por impuesto de renta diferido:				
Relacionado con el origen y reversión de diferencias temporarias	30	(64.158)	(1.516)	(103.845)
Gasto por impuesto de renta (recuperable)	\$ 8.624	\$ (52.158)	\$ 18.572	\$ (73.652)

El impuesto diferido de la Compañía se relaciona con lo siguiente:

	Al 30 de junio	Al 31 de diciembre
	2016	2015
Propiedades de petróleo y gas y equipos	\$ (865)	\$ (10.120)
Otros	(3.926)	3.812
Pasivo por impuesto diferido	\$ (4.791)	\$ (6.308)
	Al 30 de junio	Al 31 de diciembre
	2016	2015
Inicio del período	\$ (6.308)	\$ (523.634)
Reconocido en el impuesto sobre la renta diferido (recuperable) gasto		
Pérdidas fiscales por compensar	-	(35.199)
Propiedades de petróleo y gas y equipos	9.255	473.040
Otros	(7.738)	79.485
Final de período	\$ (4.791)	\$ (6.308)

La tasa estatutaria combinada del impuesto sobre la renta en el Canadá fue del 26,5%, al 30 de junio de 2016 y para 2015.

La tasa estatutaria del impuesto sobre la renta en Colombia al 30 de junio de 2016, fue del 40% (2015: 39%), la cual incluye la tasa general del impuesto sobre la renta del 25% (2015: 25%) y el impuesto a la equidad ("CREE") del 15% (2015: 14%).

La tasa estatutaria del impuesto sobre la renta en el Perú fue del 28% al 30 de junio del 2016 (2015: 28%). La tasa del impuesto sobre la renta en el Perú para el Bloque Z-1 fue del 22% al 30 de junio de 2016 (2015: 22%).

La tasa impositiva efectiva acumulativa de la Compañía (gastos por impuesto sobre la renta como porcentaje de los ingresos netos antes del impuesto sobre la renta) fue negativa del 1,88% para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: 7,2%).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Al 30 de junio de 2015, las pérdidas fiscales totalizaron \$730 millones (31 de diciembre de 2015: \$708 millones) en Canadá y expiran entre el 2025 y el 2036. Las pérdidas totalizaron \$8 millones al 30 de junio de 2016 (31 de diciembre de 2015: \$5 millones). No se han reconocido activos por impuesto diferidos con respecto a las pérdidas fiscales y de capital al 30 de junio de 2016 (31 de diciembre de 2015: \$Cero). De conformidad con el proceso CCAA, la Compañía espera utilizar todos los atributos de impuestos, incluyendo los montos de las pérdidas fiscales y de capital trasladables a ejercicios posteriores, por medio del proceso de extinción de deuda si la reestructuración resulta exitosa.

En Colombia, las pérdidas fiscales totalizaron \$638 millones (31 de diciembre de 2015: \$200 millones). No se han reconocido activos por impuesto diferidos con respecto a estas pérdidas. En el Perú las pérdidas fiscales totalizaron \$177 millones (31 de diciembre de 2015: \$162,7 millones) y expiran entre el 2016 y el 2019. No se han reconocido activos por impuestos diferidos con respecto a estas pérdidas.

8. Pérdida por Acción

Los montos de pérdida por acción se calculan dividiendo la pérdida neta del período atribuible a los accionistas de la Compañía por el número promedio ponderado de las acciones en circulación durante el periodo.

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Pérdida neta atribuible a los accionistas de la Compañía	\$ (118.654)	\$ (226.377)	\$ (1.019.603)	\$ (948.633)
Promedio ponderado de número de acciones	315.021.198	313.255.053	315.021.198	313.255.053
Promedio ponderado de número de acciones diluidas	315.021.198	313.255.053	315.021.198	313.255.053
Pérdida básica y diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	(0,38)	(0,72)	(3,24)	(3,03)

Todas las opciones son antidilutivas y han sido excluidas del número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias. 12.245.867 opciones (2015: 16.713.617) se excluyeron de los cálculos de dilución.

9. Ingresos Diferidos

En el 2015, la Compañía recibió un pago anticipado de \$350 millones (menos \$0,85 millones por cargos) a cambio de la entrega de doce millones de barriles de petróleo crudo entre abril 2015 y marzo de 2016. El pago anticipado fue reconocido como un pasivo por ingresos diferidos y fue amortizado y reconocido como ingresos a la entrega mensual del petróleo. El saldo de los ingreso diferidos al 30 de junio de 2016 fue \$Cero (31 de diciembre de 2015: \$74.8 millones).

10. Inventarios

	Al 30 de junio		Al 31 de diciembre	
	2016	2015	2016	2015
Petróleo crudo y gas	\$ 43.401	\$ 3.077	\$ 43.401	\$ 3.077
Materiales y suministros	28.552	24.334	28.552	24.334
	\$ 71.953	\$ 27.411	\$ 71.953	\$ 27.411

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

11. Propiedades de Petróleo y Gas

Costo		Valor
Costo al 31 de diciembre de 2015		\$ 11.065.566
Adiciones		19.407
Ajuste en conversión de moneda		10.114
Cambio en obligación de retiro de activos		19.026
Costo al 31 de marzo de 2016		\$ 11.114.113
Adiciones		21.261
Devolución de propiedades y bajas		(3.617.421)
Ajuste en conversión de moneda		9.111
Cambio en obligación de retiro de activos		11.204
Costo al 30 de junio 30 de 2016		\$ 7.538.268
Depreciación acumulada y deterioro		
		Valor
Depreciación acumulada y deterioro al 31 de diciembre de 2015		\$ 9.242.874
Cargo del período		216.754
Ajuste en conversión de moneda		1.476
Deterioro	17	573.004
Depreciación acumulada y deterioro al 31 de marzo de 2016		\$ 10.034.108
Cargo del período		148.869
Devolución de propiedades y bajas		(3.617.421)
Ajuste en conversión de moneda		1.288
Depreciación acumulada y deterioro al 30 de junio de 2016		\$ 6.566.844
Valor neto en libros		
		Valor
A1 31 de diciembre de 2015		\$ 1.818.719
A1 31 de marzo de 2016		1.076.032
A1 30 de junio de 2016		971.424

El 30 de junio de 2016, vencieron los acuerdos de operación conjunta de los campos Rubiales y Pirirí y los campos fueron retornados a Ecopetrol S.A., e igualmente se terminaron todos los contratos asociados. Todos los valores netos contables asociados con estos campos fueron totalmente depreciados y la Compañía ha registrado todas las obligaciones relacionadas con esta terminación.

Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, los activos de petróleo y gas fueron depreciados sobre las reservas probadas de la Compañía (2015: reservas probadas y probables) para alinearse con la capacidad de la Compañía para financiar las producciones de petróleo y gas.

12. Activos de Exploración y Evaluación

	Nota	Valor
Costo neto de deterioro al 31 de diciembre de 2015		\$ -
Adiciones		9.211
Efecto de desconsolidación de subsidiaria		(245)
Deterioro y gastos exploratorios	17	(10.053)
Cambio en obligación de retiro de activos		1.087
Costo neto de deterioro al 31 de marzo de 2016		\$ -
Adiciones		18.068
Deterioro y gastos exploratorios	17	(22.773)
Cambio en obligación de retiro de activos		4.705
Costo neto de deterioro al 30 de junio de 2016		\$ -

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

13. Planta y Equipo

Costo	Nota	Terrenos y edificios	Activos en construcción	Otra planta y equipo	Total
Costo al 31 de diciembre de 2015		\$ 63.235	\$ 7.251	\$ 197.157	\$ 267.643
Adiciones		110	-	464	574
Efecto de desconsolidación de una subsidiaria		-	(7.251)	-	(7.251)
Ajuste en conversión de moneda		-	-	94	94
Costo al 31 de marzo de 2016		\$ 63.345	\$ -	\$ 197.715	\$ 261.060
Adiciones		-	-	101	101
Devolución de propiedades	11	-	-	(2.813)	(2.813)
Ajuste en conversión de moneda		-	-	65	65
Costo al 30 de junio de 2016		\$ 63.345	\$ -	\$ 195.068	\$ 258.413

	Nota	Terrenos y edificios	Activos en construcción	Otra planta y equipo	Total
Depreciación acumulada y deterioro al 31 de diciembre de 2015		\$ 48.050	\$ 4.200	\$ 97.163	\$ 149.413
Cargo del período		1.929	-	7.431	9.360
Deterioro	17	-	-	30.994	30.994
Ajuste en conversión de moneda		-	-	28	28
Efecto de desconsolidación de una subsidiaria		-	(4.200)	-	(4.200)
Depreciación acumulada y deterioro al 31 de marzo de 2016		\$ 49.979	\$ -	\$ 135.616	\$ 185.595
Cargo del período		2.877	-	7.235	10.112
Devolución de propiedades	11	-	-	(2.813)	(2.813)
Ajuste en conversión de moneda		-	-	25	25
Depreciación acumulada y deterioro al 30 de junio de 2016		\$ 52.856	\$ -	\$ 140.063	\$ 192.919

Valor neto en libros

Al 31 de diciembre de 2015	\$ 15.185	\$ 3.051	\$ 99.994	\$ 118.230
Al 31 de marzo de 2016	13.366	-	62.099	75.465
Al 30 de junio de 2016	10.489	-	55.005	65.494

14. Activos Intangibles

Costo	Capacidad de derechos
Costo al 31 de diciembre de 2015, 31 de marzo de 2016 y 30 de junio de 2016	\$ 190.000
Amortización acumulada	Valor
Amortización acumulada a 31 de diciembre de 2015	\$ 149.123
Cargo del período	4.827
Amortización acumulada al 31 de marzo de 2016	\$ 153.950
Cargo del período	8.140
Amortización acumulada al 30 de junio 2016	\$ 162.090
Valor neto en libros	Valor
Al 31 de diciembre de 2015	\$ 40.877
Al 31 de marzo de 2016	36.050
Al 30 de junio de 2016	27.910

Los derechos de capacidad comprenden los derechos sobre la capacidad disponible en el sistema de oleoductos OCENSA en Colombia, y el derecho sobre la capacidad disponible en la estación de mezcla de crudo. El derecho en OCENSA es amortizado con base en el uso de la capacidad durante la vigencia del acuerdo que es de 160 millones de barriles transportados o el 31 de enero de 2020.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

15. Inversiones en Asociadas

A continuación se presentan las inversiones en asociadas al 30 de junio de 2016. Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de participación, incluyendo la participación proporcional de la Compañía en la utilidad pérdida neta de las asociadas reconocidas en el Estado Consolidado Condensado Interino de Pérdidas.

