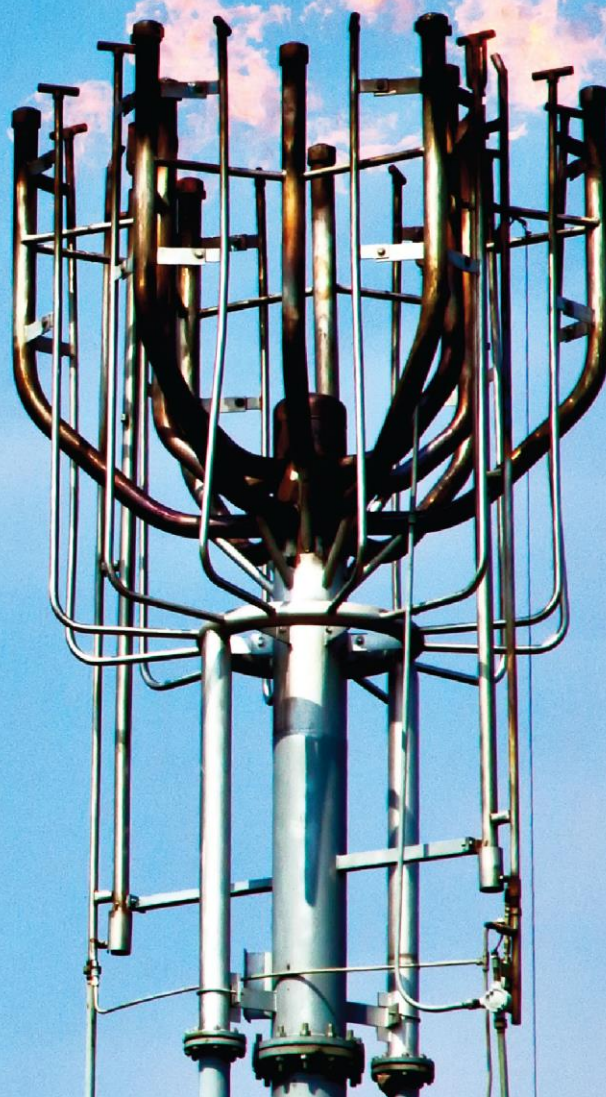


ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CONDENSADOS INTERINOS (NO AUDITADOS)



*Correspondientes a los períodos de tres y
nueve meses terminados al
30 de septiembre de 2015 y 2014*



Estados Consolidados Condensados Interinos de Resultados

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; excepto información por acción; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
		2015	2014	2015	2014
Ventas					
Ventas de petróleo y gas		\$ 659.782	\$ 1.205.225	\$ 2.039.461	\$ 3.657.429
Ventas de comercialización		10.213	125.170	133.115	301.085
Total ventas	5	669.995	1.330.395	2.172.576	3.958.514
Costo de operaciones					
Costos operativos de crudo & gas	6	297.131	452.114	956.538	1.318.647
Compra de crudo para comercialización		9.660	125.034	126.423	299.407
(Underlift) overlift		(13.166)	(793)	121	(62.318)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	7	51.722	21.921	81.999	75.625
Utilidad Bruta		324.648	732.119	1.007.495	2.327.153
Agotamiento, depreciación y amortización		344.577	407.280	1.148.735	1.165.625
Generales y administrativos		53.079	97.040	159.088	262.344
Deterioro y gastos de exploración	19	568.013	-	1.016.980	-
Compensación basada en acciones	24c	(8.880)	27.180	4.681	30.271
(Pérdida) utilidad operacional		(632.141)	200.619	(1.321.989)	868.913
Costos financieros	20	(71.954)	(61.412)	(228.929)	(187.562)
(Pérdida) ganancia en inversión patrimonial	17	(17.692)	284	13.662	15.687
Impuesto al patrimonio	8	-	-	(39.149)	-
Pérdida por diferencia en cambio		(71.887)	(22.841)	(113.081)	(10.972)
Ganancia en contratos de gerencia de riesgo		136.558	8.005	67.921	9.330
Otros (gastos) ingresos		(6.094)	57.983	(53.078)	22.833
(Pérdida) utilidad neta antes de impuesto sobre la renta		(663.210)	182.638	(1.674.643)	718.229
Impuesto sobre la renta corriente	9	(12.124)	(7.898)	(42.317)	(268.133)
Impuesto sobre la renta diferido	9	46.317	(171.580)	150.162	(100.200)
Total recuperación del impuesto sobre la renta (gasto)		34.193	(179.478)	107.845	(368.333)
(Pérdida) utilidad neta del período		\$ (629.017)	\$ 3.160	\$ (1.566.798)	\$ 349.896
Atribuible a:					
Accionistas de la matriz		(617.318)	3.484	(1.565.951)	351.251
Interés no controlado		(11.699)	(324)	(847)	(1.355)
		\$ (629.017)	\$ 3.160	\$ (1.566.798)	\$ 349.896
(Pérdida) utilidad básica por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	10	(1,97)	0,01	(5,00)	1,11
(Pérdida) utilidad diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	10	(1,97)	0,01	(5,00)	1,11

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Estados Consolidados Condensados Interinos de Otros Resultados Integrales

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
		2015	2014	2015	2014
(Pérdida) utilidad neta del período		\$ (629.017)	\$ 3.160	\$ (1.566.798)	\$ 349.896
Otros resultados integrales (pérdida) utilidad no reclasificados a utilidades netas en periodos subsecuentes (efecto nulo de impuestos)					
Ajustes del valor razonable		(214)	-	(2.435)	301
Otros resultados integrales (pérdida) a ser reclasificados a utilidades netas en periodos subsecuentes (efecto nulo de impuestos)					
Diferencias en la conversión de operaciones extranjeras		(71.386)	(41.817)	(136.641)	(32.695)
Ganancia (pérdida) no realizada sobre coberturas de flujo de efectivo	26d	98.592	(3.849)	68.761	(2.434)
Ganancia (pérdida) no realizada sobre el valor temporal de las coberturas de flujo de efectivo		14.693	7.144	7.759	5.186
Pérdida (ganancia) realizada sobre coberturas de flujos de efectivo transferidos a utilidades	26d	(16.310)	(344)	(15.940)	331
		25.375	(38.866)	(78.496)	(29.311)
(Pérdida) utilidad integral total del período		\$ (603.642)	\$ (35.706)	\$ (1.645.294)	\$ 320.585
Atribuible a:					
Accionistas de la matriz		\$ (591.943)	\$ (35.382)	\$ (1.644.447)	\$ 321.940
Interés de la matriz no controlado		(11.699)	(324)	(847)	(1.355)
		\$ (603.642)	\$ (35.706)	\$ (1.645.294)	\$ 320.585

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Estados Consolidados Condensados Interinos de Situación Financiera

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
ACTIVOS			
Corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 488.885	\$ 333.754
Efectivo restringido		10.029	331
Cuentas por cobrar	26b	661.576	817.359
Inventarios	12	36.959	45.340
Impuesto sobre la renta por cobrar		190.120	198.794
Gastos pagados por anticipado		7.196	5.206
Activo por gerencia de riesgo	26d	145.383	59.606
		1.540.148	1.460.390
No corriente			
Propiedades de petróleo y gas	13	3.955.042	5.133.478
Activos de exploración y evaluación	14	1.967.663	2.243.481
Planta y equipo	15	129.635	153.527
Activos intangibles	16	39.902	62.132
Inversiones en asociadas	17	438.677	567.040
Otros activos	18	194.890	289.538
Goodwill	19	-	237.009
Activo por gerencia de riesgo	26d	10.168	-
Efectivo restringido		14.647	15.313
		\$ 8.290.772	\$ 10.161.908
PASIVOS			
Corriente			
Cuentas por pagar y pasivos estimados	26c	\$ 1.219.809	1.918.969
Ingresos diferidos	11	149.795	-
Pasivo por gerencia de riesgo	26d	35.678	68.065
Impuesto sobre la renta por pagar		1.232	34.143
Porción corriente de deuda a largo plazo	20	-	321.655
Porción corriente de obligaciones bajo arrendamiento financiero	21	15.891	17.202
		1.422.405	2.360.034
No corriente			
Deuda a largo plazo	20	5.301.967	4.332.194
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	21	24.361	33.601
Pasivo por impuesto diferido	9	372.838	523.634
Activo por gerencia de riesgo	26d	1.695	-
Obligación por retiro de activos	22	179.548	257.797
		\$ 7.302.814	\$ 7.507.260
PATRIMONIO			
Acciones ordinarias	24a	\$ 2.614.743	\$ 2.610.485
Superávit de capital		124.150	129.029
Otras reservas		(225.479)	(146.983)
Déficit retenido		(1.690.845)	(124.894)
Patrimonio atribuible a los accionistas de la matriz		822.569	2.467.637
Interés no controlado		165.389	187.011
Total patrimonio		\$ 987.958	\$ 2.654.648
		\$ 8.290.772	\$ 10.161.908

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Estados Consolidados Condensado Interinos de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

Para los nueve meses terminados al 30 de Septiembre de 2015

Notas	Atribuye a los accionistas de la matriz									
	Acciones ordinarias	Superávit de capital	Déficit retenido	Cobertura de flujo efectivo	Reservas del valor temporal	Conversión de moneda extranjera	Valor razonable de inversiones	Total	Interés no controlado	Total patrimonio
(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)										
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)
Ejercicio de opciones	-	(2.679)	-	-	-	-	-	(2.679)	2.679	-
Dividendos pagados al interés no controlado	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.164)	(13.164)
Transacción con interés no controlado	-	(2.143)	-	-	-	-	-	(2.143)	-	(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)
Ejercicio de opciones	-	-	-	-	-	-	-	-	63	63
Transacción con interés no controlado	-	(84)	-	-	-	-	-	(84)	-	(84)
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
Pérdida neta del período	-	-	(617.318)	-	-	-	-	(617.318)	(11.699)	(629.017)
Otros ingresos comprensivos	-	-	-	82.282	14.693	(71.386)	(214)	25.375	-	25.375
Total ingresos comprensivos	-	-	(617.318)	82.282	14.693	(71.386)	(214)	(591.943)	(11.699)	(603.642)
Acciones de tesorería emitidas como parte de indemnización	24a	4.258	-	-	-	-	-	4.258	-	4.258
Dividendos pagados al interés no controlado	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.305)	(10.305)
Transacción con interés no controlado	-	27	-	-	-	-	-	27	(48)	(21)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	\$ 2.614.743	\$ 124.150	\$ (1.690.845)	\$ 57.921	\$ (47)	\$ (277.961)	\$ (5.392)	\$ 822.569	\$ 165.389	\$ 987.958