	ODL	Bicentenario	PII	Pacific Power	CRC	CGX	Total
Al 31 de diciembre de 2015	\$ 135.072	\$ 198.287	\$ 93.905	\$ 20.952	\$ 50	\$ -	\$ 448.266
Inversión	-	-	-	843	-	6.348	7.191
Utilidad (pérdida) por inversión patrimonial	9.593	15.156	2.060	333	-	(295)	26.847
Dividendos	(25.598)	(15.241)	-	-	-	-	(40.839)
Conversión de moneda extranjera	4.905	5.008	922	-	-	-	10.835
Al 31 de marzo de 2016	\$ 123.972	\$ 203.210	\$ 96.887	\$ 22.128	\$ 50	\$ 6.053	\$ 452.300
Inversión	-	-	25	1.688	-	-	1.713
Utilidad (pérdida) por inversión patrimonial	11.103	15.939	2.669	333	-	(518)	29.526
Conversión de moneda extranjera	4.814	5.312	976	-	-	-	11.102
Al 30 de junio de 2016	\$ 139.889	\$ 224.461	\$ 100.557	\$ 24.149	\$ 50	\$ 5.535	\$ 494.641

ODL Finance S.A. (“ODL”)

La Compañía posee una participación del 35% en el ODL, una compañía panameña con una sucursal colombiana que ha construido un oleoducto para el transporte de petróleo pesado producido en el campo Rubiales. El 65% de la participación restante es propiedad de Ecopetrol S.A., la compañía nacional de petróleos de Colombia. La moneda funcional del ODL es el peso colombiano y el ajuste en conversión de moneda sobre la conversión a dólares se registra en otros resultados integrales.

Oleoducto Bicentenario de Colombia (“Bicentenario”)

Bicentenario es una sociedad establecida y de propiedad de un consorcio de productores de petróleo que operan en Colombia, liderado por Ecopetrol y en la cual la Compañía posee una participación del 43%. Bicentenario opera un oleoducto de uso privado en Colombia, entre Casanare y Coveñas. La moneda funcional de Bicentenario es el peso colombiano y el ajuste por conversión a dólares ha sido registrado en otros resultados integrales.

Pacific Infrastructure Ventures Inc. (“PII”)

PII es una compañía establecida en Islas Vírgenes, con el propósito de desarrollar un terminal de exportación, un parque industrial y una zona franca en Cartagena. La Compañía posee una participación del 41,77% (31 de diciembre de 2015: 41,79%); y mantiene dos puestos en la Junta Directiva de PII. La moneda funcional de PII es el dólar Americano.

Pacific Power Generation Corp (“Pacific Power”)

La inversión de la Compañía en Pacific Power representa un 21,09% de participación indirecta en Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cia, S.C.A. E.S.P (“Proeléctrica”). Proeléctrica es una compañía privada, con sede en Cartagena, Colombia, proveedora de servicios de energía eléctrica de 90 megavatios durante periodos de alta demanda que suple a la empresa local del servicio público en Cartagena. La moneda funcional de Pacific Power es el dólar americano.

Caribbean Resources Corporation (anteriormente Pacific Coal Resources Ltd.) (“CRC”)

CRC está dedicada a la adquisición y desarrollo de activos mineros de carbón y negocios relacionados en Colombia. La Compañía mantiene una participación del 9,78% en CRC (31 de diciembre de 2015: 8,49%). La moneda funcional de Pacific Coal es el dólar americano.

La Compañía ha determinado que posee influencia significativa pero no el control sobre Pacific Coal como resultado de la participación en el capital por parte de la Compañía y el derecho de nombrar a un director.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

CGX Energy Inc.

CGX es una compañía que cotiza en TSX Venture Exchange y se dedica a la exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Guyana. Con anterioridad al 21 de enero de 2016, la Compañía tenía el control de CGX por medio de una participación del 53,7% y la reportaba como una subsidiaria totalmente consolidada. La moneda funcional de CGX es el dólar Americano.

El 21 de enero de 2016, de conformidad con un acuerdo de liquidación de contrato, CGX emitió 16.522.500 de acciones ordinarias a un tercero independiente. Como resultado de la emisión de acciones, la participación de la Compañía se redujo al 45,61% y la Compañía ha determinado que ya no posee el control de CGX.

Al momento de la pérdida de control, la Compañía dejó de reconocer los activos y pasivos de CGX en el estado de posición financiera. Después de la desconsolidación, CGX ha sido contabilizada como una inversión de capital. Como tal, se reconoció una inversión en una asociada al valor razonable y se reconoció una ganancia de aproximadamente \$15,6 millones en otros (gastos) ingresos en el Estado Consolidado Condensado Interino de Pérdidas.

Al 30 de junio de 2016, la inversión en CGX, calculada utilizando el último precio cotizado de C\$0,20 (31 de diciembre de 2015: C\$0,23) por acción ordinaria, equivale a \$10 millones (31 de diciembre de 2015: \$11,6 millones).

Dividendos

Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía recibió dividendos en efectivo del orden de \$Cero y \$40,8 millones respectivamente de sus de inversiones integradas por el método de la participación (2015: \$ Cero y \$25,7 millones). La Compañía posee una participación del 63,64% en Pacific Midstream Ltd. ("PM") la cual es el holding de varios de los activos de oleoductos y de transmisión de energía de la Compañía, incluyendo una participación del 35% en el oleoducto ODL, una participación del 41,5% en el oleoducto Bicentenario y una participación del 100% en Petrolelectrica. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía distribuyó \$Cero y \$14,6 millones respectivamente (2015: \$Cero y \$13,2 millones) en dividendos a las participaciones minoritarias de PM.

16. Otros Activos

	Al 30 de junio 2016	Al 31 de diciembre 2015
Pagos anticipados Bicentenario	46.997	87.971
Cuentas por cobrar a largo plazo	63.387	60.469
IVA recuperable a largo plazo	75.813	64.958
Anticipos	27.768	42.496
Inversiones	1.182	1.125
	\$ 215.147	\$ 257.019

Pagos Anticipados de Bicentenario

Los pagos anticipados incluyen adelantos por el uso del oleoducto Bicentenario, los cuales serán amortizados en contra de los barriles transportados, según el primero entre el 2025 o a que se cumplan ciertos límites de capacidad contratados.

Cuentas por Cobrar, Inversiones y Anticipos a Largo Plazo

Estos activos incluyen una variedad de rubros, incluyendo cuentas por cobrar de la venta de OCENSA, inversiones en otras compañías tales como Oleoducto de Colombia, y anticipos por el uso de oleoductos y la construcción, pruebas y puesta en operación de instalaciones de gas.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2015, la Compañía decidió retirar su participación en los bloques de exploración en Papúa Nueva Guinea. Según los términos del retiro, la Compañía acepto recibir de su socio en los bloques, una cuenta por cobrar de \$96 millones (valor presente \$53,0 millones y \$50,1 millones al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, respectivamente), pagaderos en seis años de su socio en los bloques.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

IVA Recuperable a Largo Plazo

Esta suma incluye el IVA susceptible de recaudación el cual la Compañía espera recibir un año después de la fecha del período reportado.

17. Deterioro

La Compañía evalúa al final de cada período del informe si existen indicios provenientes de fuentes de información, tanto internas como externas, de que un activo o unidad generadora de efectivo (“**UGE**”) puedan estar deteriorados. La información que la Compañía considera incluye los cambios en el mercado, el ambiente económico y legal en el cual opera la Compañía y que están fuera de su control y que afectan el monto recuperable de las propiedades de petróleo y gas y de exploración y evaluación.

La prueba de deterioro de la Compañía, de los activos de petróleo y gas y de exploración y de evaluación se desarrolla a nivel de UGE. El valor recuperable se calcula con base en el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos el costo de venta. Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, el monto recuperable se determinó basado en el valor razonable menos el costo de venta (2015: valor en uso)

Al 30 de junio de 2016, como resultado de indicadores de deterioro, la Compañía registró un cargo por deterioro en sus activos de exploración y evaluación por un valor de \$22,8 millones. El deterioro reconocido durante el período se refiere a la limitada capacidad de la Compañía para financiar futuros activos de exploración y evaluación. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró un cargo total por deterioro de \$689,7 millones, según se presenta en detalle a continuación:

Durante el primer trimestre del 2016 y como resultado de la Transacción de Reestructuración celebrada el 19 de abril de 2016 (Nota 2 – “Acuerdo de Reestructuración Integral”), la Compañía considero que existía un indicio de deterioro al 31 de marzo de 2016. La Compañía realizó una prueba de deterioro del valor de sus activos a largo plazo contra el mayor entre su valor en uso y el valor razonable menos el costo de venta.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar las cantidades recuperables son:

- Tasa de descuento después de impuestos del 11% (19% antes de impuestos) (2015: 18% y 23% antes de impuestos) según se determina por el costo promedio ponderado del capital teniendo en cuenta la rentabilidad esperada por los inversores de la Compañía, el costo de la deuda sobre la base de los préstamos que devengan intereses de la Compañía y riesgo específico del segmento en función de los datos de mercado disponibles al público.
- Precio del petróleo de referencia WTI a largo plazo de \$46, \$49, \$50, \$52 y \$53 por barril para el 2016-2020 (2015: de \$41, \$50, \$58, \$66 y \$71 por barril para el 2016-2020) respectivamente y una inflación de aproximadamente 2% (2015: 2%), después de ese periodo. Los precios se basan la banda de los precios de futuros de banda (2015: recopilación de las previsiones de los analistas independientes de la industria), los índices publicados y los supuestos propios de la administración.
- La producción futura está basada en las reservas probadas desarrolladas produciendo y probadas desarrolladas no produciendo (2015: probadas desarrolladas produciendo, probadas desarrolladas no produciendo y reservas probables).
- Los costos de producción han permanecido iguales a los del modelo del año terminado el 31 de diciembre de 2015.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Propiedades de petróleo y gas				
Centro de colombia UGE	\$ -	\$ -	\$ 503.004	\$ -
Perú	-	-	70.000	-
Propiedades de petróleo y gas	\$ -	\$ -	\$ 573.004	\$ -
Planta y equipo				
Colombia	\$ -	\$ -	\$ 30.994	\$ -
Activos de exploración y evaluación				
Colombia	\$ 4.134	\$ -	\$ 4.300	\$ 112.000
Belize	186	-	368	-
Perú	664	-	9.427	33.000
Brasil	17.789	-	18.713	35.000
Papua Nueva Guinea	-	-	-	13.000
Otros	-	-	18	8.000
Activos de exploración y evaluación	\$ 22.773	\$ -	\$ 32.826	\$ 201.000
Deterioro de otros activos				
Colombia	-	-	52.595	-
Goodwill asignado en Colombia	-	-	-	237.009
Total deterioro	\$ 22.773	\$ -	\$ 689.419	\$ 438.009

El deterioro registrado excluyendo el goodwill puede ser revertido, total o parcialmente, si y cuando el monto recuperable de los activos y UGEs aumenta en los períodos futuros.

El total del deterioro se resume a continuación:

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Deterioro	\$ 22.773	\$ -	\$ 689.419	\$ 438.009
Deterioro de activos financieros	15	-	267	10.958
Total deterioro	\$ 22.788	\$ -	\$ 689.686	\$ 448.967

18. Préstamos y Endeudamientos

	Vencimiento	Principal	Moneda	Tasa de interés	Al 30 de junio	Al 31 de diciembre
					2016	2015
Bonos Senior - 2011	12 de diciembre de 2021	\$ 690.549	USD	7,25%	\$ 690.549	\$ 690.549
Bonos Senior - marzo 2013	28 de marzo de 2023	1.000.000	USD	5,13%	1.000.000	1.000.000
Bonos Senior - noviembre 2013	26 de noviembre de 2019	1.300.000	USD	5,38%	1.300.000	1.300.000
Bonos Senior - septiembre 2014	16 de enero de 2025	1.113.651	USD	5,63%	1.113.651	1.113.651
Otra deuda	Varios 2016 a 2018	215.440	USD	Various	215.440	273.146
Línea de crédito rotativo	2017	1.000.000	USD	LIBOR + 3.5%	1.000.000	1.000.000
Financiamiento DIP y Garantías	2016	500.000	USD	12%	483.200	-
		\$ 5.819.640			\$ 5.802.840	\$ 5.377.346
Porción corriente					\$ 5.802.840	\$ 5.377.346
					\$ 5.802.840	\$ 5.377.346

Financiamiento DIP de los Patrocinadores, Financiamiento DIP de los Inversionistas y Garantías

El 22 de junio de 2016, la Compañía cerró el Financiamiento DIP por \$500 millones la cual mediante la emisión de bonos (los "Bonos DIP") los cuales devengan intereses a la tasa de 12% anual con intereses pagaderos mensualmente y cuyo

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

vencimiento es el que ocurra primero entre la fecha en la cual se complete la Transacción de Reestructuración o el 27 de diciembre de 2016.

- \$250 millones de los Bonos DIP fueron comprados por Catalyst, el patrocinador del Acuerdo de Reestructuración Integral y los cuales una vez implementado el plan del acuerdo establecido por el Acuerdo de reestructuración Integral serán convertidos en acciones de capital social de la compañía reorganizada (Nota 2) (“**Bono DIP de los Patrocinadores**”). El Bono DIP de los Patrocinadores fue emitido con un descuento del 4% (\$10 millones) por \$240 millones en efectivo.
- \$250 millones de los Bonos DIP que fueron comprados por ciertos tenedores de los Bonos Senior existentes de la Compañía los cuales una vez implementado el plan del acuerdo establecido por el Acuerdo de Reestructuración Integral serán convertidos en un nuevo conjunto de bonos (Nota 2) (“**Bono DIP de los Inversionistas**”). En adición la compañía emitió 6.250.000 warrants o garantías (“**Garantías**”) a los titulares de los Bonos DIP de inversionistas, que automáticamente se ejercerá (a no ser que los titulares proporcionen por escrito el aviso en el cual ellos terminan) en el 12.5 % (625 millardos) de las acciones comunes reorganizadas una vez se implemente el plan de arreglo dispuesto según *el Acuerdo Integral de Reestructuración* (Nota 2). El precio ejercido de cada Garantía *es de \$0.0001 cada uno y cada garantía es ejercible por 100.000 acciones comunes*. Los Bonos *DIP del Inversionista* y las *Garantías fueron emitidas por \$240 millones en efectivo*.

Bonos Senior y Otras Deudas

De conformidad con el Acuerdo de Reestructuración Integral (Nota 2) los siguientes créditos y préstamos que devengan intereses serán totalmente extinguidos e intercambiados por el 58,2% de las acciones ordinarias de la compañía reorganizada una vez se complete la Transacción de Reestructuración (Nota 2):

- Los Bonos Senior que están en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en la Euro MTF. Bajo los términos del contrato de emisión de los Bonos la Compañía debe mantener: (1) un índice de cobertura de interés mayor al 2,5; y (2) un índice de deuda a EBITDA de menos de 3,5. Estos “covenants” no aplica durante el período de tiempo en el cual los Bonos tengan una calificación de inversión de al menos dos agencias calificadoras. Estos “covenants” financieros son acuerdos de ocurrencia, los cuales al ser incumplidos restringen la capacidad de la Compañía de incurrir en deuda adicional, pero no resultan en eventos de incumplimiento o aceleración de pagos. La Compañía incumplió el “covenant” de deuda a EBITDA durante el período.
- El Préstamo BOFA 2013 el cual devenga una tasa de interés de LIBOR + 1,5% y vence en noviembre de 2016, y demanda pagos de intereses semestrales.
- La Línea de Crédito HSBC que devenga una tasa de interés de LIBOR + 2,75% y vence en el 2016 (\$62,5 millones) y 2017 (\$150 millones).
- La Línea de Crédito Rotativo está sujeta a ciertos “covenants” financieros que requieren que la Compañía mantenga; (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; y (2) índice de endeudamiento a EBITDA menor al 4,5, y (3) un patrimonio neto de más de \$1 millardo. El patrimonio neto se calcula en base a los activos totales menos los pasivos totales, excluyendo aquellos de las subsidiarias excluidas, siendo estas Pacific Midstream Ltd., y Pacific Infrastructure Ventures Inc. La Compañía incumplió el “covenant” de deuda a EBITDA durante el período.

Como resultado del inicio de la Transacción de Reestructuración y de conformidad con la orden inicial bajo la CCAA (Nota 2), los Bonos Senior y Otras Deudas dejaron de acumular intereses al 27 de abril de 2016.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Facilidad de Cartas de Crédito

El 22 de junio de 2016, la Compañía suscribió una nueva facilidad de cartas de crédito por \$115,5 millones con ciertos prestamistas bajo las líneas de crédito pre-existentes y los tenedores de bonos que apoyan la transacción como parte del Acuerdo de Reestructuración Integral (Nota 2) (la “**Facilidad de Cartas de Crédito**”).

Esta Facilidad Cartas de Crédito devenga una tasa de interés del 8% y la Compañía debe pagar una comisión de compromiso del 5% sobre la porción no utilizada. La fecha de vencimiento de la Carta de Crédito es de 6 meses siguientes al completamiento del proceso de reestructuración o una fecha posterior acordada por los emisores de la Facilidad de Cartas de Crédito. Al 30 de junio de 2016 la Compañía había retirado \$Cero de la Facilidad de Cartas de Crédito.

Acuerdos de Extensión y Opción del Periodo de Gracia

El 14 de enero de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el período de gracia de 30 días bajo los contratos de emisión de los respectivos Bonos Senior y retrasar el pago de la suma acumulada de \$66,2 millones en intereses sobre los Bonos Senior de Septiembre de 2014 y los Bonos Senior de Noviembre de 2013 cuyas fechas de vencimiento son el 19 de enero de 2016 y el 26 de enero de 2016, respectivamente. El incumplimiento del pago de dichos intereses constituyó un evento de incumplimiento de los contratos de emisión de los Bonos el 25 de febrero de 2016, con respecto a los Bonos Senior de Septiembre del 2014 y el 18 de febrero de 2016 con respecto a los Bonos Senior de Noviembre del 2013. El 18 de febrero de 2016, la Compañía celebró el Acuerdo de Extensión con los Titulares de los Bonos. Bajo los términos del Acuerdo de Extensión con los Titulares de los Bonos, los titulares de aproximadamente el 34% del monto acumulado del capital pendiente de pago de los Bonos Senior de Noviembre 2013 y el 42% del monto acumulado del capital pendiente de pago de los Bonos Senior de Septiembre 2014 acordaron, sujeto a ciertos términos y condiciones otorgar una extensión respecto a la exigencia de los montos del capital de los Bonos (y ciertos montos adicionales) adeudados y pagaderos como resultado de ciertos incumplimientos, hasta el 31 de marzo de 2016.

Adicionalmente, el 19 de febrero de 2016, la Compañía suscribió los Acuerdos de Extensión con los Prestamistas con respecto a la Línea de Crédito Rotativo y las líneas de crédito con Bank of América, Bladex, y HSBC. Bajos los términos de los acuerdos de Extensión con los Prestamistas, los acreedores han acordado, sujeto a ciertos términos y condiciones una extensión hasta el 31 de marzo de 2016, respecto a la exigencia del monto del capital adeudado de dichos acuerdos crediticios adeudados y pagaderos, la cual ha sido ocasionada por ciertos incumplimientos específicos.

El 24 de marzo de 2016, la Compañía anunció que había prorrogado estos acuerdos de extensión hasta el 29 de abril de 2016.

El 21 de marzo de 2016, la Compañía anunció que había decidido utilizar la opción del periodo de gracia de 30 días en virtud de los contratos de emisión de los respectivos Bonos Senior y no realizar el pago de intereses de los Bonos Senior de Marzo del 2013 por un valor acumulado de \$25,6 millones en su fecha de vencimiento del 28 de marzo de 2016. El incumplimiento del pago de dichos intereses no constituyó un evento de incumplimiento bajo los respectivos prospectos de emisión de los Bonos.

El 19 de abril de 2016, la Compañía celebró un plan integral de reestructuración (Nota 2 - “Acuerdo de Reestructuración Integral”) en virtud del cual la totalidad del capital pendiente de los Bonos Senior, la Línea de Crédito Rotativo, y las otras líneas de crédito, será intercambiado por nuevas acciones ordinarias de la compañía reorganizada.

La siguiente tabla presenta un resumen de los principales componentes de los costos de financiación incurridos en el período:

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Intereses en Bonos Senior	\$ 18.141	\$ 63.680	\$ 76.599	\$ 127.148
Intereses en otras deudas	8.667	14.348	21.486	24.718
Intereses de DIP	1.333	-	1.333	-
Aumento de las obligaciones para retiro de activos	2.781	2.509	5.383	5.224
Ingresos por intereses	(2.972)	(5.149)	(6.071)	(10.373)
Otros	4.941	2.729	3.075	10.258
	\$ 32.891	\$ 78.117	\$ 101.805	\$ 156.975

19. Arrendamiento Financiero

La Compañía ha suscrito dos acuerdos de generación de energía para suministrar electricidad a tres de sus campos petroleros en Colombia hasta agosto de 2021. Adicionalmente, la Compañía tiene un contrato de arrendamiento y acuerdos "Take-or-Pay" para aviones, equipo de tecnología informática, los cuales son contabilizados como leasing financieros con una tasa de interés promedio efectiva del 14,00% (2015: 14,52%). Los pagos mínimos de arrendamiento de la Compañía son los siguientes:

	Al 30 de junio 2016	Al 31 de diciembre 2015
Dentro de 1 año	\$ 7.840	\$ 17.473
Año 2	6.778	6.787
Año 3	6.778	6.778
Año 4	6.797	6.778
Año 5	6.778	6.797
En adelante	1.155	4.514
Total pagos mínimos por arrendamientos	\$ 36.126	\$ 49.127
Montos que representan intereses	(10.443)	(12.616)
Valor presente de los pagos mínimos por arrendamiento	\$ 25.683	\$ 36.511
Porción corriente	\$ 4.503	\$ 13.559
Porción no corriente	21.180	22.952
Total obligaciones bajo arrendamiento financiero	\$ 25.683	\$ 36.511

Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, se incurrió en gastos financieros de \$1,0 millón y \$2,2 millones respectivamente (2015: \$1,6 millones y \$3,3 millones) con respecto a estos arrendamientos financieros.

20. Obligación por Retiro de Activos

La Compañía efectúa una provisión completa para el costo futuro de abandono de las facilidades de producción de petróleo con una base de descuento sobre la instalación de dichas facilidades.