Para los nueve meses terminados al 30 de Septiembre de 2014

Notas	Atribuye a los accionistas de la matriz									
	Acciones ordinarias	Superávit de capital	Utilidades retenidas	Cobertura de flujo efectivo	Reservas del valor temporal	Conversión de moneda extranjera	Valor razonable de inversiones	Total	Interés no controlado	Total patrimonio
(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)										
Saldo al 31 de diciembre de 2013	\$ 2.667.820	\$ 157.810	\$ 1.392.284	\$ 1.093	\$ (3.092)	\$ (17.083)	\$ (3.258)	\$ 4.195.574	\$ 31.359	\$ 4.226.933
Utilidad neta del período	-	-	119.240	-	-	-	-	119.240	-	119.240
Otros ingresos comprensivos	-	-	-	(2.417)	(1.000)	(16.089)	795	(18.711)	(730)	(19.441)
Total ingresos comprensivos	-	-	119.240	(2.417)	(1.000)	(16.089)	795	100.529	(730)	99.799
Compensación basada en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Dividendos pagados	-	-	(51.933)	-	-	-	-	(51.933)	-	(51.933)
Recompra de acciones	(75.281)	(58.895)	-	-	-	-	-	(134.176)	-	(134.176)
Saldo al 31 de marzo de 2014	\$ 2.592.539	\$ 98.915	\$ 1.459.591	\$ (1.324)	\$ (4.092)	\$ (33.172)	\$ (2.463)	\$ 4.109.994	\$ 30.633	\$ 4.140.627
Utilidad neta del período	-	-	228.527	-	-	-	-	228.527	-	228.527
Otros ingresos comprensivos	-	-	-	4.507	(958)	25.211	(494)	28.266	(301)	27.965
Total ingresos comprensivos	-	-	228.527	4.507	(958)	25.211	(494)	256.793	(301)	256.492
Compensación basada en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Opciones emitidas en ejercicio	-	-	(51.858)	-	-	-	-	(51.858)	-	(51.858)
Ejercicio de opciones	16.763	(5.684)	-	-	-	-	-	11.079	-	11.079
Saldo al 30 de junio de 2014	\$ 2.609.302	\$ 93.231	\$ 1.636.260	\$ 3.183	\$ (5.050)	\$ (7.961)	\$ (2.957)	\$ 4.326.008	\$ 30.335	\$ 4.356.343
Utilidad neta del período	-	-	3.484	-	-	-	-	3.484	-	3.484
Otros ingresos comprensivos	-	-	-	(4.193)	7.144	(41.817)	-	(38.866)	(324)	(39.190)
Total ingresos comprensivos	-	-	3.484	(4.193)	7.144	(41.817)	-	(35.382)	(324)	(35.706)
Compensación basada en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Compensación basada en acciones por subsidiaria	-	-	-	-	-	-	-	-	7.001	7.001
Dividendos pagados	-	-	(52.075)	-	-	-	-	(52.075)	-	(52.075)
Interés no controlado vendido	24.103	(8.298)	-	-	-	-	-	15.805	-	15.805
Saldo al 30 de septiembre de 2014	\$ 2.633.405	\$ 84.933	\$ 1.587.669	\$ (1.010)	\$ 2.094	\$ (49.778)	\$ (2.957)	\$ 4.254.356	\$ 37.015	\$ 4.291.371

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Estados Consolidados Condensados Interinos de Flujos de Efectivo

(En miles de Dólares de los Estados Unidos; no auditados)	Notas	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
		2015	2014	2015	2014
ACTIVIDADES OPERACIONALES					
(Pérdida) utilidad neta del período		\$ (629.017)	\$ 3.160	\$ (1.566.798)	\$ 349.896
Partidas que no afectan el efectivo:					
Agotamiento, depreciación y amortización		344.577	407.280	1.148.735	1.165.625
Deterioro	19	544.700	-	993.667	-
Provisión de gastos		7.542	5.000	29.969	19.983
(Ganancia) pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgo		(136.558)	(8.392)	(81.512)	756
Compensación basada en acciones		(4.622)	27.504	8.939	28.872
Pérdida (ganancia) en la cobertura de flujo de caja incluida en gastos operacionales		20.103	(344)	46.353	331
(Recuperación) gasto de impuesto sobre la renta diferido	9	(46.317)	171.580	(150.162)	100.200
Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada		66.740	30.507	30.466	(8.707)
Pérdida (ganancia) en la participación en inversiones patrimoniales	17	17.692	(284)	(13.662)	(15.687)
Ganancia en la adquisición de control		-	(61.891)	-	(61.891)
Dividendos de una asociada	17	31.004	38.076	56.670	38.076
Impuesto al patrimonio	8	(18.641)	-	-	-
Otros		-	(5.982)	19.967	(5.982)
Ingresos diferidos netos	11	(50.000)	-	149.155	-
Cambios en el capital de trabajo no monetario	27	(205.064)	(7.147)	(533.391)	(123.922)
Efectivo neto (usado) provisto por actividades operacionales		\$ (57.861)	\$ 599.067	\$ 138.396	\$ 1.487.550
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN					
Adiciones a propiedades de petróleo, gas y planta y equipo		(113.389)	(462.681)	(422.123)	(1.131.911)
Adiciones a activos para exploración y evaluación		(23.324)	(196.537)	(129.832)	(516.100)
Inversiones en asociados y otros activos		(5.855)	(27.238)	(5.855)	(54.865)
Salida de efectivo neto de las adquisiciones de negocios		-	(68.000)	-	(68.000)
Producto de la venta de los activos mantenidos para la venta		-	-	-	274.634
(Aumento) disminución en efectivo restringido y otros		(11.237)	10.270	(11.302)	(3.739)
Recaudo del préstamo financiero a Bicentenario		12.909	-	30.125	-
Efectivo neto usado en actividades de inversión		\$ (140.896)	\$ (744.186)	\$ (538.987)	\$ (1.499.981)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN					
Anticipos de deuda y Senior Notes		-	1.220.000	-	1.880.750
Pago de la deuda y arrendamientos		(5.275)	(941.683)	(517.300)	(1.747.130)
Costos de transacción		-	(12.727)	(5.475)	(12.727)
Producto del ejercicio de garantías y opciones		-	15.805	-	26.884
Dividendos pagados		-	(52.075)	-	(155.866)
Recompra de acciones ordinarias		-	-	-	(134.176)
Retiros de línea de crédito rotativo		-	-	1.000.000	-
Anticipos de deuda a corto plazo		-	-	125.000	-
Dividendos pagados al interés no controlado		(10.305)	-	(23.469)	-
Producto del ejercicio de opciones		(21)	-	15	-
Efectivo neto (usado) provisto por actividades de financiación		\$ (15.601)	\$ 229.320	\$ 578.771	\$ (142.265)
Efecto de cambios en tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo		(21.301)	(2.293)	(23.049)	514
Cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo durante el período		(235.659)	81.908	155.131	(154.182)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período		724.544	396.413	333.754	632.503
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período		\$ 488.885	\$ 478.321	\$ 488.885	\$ 478.321
Efectivo		\$ 314.961	\$ 412.781	\$ 314.961	\$ 412.781
Instrumentos de mercado a corto plazo		173.924	65.540	173.924	65.540
		\$ 488.885	\$ 478.321	\$ 488.885	\$ 478.321

Ver notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 & Production Corp. (anteriormente Pacific Rubiales Energy Corp. y “la Compañía”) es una compañía de petróleo y gas constituida en Canadá y dedicada a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural principalmente en Colombia, Perú, Brasil, Guatemala, Papúa Nueva Guinea, Guyana y Belice. Las acciones ordinarias de la Compañía están registradas y públicamente se cotizan en la bolsa de Valores de Toronto y en la Bolsa de Valores de Colombia. El domicilio social de la compañía está ubicado en Suite 650 – 1188 West Georgia Street, Vancouver, British Columbia, V6E 4A2, Canadá, la Compañía también posee oficinas corporativas en Toronto, Canadá y Bogotá, Colombia.

Estos Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía fueron autorizados para emisión por el Comité de Auditoría de la Junta Directiva el 3 de noviembre de 2015.

2. Bases de la Preparación y Políticas Contables Significativas

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos para los tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 han sido elaborados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 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 2014.

Juicios Críticos en la Aplicación de las Políticas Contables

Acuerdo de Dilución

Una parte no relacionada ha acordado prestar servicios de dilución a la Compañía a una tarifa fija para el transporte de petróleo a través de oleoductos en Colombia. La Compañía debe aplicar juicios críticos con respecto a la forma como contabiliza esta transacción y en particular el punto de reconocimiento de los ingresos. Al determinar el punto de reconocimiento de ingresos la Compañía ha analizado si se transfieren los derechos legales del producto.

Financiamiento de ODL Finance y Bicentenario

Como parte de la inversión de la Compañía en ODL Finance S.A. (“**ODL Finance**”), la compañía que construyó el oleoducto ODL, y el Oleoducto Bicentenario de Colombia (“**Bicentenario**”), la Compañía suscribió ciertos contratos “take or pay” con ODL Finance y Bicentenario para financiar sus respectivas obligaciones de deuda. Los pagos relacionados con estos acuerdos fueron reflejados como un aumento en las inversiones en ODL Finance y Bicentenario de acuerdo con el porcentaje de participación de la Compañía en vez de ser registradas como gastos operativos. La Compañía debió aplicar juicios críticos para determinar que estos pagos a ODL Finance y Bicentenario fueron realizados como inversiones, esto con base en el hecho de que dichos pagos estaban directamente relacionados al cumplimiento de las obligaciones de deuda de ODL Finance y Bicentenario y no para financiar los costos de operación del oleoducto. Posterior a la adquisición del 36% de Pacific Midstream Ltd. (“**PM**”) por parte de International Finance Corporation y sus entidades asociadas (colectivamente el “**IFC**”), estos pagos dejaron de ser capitalizados; y ahora se contabilizan como gastos operativos, debido al hecho de que el IFC no debe hacer inversiones adicionales en Bicentenario o en ODL Finance.

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 terminados el 31 de diciembre de 2014, exceptuando la adopción de nuevas normas e interpretaciones efectivas a partir del 1 de enero de 2015, según se describe a continuación:

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

NIIF 3 Combinaciones de Negocios

Esta reforma se aplica prospectivamente y clarifica que todos los acuerdos de contraprestación contingente clasificados como pasivos (o activos) resultantes de una combinación de negocios deben ser medidos posteriormente al valor razonable en resultados ya sea que se encuentren o no dentro del alcance de la NIIF 9 (o NIC 39, según proceda). Esta política contable entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la modificación a la NIIF 3 no produjo impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

NIIF 8 Segmentos de Operación

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que una entidad debe revelar los juicios realizados por la gerencia al aplicar los criterios de agregación, incluyendo una breve descripción de los segmentos de operación que hayan sido agregados y las características económicas (ej., ventas y márgenes brutos) utilizados para evaluar si los segmentos son “similares”.

Se requiere revelar la reconciliación de los activos del segmento con los activos totales únicamente si la reconciliación se reporta a la máxima autoridad en la toma de decisiones, igual que la revelación requerida para los pasivos del segmento.

Esta política contable entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la NIIF 8 no produjo impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

NIC 16 Propiedades Planta y Equipo y NIC 38 Activos Intangibles

Estas reformas se aplican retrospectivamente y clarifican en la NIC 16 y la NIC 38 que un activo puede ser reevaluado con referencia a la información observable ya sea en el valor en libros bruto o neto. Adicionalmente, la depreciación o amortización acumulada es la diferencia entre el valor bruto y el valor en libros del activo. Estas políticas contables entraron en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la NIC 16 y la NIC 38 no produjeron impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

NIC 24 Información a revelar sobre partes vinculadas

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que una entidad de gestión (una entidad que provee servicios de personal clave de gestión) es una parte relacionada sujeta a las revelaciones aplicables a las partes relacionadas. Adicionalmente, una entidad que utiliza una entidad de gestión debe revelar los gastos incurridos en los servicios de gestión.

Normas Emitidas pero Aún no Efectivas

NIIF 9 Deterioro de Instrumentos Financieros bajo NIIF 9

Los requerimientos de deterioro en la nueva norma, la NIIF 9 Instrumentos Financieros, se basan en un modelo de pérdida esperada de crédito y sustituyen a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición incurridos en el modelo de pérdida. El modelo de pérdida esperada de crédito se aplica a los instrumentos de deuda registrados al costo amortizado o al valor razonable a través de otros resultados integrales, tales como préstamos, títulos de deuda y los créditos por ventas, arrendamiento por cobrar y la mayoría de los compromisos de préstamos y contratos de garantía financiera. Las entidades están obligadas a reconocer una provisión por casi 12 meses o de las pérdidas de crédito de toda la vida esperada (“ECL”), dependiendo de si se ha producido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

su reconocimiento inicial. Los requerimientos de deterioro ECL deben adoptarse con la otra NIIF 9 requerida desde el 1 de enero de 2018, con aplicación anticipada permitida.