	Valor
Al 31 de diciembre de 2015	\$ 210.597
Aumento del gasto	2.602
Usos	(523)
Cambios durante el período	12.172
Diferencia en cambio	7.941
Al 31 de marzo de 2016	\$ 232.789
Aumento del gasto	2.781
Usos	(1.283)
Cambios durante el período	16.646
Diferencia en cambio	6.595
Al 30 de junio de 2016	\$ 257.528
Porción corriente	\$ 3.172
Porción no corriente	254.356
	\$ 257.528

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

La obligación por retiro de activos representa el valor actual de los costos de abandono relacionados con propiedades de petróleo y gas, los cuales se espera incurrir hasta por \$350 millones (31 de diciembre de 2015: \$345 millones). Se espera recibir flujos de efectivo de diferentes países y en diferentes monedas, y las tasas de descuento y las tasas de inflación se seleccionan en asociación con las monedas en las cuales se espera liquidar los pasivos. Los costos futuros de abandono se descuentan utilizando la tasa libre de riesgo que oscilan entre 2,74% y 3,74% y una tasa de inflación del 1,1% para los flujos de efectivo que se esperan liquidar en dólares americanos, y una tasa de libre de riesgo entre el 6,70% y el 8,61% y una tasa de inflación entre el 3,1% y el 5,1% para los flujos de efectivo que se esperan liquidar en pesos colombianos (31 de diciembre de 2015: USD Tasa Libre de Riesgo del 3,52% y del 4,97% con una inflación del 0,6%, Tasa Libre de Riesgo en pesos colombianos entre el 6,01% y el 10,2% con una tasa de inflación entre el 3% y el 5,2%) para llegar al valor presente. Se han preparado supuestos basados en el ambiente económico actual los cuales la gerencia cree que son una base razonable sobre la cual se pueden estimar los pasivos futuros. Estos estimados son revisados regularmente para tomar en cuenta cualquier cambio importante de los supuestos. Sin embargo, los costos reales de abandono finalmente dependerán de los precios de mercado futuros para los gastos necesarios de abandono los cuales reflejarán condiciones de mercado a las fechas pertinentes. Además, las fechas de abandono probables son altamente dependientes de cuando los campos dejan de producir a unas tasas económicamente viables. Esto a su vez dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

21. Contingencias y Compromisos

A continuación se presenta un resumen de los compromisos de la Compañía, no descontados, por año calendario:

Al 30 de junio de 2016	2016	2017	2018	2019	2020	Subsecuente al 2021	Total
ODL contrato take-or-pay	\$ 25.146	\$ 50.292	\$ 48.633	\$ 47.440	\$ 29.327	\$ 1.160	\$ 201.998
Compromisos mínimos de trabajo	47.580	144.637	88.941	8.500	-	58.609	348.267
Bicentenario Servicio de transporte take-or-pay	77.562	155.124	155.124	155.124	155.124	699.214	1.397.272
Arrendamientos operativos y compras	29.713	9.865	5.098	5.098	5.098	14.561	69.433
Compromisos de transporte y proceso	75.015	223.486	216.244	215.132	215.132	920.541	1.865.550
Obligaciones con la comunidad	7.052	-	-	-	-	-	7.052
Total	\$ 262.068	\$ 583.404	\$ 514.040	\$ 431.294	\$ 404.681	\$ 1.694.085	\$ 3.889.572

La Compañía mantiene varias garantías en el curso normal del negocio. Al 30 de junio de 2016, la Compañía había emitido cartas de crédito y garantías para compromisos de exploración y operacionales por un total de \$172 millones (31 de diciembre de 2015: \$272 millones).

La Compañía suscribió un contrato de cesión con Transporte Incorporado S.A.S. (“**Transporte Incorporado**”), una compañía colombiana propiedad de un fondo patrimonial privado no relacionado. Transporte Incorporado posee una participación accionaria del 5% y un derecho de capacidad de transporte en el oleoducto OCENSA en Colombia. Bajo el contrato de cesión, la Compañía tiene el derecho de utilizar la capacidad de Transporte Incorporado para transportar petróleo crudo a través del oleoducto OCENSA por una prima mensual hasta el 2024. Según el contrato de cesión, se requiere que la Compañía mantenga una calificación crediticia mínima de Ba3 (Moody’s), la cual se incumplió en septiembre y diciembre del 2015 y enero del 2016 cuando Moody’s rebajó la calificación crediticia de la Compañía a B3, Caa3 y C respectivamente. Como resultado de esta rebaja de calificación crediticia y de acuerdo con el contrato de cesión, después de notificar a la Compañía, Transporte Incorporado tendría el derecho de terminar anticipadamente el contrato de cesión y se le exigirá a la Compañía un monto determinado de acuerdo al contrato, estimado en \$129 millones. La Compañía no ha recibido dicha notificación de parte de Transporte Incorporado, y el 6 de enero de 2016, la Compañía recibió una renuncia por parte de Transporte incorporado de su derecho de terminar anticipadamente el contrato, por un periodo de 45 días hasta el 15 de febrero de 2016, el cual fue prorrogado varias veces hasta el 15 de septiembre de 2016. La Compañía continúa pagando las primas mensuales y actualmente conduce negociaciones con Transporte Incorporado con respecto a los términos del contrato y el requisito de la calificación crediticia mínima. No se ha reconocido provisión alguna al 30 de junio de 2016 relacionada con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

En Colombia, la Compañía participa en un proyecto para expandir el oleoducto OCENSA, el cual se espera completar e iniciar operación en el 2016. Como parte de este proyecto de expansión, la Compañía a través de sus subsidiarias Meta Petroleum y Petrominerales Colombia, suscribió acuerdos de transporte por separado con OCENSA para capacidad futura

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

de transporte. La Compañía comenzará a pagar tarifas “ship-or-pay” una vez se complete y entre en operación el proyecto de expansión. Como parte de los acuerdos de transporte, se le exige a la Compañía mantener una calificación crediticia de BB- (Fitch) y Ba3 (Moody’s). Este convenio se incumplió en septiembre y diciembre del 2015 y enero del 2016 cuando Moody’s rebajó la calificación crediticia de la Compañía a B3, Caa3 y C respectivamente. Como resultado de la rebaja de la calificación crediticia y según los acuerdos de transporte, una vez sea notificada la Compañía, OCENSA tiene el derecho de exigir a la Compañía que presente una carta de crédito o prueba de suficiente patrimonio o capital de trabajo dentro del periodo de subsanación de 60 días contados a partir de la fecha en la cual la Compañía recibe la notificación. El 5 de noviembre de 2015, la Compañía recibió una renuncia de parte de OCENSA de su derecho de recibir una carta de crédito el cual expira una vez el proyecto se termine y entre en operación. No se ha reconocido provisión alguna al 30 de junio de 2016 relacionada con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

Contingencias

La Compañía está involucrada en varias reclamaciones y litigios que surgen en el curso normal de los negocios. Aunque el resultado de estos asuntos es incierto, no puede haber seguridad de que tales asuntos se resuelvan a favor de la Compañía. Actualmente, La Compañía no cree que el resultado de decisiones adversas en cualquier proceso pendiente o contingente relacionado con estos y otros asuntos, o cualquier cantidad que pueda verse obligada a pagar con motivo de ellos tendrían un impacto significativo en su situación financiera, los resultados de las operaciones o los flujos de efectivo.

Revisión Tributaria en Colombia

Actualmente la Compañía tiene un número de declaraciones de impuestos bajo revisión por parte de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (“DIAN”)

La DIAN ha revalorado oficialmente varias declaraciones del impuesto al valor agregado (“IVA”), con base en el argumento de que el volumen de petróleo producido y utilizado para consumo interno en ciertos campos de Colombia debió haber estado sujeto al IVA. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016, el monto revalorado, incluyendo intereses y multas, se estima en \$63,2 millones, de los cuales la Compañía estima que \$22 millones deben ser asumidos por las compañías que comparten la participación en estos contratos. La Compañía no está de acuerdo con la revaloración de la DIAN y ha presentado una apelación oficial.

El 24 de febrero de 2016, la DIAN emitió un fallo a un tercero, el cual concluyó que el consumo interno del petróleo producido no genera una obligación de IVA. La Compañía espera que el conflicto actual con respecto al IVA se resuelva a su favor, por lo tanto no se ha reconocido una provisión en los estados financieros consolidados condensados internos.

La Compañía continúa utilizando el petróleo producido para el consumo interno, lo cual es una práctica aceptada por la industria petrolera en Colombia.

La DIAN también está revisando ciertas deducciones del impuesto sobre la renta con respecto al beneficio fiscal especial para activos petroleros que cumplen los requisitos, al igual que otros gastos de exploración. Al 30 de junio de 2016, la DIAN ha revalorado \$63 millones de impuestos adeudados, incluyendo los intereses y multas estimadas, con respecto a las deducciones rechazadas.

Al 30 de junio de 2016, la Compañía cree que la disputa con la DIAN con respecto a las deducciones del impuesto sobre la renta será resuelta a su favor. Por lo tanto, no se ha efectuado provisión alguna en los estados financieros consolidados condensados interinos.

Regalías por Precios Altos en Colombia

Por medio de varias adquisiciones de negocios la Compañía adquirió ciertos contratos de exploración en los cuales existen desacuerdos pendientes con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia “ANH”, relacionados con la interpretación de la cláusula de participación por precios altos. Estos contratos exigen que se pague la participación por precios altos a la ANH una vez un área de explotación dentro de un área contratada de manera acumulativa haya producido cinco millones o más de barriles de petróleo. El desacuerdo se centra en sí las áreas de explotación bajo estos

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

contratos deben ser determinadas individualmente o combinadas con otras áreas de explotación dentro de la misma área contratada, para el propósito de determinar el umbral de los cinco millones de barriles. La ANH ha interpretado que la participación por precios altos debe ser calculada de manera combinada.

La Compañía no está de acuerdo con la interpretación de la ANH, y asevera que de conformidad con los contratos de exploración, el umbral de los cinco millones debe aplicarse sobre cada una de las áreas de explotación dentro de un área contratada. La Compañía tiene varios contratos sujetos a la participación de ANH por precios altos. Uno de estos contratos es el Boque Corcel, el cual fue adquirido como parte de la adquisición de Petrominerales y es el único para el cual se ha iniciado un proceso de arbitramento. Sin embargo, el proceso de arbitramento de Corcel estaba suspendido cuando la Compañía adquirió Petrominerales. La suma en arbitramento es de aproximadamente \$194 millones más intereses relacionados de \$41 millones al 30 de junio de 2016. La Compañía también está en desacuerdo con la tasa de interés que la ANH aplica para calcular dichos intereses. La Compañía afirma que dado el hecho que la participación por precios altos es denominado en dólares americanos, el contrato requiere que la tasa de interés sea LIBOR a tres meses más 4%, mientras que la ANH ha aplicado la tasa máxima de interés legalmente autorizada para obligaciones en pesos colombianos, la cual equivale a más del 20%. La cantidad bajo discusión con la ANH con respecto a otro contrato es de aproximadamente \$99 millones más intereses.

La Compañía y la ANH actualmente conducen negociaciones encaminadas en entender más claramente las diferencias en las interpretaciones de estos contratos de exploración. La Compañía cree que mantiene una posición sólida con respecto a la participación por precios altos en base a la interpretación legal de los contratos y la información técnica disponible. Sin embargo de conformidad con la NIIF 3 con respecto a la adquisición de negocios, se requiere y la Compañía ha registrado un pasivo para dichas contingencias a partir de la fecha de adquisición, aunque la Compañía cree que el desacuerdo será resuelto a su favor. La Compañía no revela el monto reconocido según lo exigen los párrafos 84 y 85 de la NIC 37, con base en el hecho que eso podría perjudicar el resultado de la resolución del conflicto.

22. Capital Emitido

a) Acciones Ordinarias Autorizadas, Emitidas y Completamente Pagadas

La Compañía tiene un número ilimitado de acciones ordinarias sin valor nominal.

El siguiente es el plan de continuidad del capital social:

	Número de acciones	Valor
Al 31 de diciembre de 2015, 31 de marzo de 2016 y 30 de junio de 2016	315.021.198	\$ 2.615.788

b) Opciones sobre Acciones

La Compañía ha establecido un “Plan de Opciones sobre Acciones “Sucesivo” (el “Plan”) en cumplimiento de la política de la TSX aplicable al otorgamiento de opciones sobre acciones. Según el Plan, el número máximo de acciones reservadas para emisión no puede exceder el 10% del número de acciones ordinarias emitidas y en circulación. El precio de ejercicio de cada opción no será menor al precio de mercado de la acción de la Compañía (según se define en el Manual para Compañías de la TSX), en la fecha de otorgamiento.

A continuación se presenta un resumen de los cambios en las opciones sobre acciones:

	Número opciones en circulación	Promedio ponderado precio de ejercicio (C\$)
Al 31 de diciembre de 2015	16.521.117	23,76
Canceladas y ejercidas durante el período	(3.999.750)	26,28
Al 31 de marzo de 2016	12.521.367	22,95
Expiradas durante el período	(275.500)	24,21
Al 30 de junio de 2016	12.245.867	22,92

La siguiente tabla resume la información de las opciones sobre acciones en circulación y ejercibles al 30 de junio de 2016:

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

En circulación & ejercibles	Precio de ejercicio (C\$)	Fecha de vencimiento	Vida contractual restante (años)
160.000	22,05	27 de septiembre de 2016	0,24
2.500	24,68	24 de octubre de 2016	0,32
5.066.700	22,75	18 de enero de 2017	0,55
60.000	29,10	30 de marzo de 2017	0,75
116.667	6,30	10 de julio de 2017	1,03
6.112.000	23,26	28 de enero de 2018	1,58
628.000	24,32	08 de febrero de 2018	1,61
100.000	19,21	15 de Noviembre de 2018	2,38
12.245.867	22,92		1,13

c) Unidades de Acciones Diferidas

La Compañía estableció el Plan de Unidad de Acción Diferida (el “**Plan DSU** sigla en inglés”) para sus directores no empleados durante el 2012 y para empleados en julio de 2014. Cada DSU representa el derecho a recibir un pago en efectivo al momento de su retiro igual al precio de mercado ponderado por volumen de las acciones de la Compañía en el momento de su redención. Los dividendos en efectivo pagados por la Compañía se acreditan como DSUs adicionales. El valor razonable de las DSUs otorgadas y los cambios en su valor razonable durante el periodo fue reconocido como una compensación basada en acciones en el Estado Consolidado Condensado Interino de Pérdidas con un valor correspondiente reconocido en cuentas por pagar y pasivos acumulados en el Estado Consolidado Condensado Interino de Situación Financiera.

La tabla que se presenta a continuación resume la información concerniente a las DSU en circulación:

	Número de DSUs ejercibles	Valor
Al 31 de diciembre de 2015	6.880.425	\$ 8.500
Valor razonable ajustado para el período	-	(4.097)
Concedidas durante el período	1.883.321	1.224
Colocadas durante el período	(107.278)	(95)
Conversión moneda extranjera	-	(236)
Al 31 de marzo de 2016	8.656.468	\$ 5.296
Valor razonable ajustado para el período	-	(5.297)
Conversión moneda extranjera	-	1
Al 30 de junio de 2016	8.656.468	\$ -

La obligación está basada en el precio de cierre de la acción de la Compañía en dólares americanos; y como resultado del inicio por parte de la Compañía de un Plan de Reestructuración Integral (Nota 2) y la exclusión de las acciones ordinarias de Compañía el valor razonable de la DSU al 30 de junio de 2016 es \$Cero (31 de diciembre de 2015: \$1,71).

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, \$5,3 millones en ganancias \$8,5 millones en ganancias respectivamente (2015: \$11,5 millones en pérdidas y \$13,6 millones en pérdidas) fueron reconocidos como un gasto de compensación basada en acciones con respecto a las DSUs otorgadas durante el periodo incluyendo el cambio en el valor razonable.

23. Transacciones con Partes Relacionadas

A continuación se detallan las transacciones de la Compañía con las partes relacionadas:

- En octubre de 2012, la Compañía y Ecopetrol (“**Ecopetrol**”) firmaron dos contratos de Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia (“**BOMT**” siglas en inglés) con el Consorcio Genser Power-Proelétrica y sus subsidiarias (“**Genser-Proelétrica**”) para la adquisición de determinados activos de generación de energía para el campo Rubiales. Genser-Proelétrica es una empresa conjunta entre Proelétrica, en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 24,9% y Genser Power Inc. (“**Genser**”) de la cual el 51% es propiedad de Pacific Power. El 1 de marzo de 2013, estos contratos fueron cedidos a TermoMoricahal SAS (“**TermoMoricahal**”), la compañía creada para desarrollar los acuerdos, en los cuales Pacific Power mantiene una participación indirecta del 51%. El

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

compromiso total de los contratos BOMT es \$229,7 millones a diez años. En abril del 2013, la Compañía y Ecopetrol celebraron otro acuerdo con Genser-Proelectrica para adquirir activos adicionales por un monto total de \$57 millones a diez años. Al final del Contrato de Asociación de Rubiales el 30 de junio de 2016, las obligaciones de la Compañía, junto con los activos de generación de energía fueron transferidas a Ecopetrol. Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía un anticipo de \$Cero (Diciembre 2015: \$3,3 millones).

La Compañía tenía cuentas por pagar de \$4 millones (Diciembre 2015: \$3,6 millones) adeudadas a Genser-Proelectrica al 30 de junio de 2016. Adicionalmente, el 5 de mayo de 2014 una subsidiaria de la Compañía suministró una garantía a favor de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. a nombre de Proelectrica la cual garantiza las obligaciones bajo un acuerdo de suministro de energía por un monto agregado de aproximadamente \$16,7 millones. En diciembre de 2014 la Compañía suscribió un nuevo contrato con Genser relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de generación de energía localizada en el campo Sabanero.

En octubre del 2013, la Compañía suscribió acuerdos de conexión y suministro de energía con Proelétrica para el suministro de energía eléctrica a los campos petroleros localizados en la cuenca de los Llanos. Los acuerdos de conexión autorizan a Meta Petroleum Corp. y a Agro Cascada S.A.S. a utilizar los activos de conexión de Proelectrica para el suministro de energía a los campos Quifa y Rubiales. El acuerdo se inició el 1 de noviembre de 2013 y operará por un período de 13 años. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía realizó pagos por \$9,2 millones y \$15,3 millones respectivamente (2015: \$13 millones y \$26,6 millones) en virtud de este acuerdo.

La Compañía ha suscrito varios acuerdos “take-or-pay” al igual que otros acuerdos interrumpibles de venta y transporte de gas cuyo fin es el suministro de gas desde el campo de gas natural La Creciente hasta la central de gas de Proelectrica. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía contabilizó ingresos de \$1,8 millones y \$7,7 millones respectivamente (2015: \$0.6 millones y \$1.3 millones), de dichos acuerdos. Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$1,2 millones (Diciembre de 2015: \$12,3 millones) a Proelétrica.

Bajo los acuerdos de suministro de energía Proelétrica provee electricidad a la Compañía para los campos Quifa y Rubiales, con pagos calculados mensualmente en base a la demanda y la entrega. El acuerdo estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2026. El acuerdo de suministro de energía equivale a la suma agregada de 1,5 millones de kilovatios.

- b) Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por un valor de \$1,2 millones (31 de diciembre de 2015: \$12,3 millones) a Proelétrica, en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 21,1% y también en la cual Blue Pacific Assets Corp. (“**Blue Pacific**”) posee una participación del 5%. Dos directores, un funcionario ejecutivo, un director de la Compañía hasta el 14 de agosto de 2015, controlan o asesoran a los titulares del 88% de las acciones de Blue Pacific. Los intereses indirectos de la Compañía y Blue Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos provenientes de Proelétrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fue de \$1,8 millones y \$7,7 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$0,6 millones y \$1,3 millones).
- c) Al 30 de junio de 2016, los préstamos por cobrar a partes relacionadas ascienden a la suma acumulada de \$0,4 millones (31 de diciembre 31, 2015: \$0,5 millones) y son adeudados por un director y seis ejecutivos de la Compañía. Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales en plazos de 48 meses.

En Agosto del 2015, la Compañía acordó pagar \$8,3 millones por indemnización a uno de sus ejecutivos, quien efectivamente se retiró el 14 de agosto de 2015, la cual incluía \$5,5 millones en efectivo pagados durante el 2015, y \$1,4 millones pagados en los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016, y \$1,4 millones a pagar el 30 de junio de 2016. Adicionalmente, el derecho de DSU del director saliente fue pagado en especie con acciones propias en cartera de la Compañía con una tasa de conversión de uno a uno para un total aproximado de 1,3 millones de acciones ordinarias. También durante el 2015, la compañía realizó pagos en especie de aproximadamente 0,5 millones de acciones ordinarias a tres directivos salientes como liquidación de sus derechos sobre DSUs.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