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que la política entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de enero de 2018. Se permite la aplicación anticipada.

3. Adquisiciones de Negocios

Adquisiciones en el 2014

Cubiro y Arrendajo

Cubiro y Arrendajo eran bloques comerciales productores en los cuales la Compañía mantenía un porcentaje de participación en conjunto con LAEFM Colombia Ltda. (“**LAEFM**”). El 12 de agosto y el 15 de septiembre de 2014, la Compañía completó la adquisición del porcentaje de participación restante en Cubiro y Arrendajo que poseía LAEFM respectivamente. La contraprestación de las dos transacciones consistió de \$250 millones en efectivo, y una contraprestación contingente de \$21,93 por barril de reservas probadas y probables, una vez estas sean certificadas en ciertas áreas del Bloque Cubiro al 31 de diciembre de 2014. Con base en la clasificación de las reservas, la contraprestación contingente fue determinada en \$27 millones.

Desde la fecha de su adquisición, Cubiro y Arrendajo han contribuido, a los ingresos totales, costos operativos y utilidades netas de \$154 millones, \$72 millones y \$2 millones respectivamente a las operaciones ordinarias de la Compañía.

Si la adquisición de Cubiro y Arrendajo se hubiese completado el 1 de enero de 2014, las ventas de petróleo y gas, los costos operativos y las utilidades netas hubiesen sido de \$4.003 millones, \$1.340 millones y \$365 millones respectivamente.

4. Importante Sociedad Filial Participada

Pacific Midstream Ltd. (“**PM**”)

PM es el grupo financiero para un número de activos de oleoductos y transmisión de energía de la Compañía, incluyendo una participación del 35% en el Oleoducto ODL, una participación del 41,5% en el Bicentenario, y una participación del 100% en Petroeléctrica, una entidad de transmisión de energía. El 17 de diciembre de 2014, la Compañía suscribió un acuerdo para ceder el 43% de su participación en PM a IFC por \$240 millones en efectivo. Los pagos fueron recibidos en 2014. La Compañía consolida totalmente a PM y reconoce un interés no controlado en la situación patrimonial en el Estado Consolidado Condensado Interino de Situación Financiera, como resultado del interés minoritario perteneciente a IFC.

La información financiera de PM se presenta a continuación:

	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Activos corrientes	\$ 44.150	\$ 11.822
Activos no corrientes	456.867	600.595
Total activos	\$ 501.017	\$ 612.417
Pasivos corrientes	\$ 36.791	\$ 53.305
Pasivos no corrientes	105.359	103.023
Total pasivos	142.150	156.328
Patrimonio	358.867	456.089
Total pasivos y patrimonio	\$ 501.017	\$ 612.417

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 septiembre 2015	Nueve meses terminados al 30 de septiembre 2015
Ingresos	\$ 7.350	\$ 21.511
Otros (gastos) ingresos, netos	(2.859)	25.707
Utilidad neta	\$ 4.491	\$ 47.218

Al 30 de septiembre de 2015, el valor en libros de la participación del interés no controlado en PM es de \$165 millones (31 de diciembre de 2014: \$173,4 millones).

5. Información segmentada

La Compañía está organizada en unidades de negocios basadas en categoría de actividades y tiene un segmento de reporte al 30 de septiembre de 2015, siendo éste: la exploración, desarrollo y producción de crudo pesado y gas en Colombia. Los activos de la Compañía en otros países aún se encuentran en las etapas iniciales de desarrollo y no son significativos; por lo tanto, no son considerados un segmento reportable al 30 de septiembre de 2015. La Compañía gestiona sus operaciones de manera que reflejen las diferencias en los ambientes regulatorios y los factores de riesgo de cada país.

Al 30 de septiembre de 2015	Canadá	Colombia	Perú	Brasil	Papua Nueva Guinea	Guyana	Guatemala	Belice	Otros	Total
Efectivo y equivalente a efectivo	\$ 168.223	\$ 288.635	\$ 22.003	\$ 237	\$ -	\$ 1.181	\$ 504	\$ 1.109	\$ 6.993	\$ 488.885
Activos no corrientes	27.489	5.350.066	835.610	380.844	49.461	35.677	40.162	6.363	24.952	6.750.624
	\$ 195.712	\$ 5.638.701	\$ 857.613	\$ 381.081	\$ 49.461	\$ 36.858	\$ 40.666	\$ 7.472	\$ 31.945	\$ 7.239.509

Al 31 de diciembre de 2014	Canadá	Colombia	Perú	Brasil	Papua Nueva Guinea	Guyana	Guatemala	Belice	Otros	Total
Efectivo y equivalente a efectivo	\$ 118.009	\$ 166.483	\$ 26.028	\$ 1.101	\$ -	\$ 6.518	\$ 1.469	\$ -	\$ 14.146	\$ 333.754
Activos no corrientes	42.465	7.277.314	762.104	369.515	142.826	34.940	45.598	15.469	11.287	8.701.518
	\$ 160.474	\$ 7.443.797	\$ 788.132	\$ 370.616	\$ 142.826	\$ 41.458	\$ 47.067	\$ 15.469	\$ 25.433	\$ 9.035.272

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

Tres meses terminados en:

Al 30 de septiembre de 2015	Colombia	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 649.597	\$ -	\$ 10.185	\$ 659.782
Ventas de comercialización	10.213	-	-	10.213
Costos operativos de crudo & gas	287.153	-	9.978	297.131
Compra de crudo para comercialización	9.660	-	-	9.660
Underlift	(13.166)	-	-	(13.166)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	51.722	-	-	51.722
General y administrativos	30.615	14.274	8.190	53.079
Agotamiento, depreciación y amortización	338.973	-	5.604	344.577
Deterioro y gastos de exploración	422.000	-	146.013	568.013
Costos financieros	(1.285)	73.304	(65)	71.954
Pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	17.306	386	-	17.692
Impuesto sobre la renta	(32.296)	-	(1.897)	(34.193)
Pérdida neta	\$ (383.313)	\$ (82.025)	\$ (163.679)	\$ (629.017)

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 septiembre de 2014	Colombia	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 1.184.771	\$ -	\$ 20.454	\$ 1.205.225
Ventas de comercialización	125.170	-	-	125.170
Costos operativos de crudo & gas	442.065	-	10.049	452.114
Compra de crudo para comercialización	125.034	-	-	125.034
Underlift	(793)	-	-	(793)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	21.921	-	-	21.921
General y administrativos	79.564	10.864	6.612	97.040
Agotamiento, depreciación y amortización	403.439	-	3.841	407.280
Costos financieros	714	60.512	186	61.412
Pérdida (ganancia) en participación en inversiones patrimoniales	1.206	(1.490)	-	(284)
Impuesto sobre la renta	177.997	-	1.481	179.478
Utilidad (pérdida) neta	\$ 90.087	\$ (80.473)	\$ (6.454)	\$ 3.160

Nueve meses terminados en:

Al 30 de septiembre de 2015	Colombia	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 2.011.452	\$ -	\$ 28.009	\$ 2.039.461
Ventas de comercialización	133.115	-	-	133.115
Costos operativos de crudo & gas	935.018	-	21.520	956.538
Compra de crudo para comercialización	126.423	-	-	126.423
Overlift	121	-	-	121
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	81.999	-	-	81.999
General y administrativos	102.357	30.571	26.160	159.088
Agotamiento, depreciación y amortización	1.134.746	-	13.989	1.148.735
Deterioro y gastos de exploración	771.009	-	245.971	1.016.980
Costos financieros	2.172	220.807	5.950	228.929
(Ganancia) pérdida en la participación en inversiones patrimoniales	(14.152)	490	-	(13.662)
Impuesto sobre la renta	(104.934)	-	(2.911)	(107.845)
Pérdida neta	\$ (995.163)	\$ (276.632)	\$ (295.003)	\$ (1.566.798)

Al 30 de septiembre de 2014	Colombia	Corporativo	Otros segmentos no reportados	Total
Ventas de petróleo y gas	\$ 3.591.196	\$ -	\$ 66.233	\$ 3.657.429
Ventas de comercialización	301.085	-	-	301.085
Costos operativos de crudo & gas	1.289.850	-	28.797	1.318.647
Compra de crudo para comercialización	299.407	-	-	299.407
Underlift	(62.318)	-	-	(62.318)
Tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto	75.625	-	-	75.625
General y administrativos	211.280	30.262	20.802	262.344
Agotamiento, depreciación y amortización	1.153.188	-	12.437	1.165.625
Costos financieros	7.594	179.426	542	187.562
Ganancia en participación en inversiones patrimoniales	(14.630)	(1.057)	-	(15.687)
Impuesto sobre la renta	359.811	-	8.522	368.333
Utilidad (pérdida) neta	\$ 627.383	\$ (267.164)	\$ (10.323)	\$ 349.896

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

	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Estados Unidos	\$ 504.414	\$ 98.608	\$ 1.613.561	\$ 745.648
China	123.442	746.338	342.270	2.212.551
Colombia	31.954	35.764	96.192	111.611
Perú	10.185	20.453	28.009	66.232
España	-	126.736	-	519.976
Corea del sur	-	177.105	-	177.105
Singapur	-	125.391	-	125.391
Malasia	-	-	52.559	-
Costa de Marfil	-	-	36.095	-
Otros países	-	-	3.890	-
Total Ventas	\$ 669.995	\$ 1.330.395	\$ 2.172.576	\$ 3.958.514

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

6. Costos Operativos de Petróleo & Gas

	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Costo operacional de petróleo y gas	\$ 82.436	\$ 211.877	\$ 312.265	\$ 619.722
Costos de transporte	157.598	180.145	502.196	542.179
Costos de dilución	32.087	29.370	79.796	90.582
Otros costos	25.010	30.722	62.281	66.164
Total costo	\$ 297.131	\$ 452.114	\$ 956.538	\$ 1.318.647

7. Tarifas Pagadas al Oleoducto Suspendido

El oleoducto Bicentenario (Note 17) ha experimentado suspensiones periódicas debido a problemas de seguridad. Para los tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015, la comisión neta pagada en relación a los periodos de suspensión de la capacidad de transporte del oleoducto fueron \$51,7 millones y \$82 millones respectivamente (2014: \$21,9 millones y \$75,6 millones).

8. Impuesto al Patrimonio

El Congreso de Colombia introdujo un nuevo impuesto al patrimonio, con vigencia 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 fiscal aplicable. 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 2015. De conformidad con la NIC 37 y la CINIIF 21, en el presente año la Compañía no ha realizado una provisión para años futuros. El impuesto al patrimonio a pagar en el 2015 se estimó en \$39,1 millones, y fue contabilizado como un gasto en el estado de resultados. En mayo del 2015, la Compañía realizó el primer pago de \$20,5 millones y en septiembre del 2015 realizó el segundo pago de los \$18,6 millones restantes.