- d) La Compañía mantiene contratos “take-or-pay” con ODL para el transporte de petróleo crudo de los campos de la Compañía al sistema de transporte de petróleo en Colombia con un compromiso total de \$202 millones desde el 2016 al 2020. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía pagó \$21,8 millones y \$51,4 millones respectivamente a ODL (2015: \$19,8 millones y \$54,2 millones) por servicios de transporte de crudo bajo el contrato “take-or-pay” del oleoducto, y tenía cuentas por pagar de \$11,5 millones (31 de diciembre de 2015: \$13,1 millones). Adicionalmente, la Compañía recibió \$0,1 millones y \$0,2 millones de ODL durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$0,6 millones y \$1 millón) con respecto a ciertos servicios administrativos y el alquiler de maquinaria y equipo. La Compañía tiene cuentas por cobrar a ODL al 30 de junio de 2016 por \$0,1 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,1 millones). La Compañía posee una participación indirecta del 22% en ODL.
- e) La Compañía mantiene contratos “take-or-pay” con Bicentenario para el transporte de petróleo crudo del campo Rubiales al sistema de transporte de petróleo en Colombia con un compromiso total de \$1,4 millardos del 2016 al 2025. El oleoducto Bicentenario ha experimentado suspensiones periódicas debido a interrupciones causadas por problemas de seguridad. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía pagó \$29,1 millones y \$79,4 millones respectivamente a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (2015: \$59 millones y \$86,9 millones), una compañía de oleoductos en la cual la Compañía posee un porcentaje de participación del 27.9%, por los servicios de transporte de petróleo según los acuerdos “take-or-pay” del oleoducto. Al 30 de junio de 2016 el saldo pendiente de los préstamos a Bicentenario es de \$Cero (31 de diciembre de 2015: \$Cero). Se reconocieron ingresos por intereses de \$Cero y \$Cero durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, (2015: 0,4 millones y \$1 millón). Se pagaron \$Cero y \$Cero en intereses sobre los préstamos durante los tres y seis meses terminados el 31 de marzo de 2016 (2015: \$1,3 millones), y se amortizó el capital del préstamo por \$Cero y \$Cero en los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$Cero y \$17,2 millones). La Compañía anticipó \$87,9 millones al 30 de junio de 2016 (31 de diciembre de 2015: \$87,9 millones) a Bicentenario como pago anticipado de las tarifas de transporte, lo cual se amortiza en contra de los barriles transportados. Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$3,7 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,4 millones) como anticipo a corto plazo.
- f) La Compañía estableció dos fundaciones de caridad en Colombia, La Fundación Pacific Rubiales y la Fundación para el Desarrollo Social de la Energía Disponible (“FUDES”). Ambas fundaciones tienen el objetivo de implementar proyectos de desarrollo social y comunitario en el país. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía contribuyó \$1,7 millones y \$5,3 millones respectivamente a estas fundaciones (2015: \$4,2 millones y \$6,7 millones). Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas por cobrar (anticipos) por \$0,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,4 millones) y cuentas por pagar por \$0,6 millones (31 de diciembre de 2015: \$3,2 millones). Tres de los directores de la Compañía y un ejecutivo hacen parte de la junta directiva de la Fundación Pacific Rubiales.
- g) Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía una solicitud de préstamo concedido a PII por un monto de \$72,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$72,4 millones). El préstamo está garantizado por el proyecto del oleoducto de PII y devenga intereses que oscilan entre LIBOR + 2% y 7% anual. La Compañía es dueña del 41,77% de PII (31 de diciembre de 2015: 41.79%). Se reconocieron ingresos por intereses de \$1,3 millones y \$2,6 millones durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$1,3 millones y \$2,5 millones) con respecto al préstamo. Adicionalmente durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía recibió \$0,5 millones y \$2,6 millones (2015: \$3 millones y \$3 millones) de parte de PII por los honorarios relacionados con un contrato para la prestación de servicios de consultoría y asistencia técnica en la construcción de un oleoducto – “Oleoducto del Caribe”. Adicionalmente, al 30 de junio de 2016, la Compañía registra cuentas por cobrar por \$2,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,5 millón) una subsidiaria de PII. Al 30 de junio de 2016, la Compañía registra cuentas por pagar de \$1,6 millones a PII (31 de diciembre de 2015: \$0,5 millones).

En diciembre de 2012, la Compañía celebró un acuerdo “take-or-pay” con Sociedad Puerto Bahía S.A, una compañía perteneciente en su totalidad a PII. Según los términos del acuerdo Sociedad Puerto Bahía S.A proveerá el almacenamiento, transferencia, carga y descarga de hidrocarburos en sus instalaciones portuarias. La vigencia del contrato inició en el 2014 y se mantendrá por un período de siete años, subsecuentemente renovables en incrementos

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

anuales. Estos contratos pueden beneficiar indirectamente a Blue Pacific y a otros accionistas minoritarios no relacionados de PII.

- h) En Octubre de 2012 la Compañía suscribió un acuerdo con CRC , Blue Advanced Colloidal Fuels Corp. (“**Blue ACF**”), Alpha Ventures Finance Inc. (“**AVF**”), y una parte no relacionada por medio del cual la Compañía adquirió de CRC un derecho sobre una participación en el capital del 5% en Blue ACF por una contraprestación de \$5 millones. Blue ACF es una compañía involucrada en el desarrollo de combustibles coloidales, donde el principal accionista es AVF, la cual es controlada por Blue Pacific. Como parte de la compra, CRC también cedió a la Compañía el derecho de adquirir una participación en el capital de hasta un 5% adicional en Blue ACF por una inversión adicional de \$5 millones. Actualmente la Compañía posee una participación del 9,63% en CRC. Adicionalmente, la Compañía posee una participación indirecta del 9,84% en CRC por medio de su participación del 21,1% en Pacific Power la cual a su vez una participación en el capital del 46,67 en CRC. Un director de la Compañía es el Presidente Ejecutivo de CRC.
- i) La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento por una oficina en Caracas, Venezuela con un canon mensual aproximado de \$6 mil. Un miembro de la familia de un funcionario de la Compañía posee una participación del 50% en dicho espacio de oficina.
- j) El 29 de febrero de 2016, la Compañía acordó suministrar a CGX un crédito puente de hasta \$2 millones a una tasa de interés del 5% anual pagadero dentro de los 12 meses siguiente al primer retiro de fondos. Al 30 de junio de 2016, la cantidad que CGX ha retirado del préstamo puente era de \$ 1,3 millones.

En octubre del 2014, la Compañía otorgó un préstamo puente a CGX por CAD\$7,5 millones, con una tasa de interés del 5%, al 30 de junio de 2016, el valor total está pendiente de pago. En noviembre de 2015, CGX emitió obligaciones convertibles a la compañía por un monto de \$1,5 millones con un precio de conversión de CAD\$0,335 al 30 de junio de 2016 la Compañía no ha convertido las obligaciones.

- k) Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía recibió efectivo por la cantidad de \$10,9 millones y \$22,9 millones respectivamente de conformidad con la obligación de operación conjunta relacionada con su participación del 49% en el Bloque Z-1 en el Perú. Adicionalmente la Compañía tenía cuentas por cobrar de \$Cero bajo el acuerdo de operación conjunta de Alfa SAB de CV (“**Alfa**”) quien es propietaria del 51% de capital de trabajo en el Bloque Z-1 y también posee 18,95% del capital accionario emitido y en circulación de la Compañía.
- l) Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas por pagar de \$1,9 millones (el 31 de diciembre de 2015: \$1,9 millones) pendientes a Pacific Green con relación a contribuciones hechas antes por Pacific Green a Promotora Agrícola, un proyecto agrícola asociado con las operaciones de la Compañía en la Cuenca de los Llanos. Se espera que la contribución de Pacific Green al proyecto sea capitalizado en poco tiempo. Pacific Green es controlado por tres oficiales de la Empresa.
- m) El 11 de diciembre de 2015, la Compañía y los demás accionistas de Pacific Power, incluyendo Proenergy Corp. (filial de Pacific Blue), celebró un contrato de compraventa de acciones con Development S.A., Tusca Equities Inc. y Associated Ventures Corp. (los “**Compradores de Pacific Power**”), para la venta de 70% de las acciones de Pacific Power. Como parte de la transacción, la Compañía acordó la venta de un 4% del 24,9% de las acciones de la Compañía en Pacific Power para los Compradores de Pacific Power por aproximadamente \$5,0 millones. Como resultado de la venta, la Sociedad posee actualmente el 21,09% y Proenergy Corp. (Blue Pacific) posee en la actualidad aproximadamente el 5% de la potencia de Pacific Power. Asociada Ventures, Corp. es controlado por un director de la Compañía hasta el 26 de abril de 2016.

La Compañía utilizó la mayor parte de los ingresos de la venta para pagar por su parte de una opción de venta que se ejerce por los servicios sean Sustainable Services Inc., de conformidad con los términos de un acuerdo de accionistas preexistente entre Pacific Power y sus accionistas.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

24. Activos y Pasivos Financieros

Sinopsis de la Gestión de Riesgo

La Compañía explora, desarrolla y produce petróleo y gas y suscribe contratos para vender su producción de petróleo y gas, con el fin de gestionar el riesgo del mercado asociado a los mercados de las mercancías, en especial a su exposición a los precios del petróleo crudo. La Compañía también suscribe acuerdos para el suministro y compra de bienes y servicios denominados en monedas no funcionales tales como el peso colombiano, para sus actividades con base en Colombia. Estas actividades exponen a la Compañía a los riesgos del mercado debido a los cambios en los precios de las mercancías, las tasa de cambio, tasas de interés, riesgos crediticios y de liquidez los cuales pueden afectar las utilidades de la Compañía y el valor de los instrumentos financieros asociados que mantiene.

La Compañía busca minimizar los efectos de estos riesgos utilizando instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición al riesgo. Los controles y políticas estratégicas de la Corporación están diseñados para asegurar que los riesgos que asume cumplen con los objetivos internos y la tolerancia al riesgo de la Compañía. Es política de la Compañía no involucrarse en operaciones comerciales especulativas con derivados financieros.

En la medida de lo posible y si es costo-efectivo, la Compañía aplica la contabilidad de coberturas. La aplicación de coberturas no protege en contra de todos los riesgos y no siempre es efectiva. La Compañía puede reconocer pérdidas financieras como resultado de la volatilidad en los valores del mercado de estos contratos.

Riesgos Asociados con Activos y Pasivos Financieros

a) Riesgos del Mercado

Riesgo de los Precios de las Mercancías

El riesgo en el precio de las mercancías es el riesgo de que los flujos de efectivo y las operaciones de la Compañía fluctúen como resultado de los cambios en los precios de las mercancías asociados con los precios del petróleo. Los cambios significativos en los precios de las mercancías pueden también impactar la habilidad de la Compañía para conseguir capital u obtener financiación adicional. Los precios de las mercancías y en particular el petróleo son impactados por los eventos económicos mundiales que dictan los niveles de la oferta y la demanda. Aunque la Compañía no se involucra en operaciones comerciales especulativas con derivados financieros, esta podrá suscribir varias estrategias de cobertura tales como collares costo cero, swaps y forwards con el propósito de minimizar el riesgo a la exposición a los precios del petróleo.

Riesgo en el Cambio de Divisas

El riesgo en el cambio de divisas se origina en las tasas de cambio de la moneda extranjera que pueden afectar el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de los activos y pasivos financieros de la Compañía. Dado que la Compañía opera principalmente en Colombia, las fluctuaciones en la tasa de cambio entre el peso colombiano y el dólar americano pueden tener un efecto significativo sobre los resultados reportados por la Compañía.

Con el propósito de mitigar la exposición a las fluctuaciones de las tasa de cambio Peso/Dólar asociadas a los gastos operativos, generales y administrativos incurridos en pesos colombianos, la Compañía podrá suscribir diferentes estrategias de cobertura, tales como collares costo cero, swaps y forwards. Adicionalmente, la Compañía podrá suscribir derivados de moneda extranjera con el fin de manejar el riesgo del cambio de moneda en los activos financieros denominados en dólar canadiense.

Las ganancias/pérdidas de la Compañía en el cambio de divisas principalmente incluyen pérdidas y ganancias no realizadas durante la conversión de divisas de los activos y pasivos de gestión de riesgo denominados en pesos colombianos y mantenidos en Colombia.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Riesgo de las Tasas de Interés

La Compañía está expuesta al riesgo de las tasas de interés sobre el saldo pendiente de sus líneas de crédito rotativo debido a la fluctuación en las tasa de interés del mercado. La Compañía monitorea su exposición a las tasas de interés de manera continua.

Análisis de Sensibilidad de los Riesgos del Mercado

El siguiente listado resume las sensibilidades de las posiciones de gestión de riesgo de la Compañía a las fluctuaciones en los precios de referencia subyacentes, donde todas las otras variables se mantienen constantes. Las fluctuaciones en los marcadores de referencia subyacentes podrían haber resultado en ganancias o pérdidas no realizadas que impactan las utilidades netas antes de impuestos de la siguiente manera:

- Un cambio del 10% en la tasa de cambio Peso/Dólar hubiese producido un cambio de \$0,9 millones en ganancias/pérdidas en el cambio de divisas al 30 de junio de 2016 (2015: \$0,5 millones); y
- Un cambio del 1% (100 puntos básicos) en la tasa de interés hubiese producido un aumento o disminución en los gastos financieros de \$4 mil (2015: \$2,5 millones).

b) Riesgo Crediticio

El riesgo crediticio surge a raíz de la posibilidad de que la Compañía pueda incurrir en pérdidas si alguna de las partes de un instrumento financiero incumple sus obligaciones según los términos acordados. La Compañía limita activamente su exposición total frente a clientes individuales que son partes de contratos financieros y mantiene una póliza de seguro de crédito comercial que garantiza la respectiva indemnización en caso de pérdidas causadas por el incumplimiento en las cuentas por cobrar.

	Al 30 de junio 2016	Al 31 de diciembre 2015
Cuentas comerciales	\$ 41.574	\$ 173.777
Anticipos / depósitos	22.033	26.853
IVA recuperable y retención de impuestos	60.116	57.845
Otras cuentas por cobrar	110.528	182.384
Por cobrar a acuerdos conjuntos	96.810	101.413
Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(23.957)	(24.275)
	\$ 307.104	\$ 517.997
IVA Recuperable a largo plazo (no corriente, Nota 16)	75.813	64.958
	\$ 382.917	\$ 582.955

Al 30 de junio de 2016, dos de los clientes de la Compañía adeudaba cuentas por cobrar mayores al 10% del total de las cuentas por cobrar. La exposición al riesgo del crédito de la Compañía respecto a estos clientes fue de \$16 millones (Ver "Litigio QV Trading" abajo) y \$4 millones o 38% y 10% de las cuentas por cobrar respectivamente (31 de diciembre 2015: un cliente con cuentas por cobrar por \$39 millones o 23% de cuentas comerciales por cobrar). Los ingresos provenientes de estos clientes en el 2016 fueron de \$Cero y \$13 millones o 0% y 3% de los ingresos (2015: \$56 millones, \$85 millones, \$168 millones y \$41 millones u 8%, 12%, 24% y 6% de los ingresos) respectivamente.

La mayor parte del IVA recuperable y la Retención en la Fuente son adeudadas a las autoridades tributarias de Colombia y Perú.

La mayoría de las cuentas por cobrar de los acuerdos conjuntos son adeudadas por Ecopetrol.

Incluido en otras cuentas por cobrar hay préstamos por cobrar a PII por \$72,4 millones (Diciembre 2015: \$72,4 millones). El préstamo a la vista y sin fecha de vencimiento a cobra a PII está garantizado por el proyecto de oleoducto de PII y devenga intereses que oscilan entre LIBOR + 2% y el 7% anual y se reconocieron ingresos por intereses de \$1,3 millones y \$2,6 millones durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$1,3 millones y \$2,5 millones).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

La Compañía no mantiene garantías subsidiarias u otras mejoras crediticias para cubrir los riesgos crediticios asociados a sus activos financieros, excepto el préstamo con PII.

Litigio QV Trading

La Compañía se encuentra en el proceso de iniciar una demanda comercial en contra de un cliente no relacionado QV Trading LLC, con respecto a una cuenta por cobra vencida por un monto aproximado de \$16 millones correspondientes a la venta de petróleo en agosto del 2015.

c) Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía no pueda cumplir sus obligaciones financieras en la medida que estas se vencen. El proceso de la Compañía para manejar el riesgo de liquidez incluye asegurar, en la medida posible, que tendrá suficiente liquidez para cumplir con sus obligaciones en la medida que estas se vencen. La Compañía prepara presupuestos anuales de inversiones en bienes de capital los cuales son monitoreados y actualizados según se requiera. Adicionalmente, la Compañía requiere autorizaciones para gastos en proyectos con el fin de colaborar en la gestión del capital. Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía disponible \$Cero en líneas de crédito rotativo y \$115,5 millones en un Mecanismo de Carta de Crédito.

A continuación se presenta los vencimientos contractuales de los pasivos financieros no derivados (con base en un año calendario y sin descuento):

Pasivo financiero adeudado en	Nota	2016	2017	2018	2019	2020	Subsecuente al		Total
							2021		
Cuentas por pagar y pasivo estimado		\$ 861.529	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 861.529
Deuda largo plazo, financiamiento DIP y Garantías	18	565.443	1.150.000	-	1.300.000	-	-	2.804.197	5.819.640
Obligaciones por arrendamiento financiero	19	4.478	6.778	6.778	6.778	6.796	4.518	-	36.126
Total		\$ 1.431.450	\$ 1.156.778	\$ 6.778	\$ 1.306.778	\$ 6.796	\$ 2.808.715	\$ -	\$ 6.717.295

A continuación se presentan las cuentas por pagar y los pasivos provisionados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Al 30 de junio 2016	Al 31 de diciembre 2015
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	\$ 312.481	\$ 403.176
Pasivos estimados	173.472	450.355
Cuentas por pagar - Cuentas conjuntas	26.269	11.076
Anticipos, garantías y depositos	78.969	91.982
Retenciones de impuestos y otras disposiciones	255.021	260.302
Impuesto al patrimonio	15.317	-
Total	\$ 861.529	\$ 1.216.891

d) Contabilidad de Coberturas y Contratos de Gestión de Riesgo

Los siguientes son los términos y condiciones de los instrumentos de cobertura y los periodos esperados de liquidación de los instrumentos en circulación al:

Al 30 de junio de 2016

Al 31 de diciembre de 2015, se determinó que los derivados sujetos a contabilidad de cobertura ya no cumplían el requisito de ser altamente probables, por lo tanto, la contabilidad de cobertura para estos instrumentos ha sido descontinuada. La cantidad acumulada previamente en el patrimonio como una cobertura de flujos de efectivo y reserva del valor del tiempo ha sido reclasificada en la utilidad neta (pérdida) en la medida que se producen las transacciones de cobertura originales las cuales se espera que ocurran entre enero y junio de 2016.

Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2016, todos los contratos derivados de los precios del petróleo de la Compañía fueron terminados anticipadamente y se reconoció una ganancia realizada de \$161 millones, la cual incluye \$128,2 millones en efectivo recibido y una reducción de \$33,4 millones en el capital pendiente de pago del Préstamo

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

BOFA 2013 (Ver Nota 18). El monto previamente acumulado en el patrimonio como cobertura del flujo de efectivo y la reserva del valor del tiempo serán reclasificados en ingresos netos (pérdida) ya que las transacciones originales de cobertura fueron contratadas para que ocurrieran y estas ocurrieron entre abril y junio del 2016.

Al 31 de diciembre de 2015

Tipo de instrumento	Período	Cantidad/Volumen nacional (bbl)	Piso-Techo / Strike Price	Punto Referencia	Valor en libros	
					Activos	Pasivos
Sujeto a contabilidad de cobertura:						
Cero-costo collares	Enero a Junio 2016	600.000	60-66	WTI	\$ 12.244	\$ (3)
Total sujeto a contabilidad de coberturas					\$ 12.244	\$ (3)
No sujeto a contabilidad de cobertura						
<i>Riesgo precio commodities</i>						
Cero-costo collares	Abril a diciembre 2016	1.800.000	48 / 68	WTI	15.360	-
Cero-costo collares	Enero a diciembre 2016	1.500.000	48,60 - 56 / 58,75 - 73,45	BRENT	77.867	(53.061)
<i>(opción de contraparte)</i>						
Extendible	Varios 2016	1.650.000	57-59,30 / 62-64,30	BRENT	32.728	(1)
Extendible/Swap	Enero a marzo 2016	2.100.000	55,20 - 55,30	BRENT	34.584	(1)
Total no sujeto a contabilidad de coberturas					\$ 160.539	\$ (53.063)
Total 31 de diciembre de 2015					\$ 172.783	\$ (53.066)

Impacto de la Relación de Cobertura

La Compañía excluye los cambios en el valor razonable relacionados con la opción del valor tiempo de la evaluación de ineffectividad y reconoce estos montos en otros resultados integrales, como costo de cobertura.

Para los tres meses terminados el 30 de junio de 2016:

Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/perdida)	Ineffectividad de la cobertura reconocida en el resultado del período ganancia/(pérdida)	Línea en el resultado del ejercicio (incluye cobertura de ineffectividad)	Valor reclasificado de la reserva de cobertura de resultado flujos de efectivo (ganancia/perdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Commodities precio de riesgo				
Cero-costo collares	-	Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo	6.073	Ingresos
\$	\$	\$	\$ 6.073	

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016:

Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/perdida)	Ineffectividad de la cobertura reconocida en el resultado del período ganancia/(pérdida)	Línea en el resultado del ejercicio (incluye cobertura de ineffectividad)	Valor reclasificado de la reserva de cobertura de resultado flujos de efectivo (ganancia/perdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Commodities precio de riesgo				
Cero-costo collares	-	Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo	12.146	Ingresos
\$	\$	\$	\$ 12.146	

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

Para los tres meses terminados el 30 de junio de 2015:

	Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/pérdida)	Inefectividad de la cobertura reconocida en el resultado del período ganancia/(pérdida)	Linea en el resultado del ejercicio (incluye cobertura de ineffectividad)	Valor reclasificado de la reserva de cobertura de resultado flujos de efectivo (ganancia/pérdida)	Linea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo de cambio divisas					
Cero-costo collares	\$ 2.281	\$ 13.395	Diferencia en cambio ganancia (Pérdida)	\$ (12.767)	Producción y operación
Commodities precio de riesgo					
Cero-costo collares	(42.503)	(4.180)	Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo	(24.865)	Ingresos/Gestión riesgo
	\$ (40.222)	\$ 9.215		\$ (37.632)	

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2015:

	Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/pérdida)	Inefectividad de la cobertura reconocida en el resultado del período ganancia/(pérdida)	Linea en el resultado del ejercicio (incluye cobertura de ineffectividad)	Valor reclasificado de la reserva de cobertura de resultado flujos de efectivo (ganancia/pérdida)	Linea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo de cambio divisas					
Cero-costo collares	\$ (16.627)	\$ 20.252	Diferencia en cambio ganancia (Pérdida)	\$ (26.250)	Producción y operación
Commodities precio de riesgo					
Cero-costo collares	(13.204)	(5.187)	Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo	25.880	Ingresos/Gestión riesgo
	\$ (29.831)	\$ 15.065		\$ (370)	

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró ineffectividad en los contratos de gestión de riesgos en el cambio de divisas de \$Cero y \$Cero respectivamente (2015: ganancia de \$13,4 millones y ganancia de \$20,2 millones).