9. 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 septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
(Pérdida) utilidad neta antes de impuestos sobre la renta	\$ (663.210)	\$ 182.638	\$ (1.674.643)	\$ 718.229
Tasa de impuesto sobre la renta estatutaria en Colombia	39%	34%	39%	34%
Impuesto sobre la renta a la tasa local (recuperable) gasto	\$ (258.652)	\$ 62.097	\$ (653.111)	\$ 244.198
Aumento (disminución) en la provisión del impuesto resultante de:				
Otros gastos no deducibles (imponibles)	\$ (34.665)	\$ (23.003)	\$ (65.768)	\$ (16.855)
Impacto de tipo de cambio en el impuesto sobre la renta diferido	223.446	103.124	360.180	87.411
Compensación basada en acciones	(2.577)	10.086	822	11.134
Ganancia en contratos de gerencia de riesgo	-	(5.199)	-	(5.389)
Diferencias en tasas de impuesto en jurisdicciones extranjeras	71.951	(20.773)	(53.406)	(22.714)
Pérdidas por las cuales no se registran beneficios fiscales	(33.696)	53.146	303.438	70.548
Impuesto sobre la renta (recuperable) gasto	\$ (34.193)	\$ 179.478	\$ (107.845)	\$ 368.333
Gasto por impuesto sobre la renta corriente	\$ 12.124	\$ 7.898	\$ 42.317	\$ 268.133
Impuesto sobre la renta diferido (recuperable) gasto:				
Relacionado con el origen y reversión de diferencias temporarias	(46.317)	171.580	(150.162)	100.200
Impuesto sobre la renta (recuperable) gasto	\$ (34.193)	\$ 179.478	\$ (107.845)	\$ 368.333

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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

	Al 30 de septiembre		Al 31 de diciembre	
	2015		2014	
Pérdidas fiscales de ejercicios anteriores	\$	109.638	\$	35.199
Propiedades de petróleo y gas y equipos		(389.123)		(483.160)
Otros		(93.353)		(75.673)
Pasivo por impuesto diferido	\$	(372.838)	\$	(523.634)

	Al 30 de septiembre		Al 31 de diciembre	
	2015		2014	
Inicio del período	\$	(523.634)	\$	(490.390)
Reconocido en el impuesto sobre la renta diferido gasto (recuperable)				
Pérdidas fiscales por compensar		74.439		18.721
Propiedades de petróleo y gas y equipos		94.037		181.521
Otros		(17.680)		(170.893)
Adquisiciones		-		(62.593)
Final del período	\$	(372.838)	\$	(523.634)

La tasa impositiva legal en Colombia al 30 de septiembre de 2015 fue del 39% (2014: 34%), la cual incluye la tasa general del impuesto sobre la renta del 25% (2014: 25%), y el impuesto a la equidad (“CREE”) del 14% (2014: 9%).

La tasa impositiva combinada del impuesto sobre la renta en Canadá fue del 26,5% al 30 de septiembre de 2015 y 2014. La tasa impositiva del impuesto sobre la renta en Perú fue del 28% al 30 de septiembre de 2015 (2014: 30%). La tasa del impuesto sobre la renta en el Perú para el Bloque Z-1 fue del 22% al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

Al 30 de septiembre de 2015, las pérdidas distintas a capital totalizaron \$748 millones (31 de diciembre de 2014: \$460 millones) en Canadá y vencen entre el 2015 y el 2035. Las pérdidas de capital totalizaron \$Cero al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$Cero). No se han reconocido activos por impuestos diferidos con respecto a las pérdidas distintas a capital al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$Cero). En Colombia, las pérdidas distintas a capital totalizaron \$167 millones (31 de diciembre de 2014: \$27,7 millones), de los cuales \$59 millones han sido reconocidos como activos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$5,5 millones).

10. Utilidad por Acción

Los montos de utilidad por acción son calculados dividiendo la utilidad neta del período atribuible a los accionistas de la Compañía por el número promedio ponderado de las acciones en circulación durante el período.

	Tres meses terminados al		Nueve meses terminados al	
	30 de septiembre		30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
(Pérdida) utilidad neta atribuible a los accionistas de la matriz	\$	(617.318)	\$	3.484
Promedio ponderado de número de acciones	313.255.053	314.707.053	313.255.053	315.363.296
Efecto de dilución	-	1.499.548	-	1.257.604
Promedio ponderado de número de acciones diluidas	313.255.053	316.206.601	313.255.053	316.620.900
(Pérdida) utilidad básica por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	(1,97)	0,01	(5,00)	1,11
(Pérdida) utilidad diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de la matriz	(1,97)	0,01	(5,00)	1,11

Todas las opciones que son antidilutivas han sido excluidas del número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias. 16.640.117 de opciones (2014: 23.728.692) se excluyeron de los cálculos de dilución ya que se encuentran “out-of- the-money”.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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. Ingresos Diferidos

En marzo de 2015, la Compañía celebró un acuerdo con un cliente cuyo propósito es la entrega de seis millones de barriles de petróleo durante un período de seis meses comprendido entre abril y septiembre de 2015. Un pago anticipado de \$200 millones (menos \$0,53 millones en comisiones) se entregó a la Compañía en marzo de 2015, representando un pago anticipado de \$33,33 por barril de crudo.

El 30 de junio de 2015, la Compañía suscribió un segundo acuerdo con el mismo cliente cuyo propósito es entregar otros seis millones de barriles de petróleo durante un período de seis meses contados a partir de octubre 2015 hasta marzo 2016. El 30 de junio de 2015, se realizó un pago anticipado de \$100 millones (menos \$0,32 millones en comisiones) a la Compañía. Un pago adicional de \$50 millones se realizó en julio del 2015, por un total de \$150 millones o \$25,00 por barril de crudo.

Según los acuerdos de venta futura con pagos anticipados, durante el período de seis meses después de la ejecución de los acuerdos, el precio de venta del petróleo a entregar será determinado en base al precio de referencia del Brent o WTI ajustado según el diferencial de precio de la Compañía y ciertos descuentos. La Compañía tiene derecho a recibir el excedente acumulado del precio de venta pagado anticipado u obligarse a entregar barriles adicionales de crudo para satisfacer cualquier déficit. El pago anticipado ha sido reconocido como pasivo por ingresos diferidos y se amortizará y reconocerá como ingresos en la medida de las entregas mensuales del petróleo. El saldo de los ingresos diferidos al 30 de septiembre de 2015 es de \$149,8 millones, lo cual representa la suma de los pagos anticipados menos la amortización por la entrega del petróleo.

12. Inventarios

	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Petróleo crudo y gas	\$ 17.236	\$ 22.356
Materiales y suministros	19.723	22.984
	\$ 36.959	\$ 45.340

13. Propiedades de Petróleo y Gas

Costo	Nota	Valor
Costo al 31 de diciembre de 2014		\$ 10.613.538
Adiciones		135.093
Ajuste en conversión de moneda		(2.945)
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(18.690)
Costo al 31 de marzo de 2015		\$ 10.726.996
Adiciones		162.768
Ajuste en conversión de moneda		(33.496)
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(41.710)
Costo al 30 de junio de 2015		\$ 10.814.558
Adiciones		123.089
Ajuste en conversión de moneda		(50.526)
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(9.422)
Costo al 30 de septiembre de 2015		\$ 10.877.699

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Depreciación acumulada y deterioro		Valor
Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2014		\$ 5.480.060
Cargo del período		384.955
Ajuste en conversión de moneda		464
Depreciación acumulada al 31 de marzo de 2015		\$ 5.865.479
Cargo del período		379.616
Ajuste en conversión de moneda		(2.277)
Depreciación acumulada al 30 de junio de 2015		\$ 6.242.818
Cargo del período		326.973
Ajuste en conversión de moneda		(3.134)
Deterioro	19	356.000
Depreciación acumulada al 30 de septiembre de 2015		\$ 6.922.657

Valor neto en libros		Valor
Al 31 de diciembre de 2014		\$ 5.133.478
Al 31 de marzo de 2015		4.861.517
Al 30 de junio de 2015		4.571.740
Al 30 de septiembre de 2015		3.955.042

14. Activos de Exploración y Evaluación

	Nota	Valor
Costo neto de deterioro al 31 de diciembre de 2014		\$ 2.243.481
Adiciones		51.176
Baja de activos		(274)
Deterioro	19	(201.000)
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(5.701)
Costo neto de deterioro al 31 de marzo de 2015		\$ 2.087.682
Adiciones		55.606
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(6.240)
Costo neto de deterioro al 30 de junio de 2015		\$ 2.137.048
Adiciones		23.324
Deterioro y gastos de exploración	19	(188.700)
Cambio en obligación de retiro de activos	22	(4.009)
Costo neto de deterioro al 30 de septiembre de 2015		\$ 1.967.663

15. Planta y Equipo

Costo	Terrenos y edificios	Activos en construcción	Otra planta y equipo	Total
Costo al 31 de diciembre de 2014	\$ 57.991	\$ 7.065	\$ 199.419	\$ 264.475
Adiciones	1.456	3	2.354	3.813
Costo al 31 de marzo de 2015	\$ 59.447	\$ 7.068	\$ 201.773	\$ 268.288
Adiciones	321	-	4.991	5.312
Costo al 30 de junio de 2015	\$ 59.768	\$ 7.068	\$ 206.764	\$ 273.600
Adiciones	940	-	210	1.150
Costo al 30 de septiembre de 2015	\$ 60.708	\$ 7.068	\$ 206.974	\$ 274.750

Depreciación acumulada y deterioro						
Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2014	\$	32.761	\$	4.200	\$ 73.987	\$ 110.948
Cargo del período		2.866		-	7.724	10.590
Depreciación acumulada al 31 de marzo de 2015	\$	35.627	\$	4.200	\$ 81.711	\$ 121.538
Cargo del período		3.042		-	9.147	12.189
Depreciación acumulada al 30 de junio de 2015	\$	38.669	\$	4.200	\$ 90.858	\$ 133.727
Cargo del período		3.057		-	8.331	11.388
Depreciación acumulada al 30 de septiembre de 2015	\$	41.726	\$	4.200	\$ 99.189	\$ 145.115

Valor neto en libros						
Al 31 de diciembre de 2014	\$	25.230	\$	2.865	\$ 125.432	\$ 153.527
Al 31 de marzo de 2015		23.820		2.868	120.062	146.750
Al 30 de junio de 2015		21.099		2.868	115.906	139.873
Al 30 de septiembre de 2015		18.982		2.868	107.785	129.635

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

16. Activos Intangibles

Costo	Capacidad de derechos
Costo al 31 de diciembre de 2014, 31 de marzo de 2015, 30 de junio 2015 y 30 de septiembre de 2015	\$ 190.000
Amortización acumulada	Valor
Amortización acumulada al 31 de diciembre de 2014	\$ 127.868
Cargo del período	7.610
Amortización acumulada al 31 de marzo de 2015	\$ 135.478
Cargo del período	7.381
Amortización acumulada al 30 de junio de 2015	\$ 142.859
Cargo del período	7.239
Amortización acumulada al 30 de septiembre de 2015	\$ 150.098
Valor neto en libros	Valor
Al 31 de diciembre de 2014	\$ 62.132
Al 31 de marzo de 2015	54.522
Al 30 de junio de 2015	47.141
Al 30 de septiembre de 2015	39.902

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

17. Inversiones en Asociadas

A continuación se presentan las inversiones en asociadas al 30 de septiembre de 2015. Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de participación patrimonial, con la participación de la Compañía en la utilidad o pérdida neta de las asociadas reconocidas en los Estados Consolidados Interinos de Resultados.

	ODL	Bicentenario	PII	Pacific Power	Pacific Coal	Total
Al 31 de diciembre de 2014	\$ 162.353	\$ 219.020	\$ 161.781	\$ 23.061	\$ 825	\$ 567.040
Utilidad (pérdida) por inversión patrimonial	9.838	10.485	(2.380)	(196)	(180)	17.567
Dividendos	(17.710)	(7.956)	-	-	-	(25.666)
Conversión de moneda extranjera	(11.555)	(10.522)	(4.216)	-	-	(26.293)
Deterioro de inversión patrimonial	-	-	-	-	(114)	(114)
Al 31 de marzo de 2015	\$ 142.926	\$ 211.027	\$ 155.185	\$ 22.865	\$ 531	\$ 532.534
Utilidad (pérdida) por inversión patrimonial	1.605	14.267	(2.358)	387	-	13.901
Conversión de moneda extranjera	2.630	(423)	(38)	-	-	2.169
Al 30 de junio de 2015	\$ 147.161	\$ 224.871	\$ 152.789	\$ 23.252	\$ 531	\$ 548.604
Utilidad (pérdida) por inversión patrimonial	14.687	9.523	(41.516)	95	(481)	(17.692)
Dividendos	(7.970)	(23.034)	-	-	-	(31.004)
Conversión de moneda extranjera	(29.324)	(24.709)	(7.198)	-	-	(61.231)
Al 30 de septiembre de 2015	\$ 124.554	\$ 186.651	\$ 104.075	\$ 23.347	\$ 50	\$ 438.677

ODL Finance S.A. (“ODL”)

La inversión de la Compañía en ODL representa una participación del 35%, 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% del interés restante es propiedad de Ecopetrol S.A. (“Ecopetrol”), 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.