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró ineffectividad en los contratos de gestión de riesgos en el precio de las mercancías de \$Cero y \$Cero respectivamente (2015: pérdida de \$4,2 millones y pérdida de \$5,2 millones).

Instrumentos No Sujetos a Contabilidad de Cobertura

Como parte de la estrategia de gestión de riesgo de la Compañía, los instrumentos financieros derivados son utilizados para gestionar su exposición a sus riesgos, en adición a aquellos designados para contabilidad de cobertura. Dado que estos instrumentos no han sido designados como coberturas, la variación del valor razonable se registra en los resultados como pérdidas o ganancias en la gestión de riesgos.

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró una pérdida de \$Cero y \$107 millones en los contratos de gestión de riesgo de las mercancías, en pérdidas netas (2015: pérdida de \$84,7 millones y pérdidas de \$83,8 millones). Adicionalmente durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía reconoció ganancias en los ingresos por \$Cero y \$148 millones relacionados con estos instrumentos, los cuales fueron liquidados (2015: ganancias de \$7,6 millones y \$21,7 millones).

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía no registró ganancias o pérdidas en los contratos de gestión de riesgo en moneda extranjera en pérdidas netas (2015: ganancia de \$18 millones y \$31,7 millones, incluyendo \$32,5 millones y \$67,8 millones en ganancias no realizadas) lo cual representa el cambio en el valor razonable. Adicionalmente durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía no reconoció pérdidas o ganancias realizadas en el cambio de divisas, las cuales fueron liquidadas (2015: pérdidas de \$14,5 millones y pérdidas de \$36,1 millones).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

e) Valor Razonable

Los instrumentos financieros de la Compañía son el efectivo y los equivalentes de efectivo, efectivo restringido, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivos estimados, activos y pasivos de gestión de riesgo, deuda bancaria, obligaciones de leasing financiero, obligaciones convertibles, e inversiones de capital en el estado de situación financiera. El valor en libros y el valor razonable de estos instrumentos financieros se revelan a continuación por categoría de instrumento financiero.

	Nota	Al 30 de junio de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
		Valor libros	Valor Razonable	Valor libros	Valor Razonable
Activos Financieros					
<i>Activos financieros valorados a su costo amortizado</i>					
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 599.410	\$ 599.410	\$ 342.660	\$ 342.660
Efectivo restringido		112.629	112.629	35.922	35.922
Cuentas por cobrar ⁽¹⁾	24b, 16	382.917	382.917	582.955	582.955
Cuentas por cobrar a largo plazo	16	63.387	63.387	60.469	60.469
		1.158.343	1.158.343	1.022.006	1.022.006
<i>Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados (FVTPL)</i>					
Mantenidos para negociación que no han sido designados en contabilidad de cobertura	24d	-	-	160.539	160.539
		-	-	160.539	160.539
<i>Activos financieros designados medidos al valor razonable con cambios en otros resultados integrales (FVTOCI)</i>					
Inversiones en instrumentos de capital	16	1.182	1.182	1.125	1.125
		1.182	1.182	1.125	1.125
<i>Instrumentos de derivados en relación a contabilidad de cobertura</i>					
	24d	-	-	12.244	12.244
		-	-	12.244	12.244
		\$ 1.159.525	\$ 1.159.525	\$ 1.195.914	\$ 1.195.914
Pasivos Financieros					
<i>Pasivos financieros valorados a su costo amortizado</i>					
Cuentas por pagar y pasivos estimados	24c	\$ (861.529)	\$ (861.529)	\$ (1.216.891)	\$ (1.216.891)
Deuda a largo plazo	18	(1.215.440)	(223.206)	(1.273.146)	(248.745)
Financiamiento DIP y Garantías	18	(483.200)	(483.200)	-	-
Bonos Senior ⁽²⁾	18	(4.104.200)	(753.705)	(4.104.200)	(801.870)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	19	(25.683)	(32.358)	(36.511)	(46.000)
		(6.690.052)	(2.353.998)	(6.630.748)	(2.313.506)
<i>Pasivos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados (FVTPL)</i>					
Mantenidos para negociación que no han sido designados en contabilidad de cobertura	24d	-	-	(53.063)	(53.063)
		-	-	(53.063)	(53.063)
<i>Instrumentos de derivados en relación a contabilidad de cobertura</i>					
	24d	-	-	(3)	(3)
		-	-	(3)	(3)
		\$ (6.690.052)	\$ (2.353.998)	\$ (6.683.814)	\$ (2.366.572)

(1) Incluye IVA a largo plazo

(2) El valor razonable total de los diferentes Bonos Senior se estima utilizando los últimos precios cotizados al 30 de junio de 2016.

Al momento de retirar fondos, la deuda bancaria devenga intereses a una tasa variable y por consiguiente el valor razonable se aproxima al valor en libros.

Debido a la naturaleza a corto plazo del efectivo y de los equivalentes de efectivo, las cuentas por cobrar y otros activos corrientes, las cuentas por pagar y otros pasivos estimados, sus valores en libros se aproximan a sus valores razonables.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

La siguiente tabla presenta un resumen de los instrumentos financieros de la Compañía contabilizados o revelados al valor razonable, de acuerdo con la clasificación jerárquica de información del valor razonable estipulada en la NIIF 7 *Instrumentos Financieros – Información a Revelar*.

Al 30 de junio de 2016:

	Precios cotizados en mercados activos	Entradas observables significativas	Entradas no observables significativas	Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos financieros a FVTOCI (siglas en ingles)				
Inversiones en instrumentos de patrimonio	\$ -	\$ -	\$ 1.182	\$ 1.182
Otros activos				
Cuenta por cobrar largo plazo	-	63.387	-	63.387
Otros pasivos				
Préstamos y créditos	\$ -	\$ (223.206)	\$ -	\$ (223.206)
Financiamiento DIP y Garantías	-	(483.200)	-	(483.200)
Bonos Senior	(753.705)	-	-	(753.705)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	-	(32.358)	-	(32.358)

Al 31 de diciembre de 2015:

	Precios cotizados en mercados activos	Entradas observables significativas	Entradas no observables significativas	Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos financieros a valor razonable				
Mantenidos para negociación que no han sido designados en relación de contabilidad de cobertura	\$ -	\$ 160.539	\$ -	\$ 160.539
Instrumentos derivados en relación a contabilidad de cobertura designados	-	12.244	-	12.244
Activos financieros a FVTOCI (siglas en ingles)				
Inversiones en instrumentos de patrimonio	\$ -	\$ -	\$ 1.125	\$ 1.125
Otros activos				
Cuenta por cobrar largo plazo	\$ -	\$ 60.469	\$ -	\$ 60.469
Pasivos financieros a valor razonable				
Mantenidos para negociación que no han sido designados en relación de contabilidad de cobertura	\$ -	\$ (53.063)	\$ -	\$ (53.063)
Instrumentos derivados en relación a contabilidad de cobertura designados	-	(3)	-	(3)
Otros pasivos				
Deuda a largo plazo	\$ -	\$ (248.745)	\$ -	\$ (248.745)
Bonos Senior	(801.870)	-	-	(801.870)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	-	(46.000)	-	(46.000)

La Compañía utiliza información de Nivel 1, específicamente el último precio cotizado de las inversiones negociadas, para medir el valor razonable de sus activos financieros al FVTOCI.

La Compañía utiliza información de Nivel 2 para medir el valor razonable de sus contratos de gestión de riesgo, ciertas cuentas por cobrar y deudas. El valor razonable de estos contratos de gestión de riesgo se estima utilizando flujos de caja internos descontados en base a los precios futuros y las cotizaciones obtenidas de las contrapartes de los contratos teniendo en cuenta la capacidad crediticia de dichas contrapartes o la evaluación crediticia de la Compañía, según aplique. El valor razonable de determinadas cuentas por cobrar y deudas son estimados con base en las transacciones recientemente observadas.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

(No auditados, en miles de dólares de los Estados Unidos, excepto las acciones y el valor por acción o a menos que se indique lo contrario)

La Compañía utiliza información de Nivel 3 para medir el valor razonable de ciertas inversiones que no pertenecen a mercados activos.

Técnicas de Valoración

Los contratos de tipo de cambio a futuro se miden en base a la tasa de cambio spot y las curvas de rendimiento de las respectivas divisas, al igual que en los diferenciales entre las respectivas divisas. El riesgo crediticio asociado con las partes de un contrato financiero y la Compañía se estiman en base a los diferenciales de riesgo de referencia observables.

Los contratos de gestión de riesgo de las mercancías se miden en base a los precios del petróleo observados tanto futuros como de contado.

La inversión en acciones ordinarias no cotizadas las cuales no presentan información observable del mercado se valoran al costo.

25. Revelación Complementaria Sobre los Flujos de Efectivo

A continuación se presentan los cambios en el capital de trabajo no monetario

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Disminución en cuentas por cobrar	\$ 65.017	\$ 190.500	\$ 214.672	\$ 139.088
Disminución (aumento) en impuestos sobre la renta por cobrar	37.032	(17.982)	82.724	(39.628)
Disminución en cuentas por pagar y pasivos acumulados	(84.895)	(200.040)	(380.089)	(489.931)
Aumento en inventarios	(21.362)	(1.342)	(26.898)	(3.901)
Aumento (disminución) en impuestos sobre la renta por pagar	594	(45.150)	1.509	54.982
Disminución (aumento) en gastos pagados por anticipado	2.251	3.099	2.891	(2.528)
	\$ (1.363)	\$ (70.915)	\$ (105.191)	\$ (341.918)

	Tres meses terminados al 30 de junio		Seis meses terminados al 30 de junio	
	2016	2015	2016	2015
Impuestos sobre la renta pagados en efectivo	\$ 2.416	\$ 50.324	\$ 4.664	\$ 77.849
Intereses pagados en efectivo	1.878	10.534	4.899	82.045
Intereses recibidos en efectivo	2.628	1.814	4.226	2.427

26. Eventos Subsecuentes

- Durante julio de 2016, la Compañía suscribió un número de derivados del precio del petróleo en la forma de contratos de Cero-costos collares para cubrir un total de 4.200.000 barriles de petróleo crudo (700.000 barriles mensuales) con un precio base de entre \$42,50 y \$43,00 y un precio máximo de \$47,25 y \$47,75 Brent
- Durante el julio de 2016 la Compañía recibió notificaciones de incumplimiento de sus socios en los bloques de exploración en Brasil relacionado con las obligaciones de la Compañía de hacer varios *cash call* en los acuerdos de operación conjunta. La Compañía ha decidido aplazar los pagos de los *cash call* mientras esto se evalúan opciones y se negocie con los socios durante el proceso de reestructuración CCAA. Las obligaciones pendientes de pago en virtud de estos acuerdos de operación conjunta ascienden aproximadamente a \$16 millones.

27. Estados Financieros Comparativos

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos han sido reclasificados de aquellos previamente presentados con el fin de ajustarlos a la presentación de los actuales estados financieros consolidados.