La Compañía ha celebrado contratos denominados “take or pay” con ODL para el transporte de crudo desde el campo Rubiales al sistema de transporte de petróleo de Colombia, por un compromiso total de \$96,8 millones del 2015 al 2020.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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.

La Compañía ha celebrado contratos denominados “ship-or-pay” con Bicentenario para el transporte de crudo desde el campo Rubiales al sistema de transporte de petróleo de Colombia, por un compromiso total de \$1,61 billardos del 2015 al 2025. El oleoducto Bicentenario ha experimentado períodos constantes de interrupciones relacionadas con problemas de seguridad. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$41,5 millones y \$128,4 millones respectivamente (2014: \$44 millones y \$132,5 millones) bajo el contrato “ship-or-pay”.

Pacific Infrastructure Ventures Inc. (“PII”)

PII es una compañía establecida en las Islas Vírgenes Británicas con el propósito de desarrollar un terminal de exportación, un parque industrial y una zona franca en Cartagena. La participación de la Compañía en PII es 41,65%; en la cual 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 24,9% de interés indirecto en Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cía., S.C.A. E.S.P. (“Proeléctrica”). Proeléctrica es una compañía privada, con sede en Cartagena, Colombia, proveedora privada de servicios de energía eléctrica de 90 megavatios durante períodos de alta demanda que suple el servicio local de Cartagena. La moneda funcional de Pacific Power es el dólar americano.

Pacific Coal Resources Ltd. (“Pacific Coal”)

Pacific Coal está dedicada a la adquisición y desarrollo de activos mineros de carbón y negocios relacionados en Colombia. El 18 de marzo de 2015, como resultado de la emisión de acciones de Pacific Coal, como parte de un acuerdo para la liquidación de deuda, la participación de la Compañía se diluyó a 8,49% (31 de diciembre de 2014: 13,28%). La moneda funcional de Pacific Coal es el dólar Canadiense.

La Compañía ha determinado que posee influencia significativa pero no control sobre Pacific Coal como resultado de los intereses patrimoniales de la Compañía y el derecho de nombrar a un director.

Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía recibió dividendos en efectivo por \$31 millones y \$56,6 millones (Bicentenario: \$30,9 millones y ODL: \$25,7 millones) respectivamente (2014: \$38 millones ODL).

18. Otros activos

	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Pagos anticipados Bicentenario	\$ 87.971	\$ 87.971
Préstamos Bicentenario	-	41.992
Cuentas por cobrar a largo plazo	10.375	10.375
IVA recuperable a largo plazo	53.800	86.886
Anticipos	36.594	42.390
Inversiones	6.150	19.924
	\$ 194.890	\$ 289.538

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Préstamo Bicentenario y Pagos Anticipados

En 2011 la Compañía, así como los demás accionistas de Bicentenario realizaron ciertos acuerdos de préstamos subordinados con Bicentenario. Durante los tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015, Bicentenario pago \$12,9 millones y \$30,1 millones respectivamente, relacionados con el préstamo a Bicentenario y acordó cancelar el saldo pendiente de pago dentro de los siguientes 12 meses (ver nota 26b). Al 30 de septiembre de 2015, el saldo pendiente era \$11,8 millones.

Los prepagos incluyen anticipos por el uso del oleoducto Bicentenario.

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.

IVA Recuperable 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.

19. Goodwill y Deterioro

Al final de cada período de reporte, la Compañía evalúa las fuentes de información internas y externas para decidir si existe algún indicio de que un activo o unidad generadora de efectivo (“UGE”) y el goodwill 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 otros factores que no están bajo el control de la Compañía y que pueden afectar el monto recuperable de las propiedades de petróleo y gas y de exploración y producción y el goodwill.

Al 30 de septiembre de 2015, debido a que se han mantenido los bajos precios del petróleo y que la capitalización bursátil de la Compañía se mantiene por debajo del valor en libros de su patrimonio neto, la Compañía ha determinado que existen indicadores de deterioro. Como tal, la Compañía ha realizado una prueba de la recuperabilidad del valor de los activos.

El modelo de deterioro al 31 de diciembre de 2014, fue actualizado para reflejar los siguientes cambios en los supuestos:

- Precios de referencia WTI a largo plazo de \$49, \$52, \$70, \$75, \$80 y \$84 por barril para los años 2015-2020 respectivamente (supuestos anteriores al 31 de diciembre de 2014: \$64, \$77, \$83, \$87, \$91 y \$94 por barril); y
- Como resultado de la continua depreciación del peso colombiano con respecto al dólar americano, las inversiones en bienes de capital y los gastos operacionales fueron reducidas en un 18% y un 25% respectivamente.

Basados en la evaluación de deterioro realizado por la Compañía, para los tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015, ciertos activos excedían su valor recuperable. Como tal, la Compañía registró un cargo por deterioro total después de impuestos de \$273 millones y \$684 millones respectivamente, como se detalla a continuación:

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Norte de Colombia UGE	\$ 40.000	\$ -	\$ 40.000	\$ -
Centro de Colombia UGE	262.000	-	262.000	-
Sur de Colombia UGE	54.000	-	54.000	-
Propiedades de petróleo y gas	\$ 356.000	\$ -	\$ 356.000	\$ -
Colombia	\$ 66.000	\$ -	\$ 178.000	\$ -
Belice	8.000	-	8.000	-
Perú	-	-	33.000	-
Brasil	-	-	35.000	-
Papua Nueva Guinea	-	-	13.000	-
Otros	-	-	18.958	-
Activos de exploración y evaluación y otros	\$ 74.000	\$ -	\$ 285.958	\$ -
Goodwill	-	-	237.009	-
Total deterioro antes de impuestos	\$ 430.000	\$ -	\$ 878.967	\$ -
Efecto del impuesto diferido	(156.580)	-	(194.580)	-
Total deterioro después de impuestos	\$ 273.420	\$ -	\$ 684.387	\$ -

El valor recuperable de las UGE es el siguiente: Centro de Colombia UGE: \$3.862 millones (31 de diciembre de 2014: \$5.210 millones); Sur de Colombia UGE: \$257 millones (31 de diciembre de 2014: \$303 millones); Norte de Colombia UGE: \$853 millones (31 de diciembre de 2014: \$656 millones); otras UGE fuera de Colombia: \$48 millones (31 de diciembre de 2014: \$62 millones); Guyana (UGE): \$46 millones (31 de diciembre de 2014: \$36 millones).

Gastos de Exploración

Durante los tres meses terminados al 30 de septiembre de 2015, a través de su subsidiaria CGX Energy Inc. ("CGX"), la Compañía incurrió en un cargo por \$20,5 millones para la culminación de un contrato de perforación exploratoria costa afuera. A la espera de ciertas aprobaciones regulatorias, \$5,5 millones serán liquidados por medio de la emisión de acciones ordinarias de CGX en el cuarto trimestre de 2015. \$7,25 millones se pagarán el 25 de marzo de 2016, y otros \$7,25 millones se pagarán el 15 de junio de 2016.

Durante los tres meses terminados al 30 de septiembre de 2015, la Compañía decidió retirarse de su participación en los bloques exploratorios en Papúa Nueva Guinea. La Compañía está en proceso de finalizar los términos de la suspensión y el valor final a ser reembolsado por el socio de la Compañía en virtud de esos contratos. Como resultado, la Compañía ha registrado un cargo de \$114,7 millones como gastos de exploración en los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos para los tres meses terminados al 30 de septiembre de 2015.

A continuación el detalle del deterioro y gastos de exploración:

	Three months ended		Nine months ended	
	2015	2014	2015	2014
Deterioro	\$ 430.000	\$ -	\$ 878.967	\$ -
Gastos de exploración	138.013	-	138.013	-
Total deterioro y gastos de exploración	\$ 568.013	\$ -	\$ 1.016.980	\$ -

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

20. Préstamos y Endeudamientos que Devengan Intereses

	Vencimiento	Moneda	Tasa de interés	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Senior Notes - 2011	2021	USD	7,25%	\$ 658.364	\$ 654.947
Senior Notes - Marzo 2013	2023	USD	5,13%	991.641	990.785
Senior Notes - Noviembre 2013	2019	USD	5,38%	1.287.819	1.285.284
Senior Notes - Septiembre 2014	2025	USD	5,63%	1.050.200	1.048.908
Otra deuda	2016-2018	USD	Various	321.305	388.561
Línea de crédito rotativo	2017	USD	LIBOR + 3,5%	992.638	-
Préstamo corto plazo de capital de trabajo y facilidades	2015	USD/COP	Various	-	285.364
				\$ 5.301.967	\$ 4.653.849
Porción corriente				\$ -	\$ 321.655
Porción no corriente				5.301.967	4.332.194
				\$ 5.301.967	\$ 4.653.849

A continuación se presenta el resumen de los principales componentes del costo financiero durante el período:

	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Intereses en Senior Notes	\$ 62.571	\$ 53.015	\$ 189.719	\$ 158.998
Intereses en otras deudas	12.516	11.121	37.234	30.018
Aumento de las obligaciones para retiro de activos	2.523	3.156	7.747	6.130
Aumento de las obligaciones	(4.791)	(7.967)	(15.164)	(14.137)
Otros	(865)	2.087	9.393	6.553
	\$ 71.954	\$ 61.412	\$ 228.929	\$ 187.562

Senior Notes de 2011

Las Senior Notes de 2011 cuya fecha de vencimiento es el 12 de diciembre de 2021, son obligaciones directas, no garantizadas, no subordinadas con intereses pagaderos semestre vencido a la tasa del 7,25%, el 12 de junio y el 12 de diciembre de cada año.

Las Senior Notes de 2011 están en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en la Euro MTF. Bajo los términos de las notas 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 aplicarían durante el período de tiempo en el cual las notas tengan una calificación de inversión de al menos dos agencias calificadoras. Estos covenants financieros son covenants incurridos que, si se incumplen, restringirían a la Compañía para obtener deuda adicional, pero no se traduciría en un evento de incumplimiento o aceleración de la amortización. La Compañía cumplió con los covenants de cobertura de intereses durante el período. La relación deuda a EBITDA de la Compañía había terminado el pacto durante el período, a 4,35, sin embargo ninguna deuda adicional fue contraída por la Compañía.

Las Senior Notes de 2011 se contabilizan al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva donde el capital es neto de los descuentos y los costos de transacción. El valor del capital de las Senior Notes de 2011 en circulación al 30 de septiembre de 2015 era de \$690 millones (31 de diciembre de 2014: \$690 millones).

Senior Notes de Marzo de 2013

Las Senior Notes de Marzo 2013, cuya fecha de vencimiento es el 28 de marzo 2023, son obligaciones directas, no garantizadas, no subordinadas, con una tasa de interés del 5,125% pagadero semestre vencido el 28 de marzo y el 28 de septiembre de cada año.

Las Senior Notes de Marzo 2013, se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en el Euro MTF. Bajo los términos de las notas, se le exige a la Compañía mantener: (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; y (2) un índice de endeudamiento EBITDA menor al 3,5. Los covenants no aplican durante el

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

período de tiempo en el cual las Senior Notes de Marzo 2013 mantengan una calificación de grado de inversión emitida por al menos dos agencias calificadoras. Estos covenants financieros son covenants incurridos que, si se incumplen, restringirían a la Compañía para obtener deuda adicional, pero no se traduciría en un evento de incumplimiento o aceleración de la amortización. La Compañía cumplió con los covenants de cobertura de intereses durante el período. La relación deuda a EBITDA de la Compañía había terminado el pacto durante el período, a 4,35, sin embargo ninguna deuda adicional fue contraída por la Compañía.

Las Senior Notes de Marzo 2013 se contabilizan al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva donde el capital es neto de los descuentos y costos de la transacción. El capital de las Senior Notes de Marzo 2013 en circulación al 30 de junio de 2015 era de \$1 millardo (31 de diciembre de 2014: \$1 millardo).

Senior Notes de Noviembre 2013

Las Senior Notes de Noviembre 2013, cuya fecha de vencimiento es el 26 de noviembre de 2019, son obligaciones directas no garantizadas, no subordinadas con una tasa de interés del 5,375% pagadero semestre vencido el 26 de enero y el 26 de julio de cada año.

Las Senior Notes de noviembre 2013 se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en el Euro MTF. Bajo los términos de las notas, se le exige a la Compañía mantener: (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; y (2) un índice de endeudamiento EBITDA menor al 3,5. Los covenants no aplican durante el período de tiempo en el cual las Senior Notes 2013 mantengan una calificación de grado de inversión emitida por al menos dos agencias calificadoras. Estos covenants financieros son covenants incurridos que, si se incumplen, restringirían a la Compañía para obtener deuda adicional, pero no se traduciría en un evento de incumplimiento o aceleración de la amortización. La Compañía cumplió con los covenants de cobertura de intereses durante el período. La relación deuda a EBITDA de la Compañía había terminado el pacto durante el período, a 4,35, sin embargo ninguna deuda adicional fue contraída por la Compañía.

Las Senior Notes de Noviembre de 2013 se contabilizan al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva donde el capital es neto de los descuentos y costos de la transacción. El capital de las Senior Notes de Noviembre de 2013 en circulación al 30 de septiembre de 2015 era de \$1,3 millardos (31 de diciembre de 2014: \$1,3 millardos).

Senior Notes de Septiembre 2014

El 19 de septiembre de 2014, la Compañía cerró la emisión de \$750 millones de Senior Notes con fecha de vencimiento el 19 de enero de 2025. Las Senior Notes de Septiembre 2014 son obligaciones directas no subordinadas, no garantizadas, con una tasa de interés del 5,625% pagadero semestre vencido el 19 de enero y el 19 julio de cada año.

Las Senior Notes de Septiembre 2014 se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en el Euro MTF. Bajo los términos de las notas, se le exige a la Compañía mantener: (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; y (2) índice de endeudamiento – EBITDA menor al 3,5. Los covenants no aplican durante el período de tiempo en el cual las notas mantengan una calificación de grado de inversión emitida por al menos dos agencias calificadoras. Estos covenants financieros son covenants incurridos que, si se incumplen, restringirían a la Compañía para obtener deuda adicional, pero no se traduciría en un evento de incumplimiento o aceleración de la amortización. La Compañía cumplió con los covenants de cobertura de intereses durante el período. La relación deuda a EBITDA de la Compañía había terminado el pacto durante el período, a 4,35, sin embargo ninguna deuda adicional fue contraída por la Compañía.

Las Senior Notes de Septiembre 2014 se contabilizan al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva donde el capital es neto de los descuentos y costos de la transacción. El capital adeudado de las Senior Notes de Septiembre 2014 al 30 de septiembre de 2015 era de \$1.114 millones (31 de diciembre de 2014: \$1.114 millones).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Línea de Crédito Rotativo

En abril del 2014, la Compañía suscribió una nueva línea de crédito rotativo por \$1 millardo denominada en dólares americanos con un sindicato de bancos internacionales y colombianos (“**Línea de Crédito Rotativo**”). Esta línea de crédito en dólares americanos está totalmente comprometida hasta su vencimiento en el 2017 y devenga una tasa de interés determinada de acuerdo a la calificación crediticia asignada a los títulos valores de la Compañía denominados en *Senior Notes*; con base en las calificaciones crediticias actuales, la tasa de interés es de LIBOR + 3,5%. Adicionalmente, la Compañía debe pagar una comisión de disponibilidad del 0,95% sobre la porción no utilizada de la línea de crédito rotativo. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía había realizado retiros de dicha línea de crédito rotativo por \$1 millardo (31 de diciembre de 2014: \$Cero). La Línea de Crédito Rotativo está sujeta a covenants que requieren que la Compañía mantenga: (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; (2) índice de endeudamiento EBITDA menor al 4,5, calculado en base a la deuda total a largo plazo dividida por el EBITDA ajustado de los anteriores 12 meses, y (3) un patrimonio neto mayor de \$1 millardo. El patrimonio neto es calculado como activos totales menos pasivos totales, excluyendo aquellos de las subsidiarias excluidas, siendo estas Pacific Midstream Ltd., y Pacific Infrastructure Ventures Inc. (ver Nota 3 y Nota 17). El 29 de septiembre de 2015, la Compañía obtuvo una renuncia temporal por parte de sus prestamistas bajo la Línea de Crédito Rotativo con respecto al patrimonio neto de \$1 millardo. La renuncia caducará el 28 de diciembre de 2015. El patrimonio neto de la Compañía calculado anteriormente, fue de \$628,9 millones al 30 de septiembre de 2015. Durante el periodo, la Compañía cumplió con los covenants restantes.

Otras Deudas

En el 2013 la Compañía obtuvo un préstamo de \$109 millones del Banco de América (“**El Préstamo BOFA 2013**”). Este préstamo genera intereses a la tasa de LIBOR + 1,5% y vence en noviembre del 2016, los intereses se pagan semestralmente. Al 30 de septiembre de 2015, el capital pendiente de pago era \$36,3 millones (31 de diciembre de 2014: \$72 millones).

El 4 de abril de 2014, la Compañía obtuvo un préstamo de \$75 millones del Banco Latinoamericano de Comercio Exterior, S.A. (“**Línea de Crédito Bladex**”). La Línea de Crédito Bladex genera intereses a la tasa de LIBOR + 2,70% y el capital se amortiza en partes iguales en octubre 2016, abril y octubre 2017, y abril 2018, donde los pagos de intereses sobre el capital pendiente se realizan semestralmente. Al 30 de septiembre de 2015, el capital pendiente de pago era \$75 millones (31 de diciembre de 2014: \$75 millones).

El 8 de abril de 2014, la Compañía obtuvo un préstamo de \$250 millones bajo una línea de crédito de capital de trabajo del HSBC Bank USA (“**Línea de Crédito HSBC**”). La Línea de Crédito HSBC genera intereses a la tasa de LIBOR + 2,75%. Al 30 de septiembre de 2015, el capital pendiente de pago era \$212,5 millones (31 de diciembre de 2014: \$250 millones); \$62,5 millones se pagarán en el 2016 y \$150 millones se pagarán en el 2017.

El Préstamo BOFA 2013, La Línea de Crédito Bladex y Línea de Crédito HSBC están sujetas a ciertos covenants financieros que requieren que la Compañía mantenga: (1) un índice de cobertura de intereses mayor al 2,5; (2) índice de endeudamiento EBITDA menor al 4,5, y (3) un patrimonio neto mayor a \$1 millardo, el patrimonio neto se calcula de la misma manera que en la Línea de Crédito Rotativo. El 29 de septiembre de 2015, la Compañía obtuvo una renuncia temporal de los prestamistas respecto al covenant del patrimonio neto mínimo de \$1 millardo. La renuncia caduca el 28 de diciembre de 2015. La Compañía cumplió con los covenants restantes para los cuales no aplican renunciaciones.

Préstamos y Líneas de Crédito de Capital de Trabajo a Corto Plazo

Líneas de crédito de capital de trabajo que están denominadas en dólares y devengan tasas de interés que oscilan entre LIBOR + 0,95% y LIBOR + 1,5%. El saldo total pendiente en estas líneas de crédito de capital de trabajo era de \$Cero al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$185 millones).

En octubre del 2014, la Compañía suscribió un número de líneas de crédito de capital de trabajo denominadas en pesos colombianos y que devengan tasa de interés que oscilan entre el 5,9% y el 6%. El saldo total pendiente de pago de estas líneas de crédito de capital de trabajo era \$Cero millones al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$100 millones).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

21. Leasing Financiero

La Compañía ha suscrito dos acuerdos de generación de energía para suministrar electricidad a tres de sus campos petroleros en Colombia hasta junio de 2016 y agosto de 2021. Adicionalmente, la Compañía tiene un contrato de arrendamiento y acuerdos “take or pay” para aviones, equipo de tecnología informática y una instalación de gas, los cuales son contabilizados como leasing financieros. Estos leasings financieros tienen una tasa de interés promedio efectiva del 12,85%. Los pagos mínimos de arrendamiento de la Compañía son los siguientes:

	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Dentro de 1 año	\$ 20.273	\$ 23.346
Año 2	7.339	14.567
Año 3	6.778	6.790
Año 4	6.778	6.778
Año 5	6.797	6.778
En adelante	6.224	11.310
Total pagos mínimos por arrendamientos	\$ 54.189	\$ 69.569
Montos que representan intereses	(13.937)	(18.766)
Valor presente de los pagos mínimos por arrendamiento	\$ 40.252	\$ 50.803
Porción corriente	\$ 15.891	\$ 17.202
Porción no corriente	24.361	33.601
Total obligaciones bajo arrendamiento financiero	\$ 40.252	\$ 50.803

Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, se incurrió en gastos financieros de \$1,5 millones y \$4,8 millones respectivamente (2014: \$2,1 millones y \$6,5 millones) con respecto a estos arrendamientos financieros.

22. 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.

	Nota	Valor
Al 31 de diciembre de 2014		\$ 257.797
Aumento del gasto		2.715
Cambios durante el período	13,14	(18.964)
Cambio de moneda	13,14	(5.427)
Al 31 de marzo de 2015		\$ 236.121
Aumento del gasto		2.509
Cambios durante el período	13,14	(43.312)
Cambio de moneda	13,14	(4.862)
Al 30 de junio de 2015		\$ 190.456
Aumento del gasto		2.523
Cambios durante el período	13,14	(2.768)
Cambio de moneda	13,14	(10.663)
Al 30 de septiembre de 2015		\$ 179.548

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 \$258 millones (31 de diciembre de 2014: \$323 millones). Se espera que los flujos de caja sucedan en una variedad de países y 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 3,53% y 5,83% y una tasa de inflación del 0,10% para los flujos de efectivo que se esperan liquidar en dólares americanos, y una tasa de libre de riesgo entre el 5,66% y 9,64% y una tasa de inflación del 4,74% para los flujos de efectivo que se esperan liquidar en pesos colombianos (31 de diciembre de 2014: USD tasa libre de riesgo entre 3,61% y 4,43% con una inflación del 1,3%; tasa libre de riesgos en pesos colombianos entre 5,99% y 8,99% con una inflación del 3,65%) 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

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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.

23. Contingencias y Compromisos

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

Al 30 de septiembre de 2015	2015	2016	2017	2018	2019	Subsecuente al 2020	Total
Proyecto LNG	\$ -	\$ 35.190	\$ 50.328	\$ 50.328	\$ 50.328	\$ 568.742	\$ 754.916
ODL contrato take-or-pay	5.131	30.834	17.606	16.591	15.576	11.016	96.754
Compromisos mínimos de trabajo	6.673	87.300	102.496	92.246	9.000	9.000	306.715
Bicentenario servicio de transporte ship-or-pay	40.833	164.228	163.780	163.780	163.780	914.922	1.611.323
Compras y arrendamientos operativos	163.829	207.287	58.674	51.971	51.114	88.793	621.668
Compromisos de transporte y proceso	12.675	58.399	144.356	138.722	138.722	639.517	1.132.391
Compra Genser Power	10.863	28.750	-	-	-	-	39.613
Obligaciones con la comunidad	12.566	2.728	-	-	-	-	15.294
Total	\$ 252.570	\$ 614.716	\$ 537.240	\$ 513.638	\$ 428.520	\$ 2.231.990	\$ 4.578.674

La Compañía mantiene varias garantías en el curso normal del negocio. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía había emitido cartas de crédito y garantías para compromisos de exploración y operacionales por un total de \$324 millones (31 de diciembre de 2014: \$434 millones).

Ciertos contratos de asociación firmados con Ecopetrol antes del 2003 incluyen cláusulas en las cuales se estipula que Ecopetrol puede comenzar a participar en cualquier momento en la operación de nuevos descubrimientos efectuados por la Compañía, sin perjuicio del derecho de la Compañía a ser reembolsada por concepto de las inversiones hechas por su propia cuenta y riesgo (back-in right). El contrato dispone que si Ecopetrol decide declarar la comercialidad del campo y participar en la fase comercial del contrato de asociación, la Compañía tendrá derecho a ser reembolsada por el 200% del total de los costos incurridos durante la fase de exploración del contrato. Una vez se haya efectuado el reembolso, Ecopetrol tendrá el derecho a adquirir un 50% en la participación de la producción de petróleo de los campos. Al 30 de septiembre de 2015, Ecopetrol había ejercido la cláusula denominada “back-in right” en el campo Guaduas (Contrato de Asociación Dindal y Rio Seco).

La Compañía tiene un contrato de cesión con Transporte Incorporado S.A.S. (“**Transporte Incorporado**”) una compañía colombiana propiedad de un fondo de patrimonio privado internacional no relacionado. Transporte Incorporado posee una participación del 5% en el capital accionario y un derecho de capacidad en el oleoducto OCENSA en Colombia. Bajo el contrato de cesión, la Compañía tiene derecho a utilizar la capacidad de Transporte Incorporado para el transporte de crudo a través del oleoducto OCENSA por un pago fijo mensual hasta el 2024. De conformidad con el acuerdo de cesión, la Compañía está obligada durante la duración del acuerdo a mantener una calificación crediticia mínima de Ba3 (Moody’s), la cual fue incumplida en septiembre de 2015 cuando Moody’s bajo la calificación crediticia de la Compañía a B3. Como resultado de la disminución de la calificación y de acuerdo con el contrato de cesión, previa notificación a la Compañía, Transporte Incorporado tendría el derecho de terminación temprana del contrato de cesión y exigir a la Compañía a pagar una cantidad determinada de conformidad con el contrato, el cual se estima en \$129 millones. La Compañía no ha recibido notificación por Transporte Incorporado, y el 1 de octubre de 2015, la Compañía recibió una renuncia de Transporte Incorporado de su derecho de terminación temprana por un período de 45 días hasta el 14 de noviembre de 2015. La Compañía continúa realizando pagos mensuales y actualmente se encuentra en negociación con Transporte Incorporado con respecto a los términos del acuerdo y el requisito mínimo de calificación crediticia. Al 30 de septiembre de 2015 no se ha reconocido ninguna provisión en relación con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

En Colombia, la Compañía tiene una participación en un proyecto de ampliación del oleoducto OCENSA, del cual se espera que sea terminado y que comience su operación en el 2016. Como parte del proyecto de ampliación, la Compañía

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

a través de sus subsidiarias Meta Petroleum y Petrominerales Colombia entro en acuerdos, por separado, de transporte de crudo con OCENSA para la futura capacidad de transporte. La Compañía comenzaría a pagar comisiones de “Ship or Pay” una vez el proyecto de ampliación esté terminado y operando. Como parte del contrato de transporte, la Compañía está obligada a mantener una calificación crediticia mínima de BB- (Fitch) y de Ba3 (Moody’s). Este covenant fue incumplida en los meses de julio y septiembre de 2015, cuando Fitch y Moody’s bajaron la calificación crediticia de la Compañía a B+ y B3 respectivamente. Como resultado de la disminución de la calificación y de conformidad a los acuerdos de transporte, previa notificación a la Compañía, OCENSA tendría el derecho de exigir a la Compañía presentar una carta de crédito o una prueba de liquidez suficiente o capital de trabajo dentro de un período de 60 días a partir de la fecha en que la notificación sea recibida por la Compañía. La Compañía no ha recibido la notificación de OCENSA. Además, en octubre de 2015, la Compañía solicitó por escrito una renuncia para remediar la provisión, como es requerido por el contrato de transporte por un período indefinido hasta que el proyecto de ampliación del oleoducto esté terminado y operando. Actualmente, la Compañía se encuentra en negociaciones con OCENSA para obtener la renuncia solicitada. Al 30 de septiembre de 2015 no se ha reconocido ninguna provisión en relación 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 las autoridades fiscales de Colombia (“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. Al 30 de septiembre de 2015, el nuevo monto revalorado, incluyendo intereses y multas, se estima en \$36 millones, de los cuales la Compañía estima que \$22 millones deberían ser asumidos por las compañías que tienen participación en estos contratos. La Compañía no está de acuerdo con la revaluación de la DIAN y se ha presentado una apelación oficial. Varios otros períodos fiscales hasta el 2011 con respecto del IVA sobre el consumo de petróleo están actualmente bajo revisión de la DIAN. Para los períodos bajo revisión, si prevaleciera el punto de vista de la DIAN, la Compañía estima que el IVA, incluyendo intereses y multas, puede oscilar entre \$14 millones y \$76 millones, de los cuales, la Compañía estima que un rango entre \$7 millones y \$39 millones deberían ser asumidos por otras compañías que tienen participación en estos contratos.

La Compañía continua utilizando petróleo producido para consumo interno, lo cual es una práctica aceptada de 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 septiembre de 2015, la DIAN ha revalorado \$56 millones de impuestos adeudados, incluyendo los intereses y multas estimadas, con respecto a las deducciones rechazadas.

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía cree que la disputa con la DIAN con respecto al IVA y las deducciones del impuesto sobre la renta rechazadas será resuelta a su favor. Por lo tanto, no se ha efectuado provisión alguna en los estados financieros.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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 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 Bloque 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. Al 30 de septiembre de 2015, la suma en arbitramento era de aproximadamente \$194 millones más intereses relacionados de \$34 millones. 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 a tres meses LIBOR + 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.

24. 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 2014, 31 de marzo de 2015 y 30 de junio de 2015	313.255.053	\$ 2.610.485
Acciones emitidas como parte de indemnización	-	4.258
Al 30 de septiembre de 2015	313.255.053	\$ 2.614.743

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.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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 2014	23.168.792	21,86
Canceladas y ejercidas durante el período	(3.645.050)	14,11
Al 31 de marzo de 2015	19.523.742	23,31
Canceladas y ejercidas durante el período	(2.810.125)	20,65
Al 30 de junio de 2015	16.713.617	23,76
Canceladas y ejercidas durante el período	(73.500)	24,97
Al 30 de septiembre de 2015	16.640.117	23,75

La siguiente tabla resume la información de las opciones sobre acciones en circulación y ejercibles al 30 de septiembre de 2015:

En circulación & ejercibles	Precio de ejercicio (C\$)	Fecha de vencimiento	Vida contractual restante (años)
116.667	6,30	10 de julio de 2017	1,78
250.000	34,43	2 de febrero de 2016	0,34
3.725.750	25,76	16 de marzo de 2016	0,46
53.000	28,01	3 de mayo de 2016	0,59
12.000	25,59	26 de mayo de 2016	0,65
160.000	22,05	27 de septiembre de 2016	0,99
5.000	24,68	24 de octubre de 2016	1,07
5.197.700	22,75	18 de enero de 2017	1,30
69.000	29,10	30 de marzo de 2017	1,50
6.212.000	23,26	28 de enero de 2018	2,33
714.000	24,32	8 de febrero de 2018	2,36
125.000	19,21	15 de noviembre de 2018	3,13
16.640.117	23,75		1,54

c) Unidades de Acciones Diferidas

La Compañía estableció el Plan de Unidad de Acción Diferida (el “**Plan DSU** siglas en inglés”) para sus directores no empleados en 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 período fue reconocido como una compensación basada en acciones en el Estado Consolidado de Resultados con un valor correspondiente reconocido en cuentas por pagar y provisiones en el Estado Consolidado Condensado Interino de Situación Financiera.

A continuación se presenta un resume de la información correspondiente a las DSU en circulación:

	Número de DSUs ejercibles	Valor
Al 31 de diciembre de 2014	2.487.386	\$ 17.075
Valor razonable ajustado para el período	-	(10.836)
Concedidas durante el período	5.128.451	11.924
Emitidas durante el período	(13.803)	(37)
Al 31 de marzo de 2015	7.602.034	\$ 18.126
Valor razonable ajustado para el período	-	10.479
Concedidas durante el período	381.644	1.439
Emitidas durante el período	(38.706)	(142)
Al 30 de junio de 2015	7.944.972	\$ 29.902
Valor razonable ajustado para el período	-	(10.746)
Concedidas durante el período	429.743	1.014
Emitidas durante el período	(1.272.879)	(4.313)
Al 30 de septiembre de 2015	7.101.836	\$ 15.857

La obligación al 30 de septiembre de 2015 está basada en un valor razonable de \$2,23 (31 de diciembre de 2014: \$6,86) por DSU aproximando el precio de cierre de la acción de la Compañía en dólares americanos.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, \$8,9 millones en ganancias y \$4,7 millones en pérdidas (2014: \$27,2 millones y \$30,3 millones en pérdidas) fueron reconocidos como un gasto de compensación basada en acciones con respecto a las DSUs otorgadas durante el período incluyendo el cambio en el valor razonable.

25. Transacciones con Partes Relacionadas

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

- a) Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía recibió efectivo de \$43 millones y \$43 millones respectivamente, de conformidad con su obligación en operación conjunta asociada con su participación del 49% en el Bloque Z-1 en Perú. Adicionalmente, la Compañía tenía cuentas por cobrar de \$0,5 millones bajo el acuerdo de operación conjunta de Alfa SAB de CV (“Alfa”) quien en circulación posee un 51% de participación en el capital de trabajo del Bloque Z-1 y también mantiene un 19,2% del capital accionario emitido de la Compañía.
- b) En octubre de 2012, la Compañía y Ecopetrol firmaron dos contratos de Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia (“BOMT” siglas en inglés) con el Consorcio Genser Power-Proeléctrica y sus subsidiarias (“Genser-Proeléctrica”) para la adquisición de determinados activos de generación de energía para el campo Rubiales. Genser-Proeléctrica es un acuerdo conjunto entre Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cía. S.C.A.E.S.P (“Proeléctrica”), en la cual la Compañía posee un porcentaje de participación indirecto del 24,9% en Proeléctrica y Genser Power Inc. (“Genser”), del cual, el 51% es propiedad de Pacific Power Generation Corp. (“Pacific Power”). El 1 de marzo de 2013, estos contratos fueron cedidos a TermoMorichal S.A.S. (“TermoMorichal”), la compañía creada para ejecutar los acuerdos, en la cual Pacific Power posee una participación indirecta del 51%. El 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-Proeléctrica para adquirir activos adicionales por un monto total de \$57 millones a diez años. Al final del Contrato de Asociación de Rubiales en el 2016 las obligaciones de la Compañía, junto con los activos de generación de energía serán transferidas a Ecopetrol. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$8,9 millones y \$20,2 millones (2014: \$9,0 millones y \$9,0 millones) bajo el Contrato de Asociación Rubiales. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía ha pagado anticipos por valor de \$5,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,6 millones). La Compañía tiene cuentas por pagar de \$5,5 millones (31 de diciembre de 2014: \$5,9 millones) adeudados a Genser-Proeléctrica al 30 de septiembre de 2015. 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 Proeléctrica 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 Proeléctrica 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 Petroeléctrica para el suministro de energía a los campos Quifa y Rubiales. El acuerdo se inició el 1 de noviembre de 2013 y operará por 13 años. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía realizó pagos por \$10,3 millones y \$36,9 millones (2014: \$24,9 millones y \$53,9 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 a la planta a gas natural de Proeléctrica. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía contabilizó ingresos de \$2,2 millones y \$3,5 millones (2014: \$4,2 millones y \$11,2 millones) de dichos acuerdos. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$9 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,5 millones) a Proeléctrica.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Bajo los acuerdos de suministro de energía Proeléctrica 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 kilowatts.

- c) Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$9 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,5 millones) a Proeléctrica, en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 24,9% y en la cual Blue Pacific Assets Corp. ("**Blue Pacific**") posee una participación del 31,49%. Los intereses indirectos de la Compañía y Blue Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos provenientes de Proeléctrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fue de \$2,2 millones y \$3,5 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$4,2 millones y \$11,2 millones).
- d) Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$0,8 millones y \$3,1 millones (2014: \$2,1 millones y \$6,8 millones) a Transportadora del Meta S.A.S. ("**Transmeta**") en costos de transporte de crudo. Además, la Compañía tiene cuentas por cobrar de \$0,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$1,1 millones) a Transmeta y cuentas por pagar de \$0,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,9 millones) a Transmeta. Transmeta es controlada por un director de la Compañía.
- e) Al 30 de septiembre de 2015, prestamos por cobrar a partes relacionadas por un monto agregado de \$0,6 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,9 millones) son adeudados por un director y siete funcionarios de la Compañía. Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales durante un período de 48 meses.

En agosto de 2015, la Compañía acordó pagar \$8,3 millones en indemnización a uno de sus funcionarios, la cual incluye \$5,5 millones en efectivo pagado durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y \$2,8 millones pagaderos en marzo de 2016. Además, la liquidación de las DSU por la salida de un director, fue pagada en especie con las acciones de la Compañía tenidas en tesorería en bases uno a uno, por un total de 1,3 en acciones ordinarias aproximadamente.

- f) La Compañía ha suscrito contratos de transporte en aeronaves con Helicópteros Nacionales de Colombia S.A.S. ("**Helicol**"), una compañía controlada por un director de la Compañía. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$1,4 millones y \$5,8 millones (2014: \$5,5 millones y \$11,5 millones) en tarifas según lo establecido en los contratos de transporte. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas por pagar por \$1,7 millones a Helicol (31 de diciembre de 2014: \$2,8 millones).
- g) Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$27,3 millones y \$81,5 millones a ODL (2014: \$57,9 millones y \$121,1 millones) por servicios de transporte de crudo bajo el contrato "take or pay" del oleoducto, y tiene cuentas por pagar de \$10,3 millones (31 de diciembre de 2014: \$Cero). Adicionalmente, la Compañía recibió \$0,7 millones y \$1,7 millones de ODL durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$0,7 millones y \$1,7 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y el alquiler de maquinaria y equipo. La Compañía tiene cuentas por cobrar a ODL al 30 de septiembre de 2015 por \$0,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,4 millones).
- h) Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$41,5 millones y \$128,4 millones al Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (2014: \$44,9 millones y \$132,5 millones), una compañía de oleoductos en la cual la Compañía posee una participación del 27,6%, por los servicios de transporte de petróleo según los acuerdos "take or pay" del oleoducto. Al 30 de septiembre de 2015, los préstamos pendientes a Bicentenario eran de \$11,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$42 millones). Se reconocieron ingresos por intereses por \$0,3 millones y \$1,3 millones durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$0,7 millones y \$2,1 millones). Se pagaron intereses de \$0,7 y \$2 millones sobre los préstamos durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, igualmente durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 se cancelaron \$12,9 millones y \$30,1 millones del capital de dichos préstamos. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 la Compañía recibió \$Cero y \$Cero (2014: \$Cero y \$0,5 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y de alquiler de equipos y maquinaria. La Compañía anticipó \$87,9 millones al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$87,9 millones) a

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Bicentenario como prepago de la tarifa de transporte, los cuales son amortizados con los barriles transportados. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene unas cuentas comerciales por cobrar de \$13,4 millones como anticipo a corto plazo (31 de diciembre de 2014: \$13,7 millones).

- i) 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía contribuyó \$4,3 millones y \$11 millones a estas fundaciones (2014: \$7,7 millones y \$28,6 millones). Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas por cobrar (anticipos) por \$3,5 millones (31 de diciembre de 2014: \$5,0 millones) y cuentas por pagar por \$1,7 millones (31 de diciembre de 2014: \$8,7 millones).
- j) Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene una solicitud de préstamo concedido a PII por un monto de \$72,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$71,4 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 41,65% de PII. Adicionalmente durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 la Compañía recibió \$3 millones y \$3,3 millones (2014: \$1,3 millones y \$1,3 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 del oleoducto “**Oleoducto del Caribe**”. Igualmente, al 30 de septiembre de 2015 la Compañía registra cuentas por cobrar por \$0,9 millones (31 de diciembre de 2014: \$1,0 millones) a Pacific Infrastructure Ventures Inc., como subsidiaria de PII. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía tiene cuentas por pagar de \$3,2 millones a PII (31 de diciembre de 2014: \$Cero).

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 anuales. Estos contratos pueden beneficiar indirectamente a Blue Pacific y a otros accionistas minoritarios no relacionados de PII. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía había realizado anticipos de \$8,9 millones y \$15,3 millones respectivamente a Sociedad Puerto Bahía (2014: \$Cero y \$Cero) de los cuales \$2,6 millones y \$3,4 millones fueron debitados durante los tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015, en relación con los servicios recibidos (2014: \$Cero).

- k) En Octubre de 2012, la Compañía suscribió un acuerdo con Pacific Coal, 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 Pacific Coal un derecho sobre una participación en el capital del 5% 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, Pacific Coal 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 8,49% en Pacific Coal.
- l) Blue Pacific provee a la Compañía servicios de transporte aéreo según las necesidades. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$Cero y \$Cero (2014: \$Cero y \$0,2 millones) por estos servicios.
- m) La Compañía tiene 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.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

26. 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. 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 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 crudo. 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 COP/USD 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 Interinos Condensados

(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 puntos 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 de \$1 en el precio del petróleo hubiese producido un cambio de \$39,9 millones en los ingresos al 30 de septiembre de 2015 (2014: \$38 millones);
- Un cambio del 10% en la tasa de cambio COP/USD hubiese producido un cambio de \$7,1 millones en ganancias/pérdidas en el cambio de divisas al 30 de septiembre de 2015 (2014: \$1,1 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 \$3,1 millones (2014: \$2,5 millones).

b) Riesgo Crediticio

El riesgo crediticio surge a raíz de la posibilidad de que la Compañía pueda incurrir en pérdidas si la contra-parte 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 septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Cuentas comerciales	\$ 167.776	\$ 224.871
Anticipos / depósitos	55.366	108.828
Saldo a favor de IVA y retención en la fuente	94.572	70.890
Otras cuentas por cobrar	189.294	163.874
Por cobrar a acuerdos conjuntos	156.059	252.745
Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(1.491)	(3.849)
	\$ 661.576	\$ 817.359
Préstamo y anticipo a Bicentenario (no corriente, Nota 18)	87.971	129.963
IVA Recuperable a largo plazo (no corriente, Nota 18)	53.800	86.886
	\$ 803.347	\$ 1.034.208

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas por cobrar a cinco de sus clientes, cada una por cuantías mayores al 10% del total de las cuentas comerciales por cobrar. La exposición al riesgo del crédito de la Compañía respecto a estos clientes fue de \$31 millones, \$29 millones, \$21 millones, \$20 millones y \$19 millones o 18%, 17%, 12%, 12% y 11% de las cuentas por cobrar respectivamente (30 de septiembre de 2014: cuatro clientes \$84 millones, \$87 millones, \$61 millones y \$45 millones o 23%, 24%, 17% y 13% de las cuentas comerciales por cobrar). Los ingresos provenientes de estos clientes en el 2015 fueron \$18 millones, \$28 millones, \$42 millones, \$20 millones y \$18 millones o 3%, 4%, 6%, 3% y 3% de los ingresos (30 de septiembre de 2014: \$169 millones \$338 millones, \$163 millones y \$124 millones o 4%, 9%, 4% y 3% 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.

Incluido en otras cuentas por cobrar hay préstamos por cobrar a PII y Bicentenario por \$72,4 millones y \$11,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$71,4 millones y \$42 millones) respectivamente. El préstamo por cobrar a PII está garantizado por el proyecto de oleoducto de PII y devenga intereses que oscilan entre LIBOR + 2% y al 7% anual, se

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

reconocieron ingresos por intereses de \$1,3 millones y \$3,7 millones durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, respectivamente. El préstamo Bicentenario devenga intereses de 7,32% y se reconocieron ingresos por intereses de \$0,3 millones y \$1,3 millones durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$0,7 millones y \$2,1 millones).

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

La Compañía no mantiene alguna otra garantía o mejoras crediticias que cubran el riesgo crediticio asociado a sus activos financieros excepto el préstamo a PII.

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 septiembre de 2015, la Compañía tenía disponible \$Cero en líneas de crédito rotativo.

La Compañía ha suscrito una línea de crédito para la venta de las cuentas por cobrar con un saldo rotativo que no excederá \$110 millones. La Compañía se reserva el derecho de utilizar una porción o la totalidad de la línea de crédito a su discreción. La Compañía pagará un cargo efectivo igual al LIBOR. Al 30 de septiembre de 2015, la línea de crédito no había sido utilizada.

A continuación se presentan las fechas de vencimiento contractuales de los pasivos financieros no derivados (con base en año calendario, y sin descuento):

Pasivo financiero adeudado en	Nota	Subsecuente al							Total
		2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Cuentas por pagar y pasivo estimado		\$ 1.219.809	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.219.809
Deuda largo plazo	20	-	117.583	1.187.500	18.750	1.300.000	2.804.200		5.428.033
Obligaciones por arrendamiento financiero	21	8.058	14.486	6.778	6.778	6.778	11.311		54.189
Total		\$ 1.227.867	\$ 132.069	\$ 1.194.278	\$ 25.528	\$ 1.306.778	\$ 2.815.511		\$ 6.702.031

A continuación se presentan las cuentas por pagar y los pasivos acumulados al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

	Al 30 de septiembre 2015	Al 31 de diciembre 2014
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	\$ 211.554	\$ 600.404
Pasivos estimados	610.182	844.500
Cuentas por pagar - cuentas conjuntas	14.096	45.409
Anticipos, garantías y depósitos	117.060	127.535
Retenciones de impuestos y otras disposiciones	266.917	301.121
Total	\$ 1.219.809	\$ 1.918.969

d) Contabilidad de Coberturas y Contratos de Gestión de Riesgo

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

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

30 de septiembre de 2015

Tipo de instrumento	Período	Cantidad/Volumen nacional (bbl)	Piso/Techo o Strike Price	Punto Referencia	Valor en libros		
					Activos	Pasivos	
Sujeto a contabilidad de cobertura:							
<i>Riesgo Cambio moneda</i>							
Cero-costo collares	Octubre 2015 a diciembre 2015	45.000	2070-2251 COP/\$	COP/USD	-	(13.433)	
<i>Riesgo precio commodities</i>							
Cero-costo collares	Octubre a diciembre 2015	2.550.000	53-54,20 / 59-63	WTI	20.437	-	
Cero-costo collares	Octubre a diciembre 2015	3.900.000	59,20-62,90 / 64,50-67,90	BRENT	45.509	-	
Cero-costo collares	Enero a junio 2016	600.000	60-66	WTI	7.498	-	
Total sujeto a contabilidad de coberturas					\$	73.444	\$ (13.433)
No sujeto a contabilidad de coberturas							
<i>Riesgo Cambio moneda</i>							
Cero-costo collares	Octubre 2015 a diciembre 2015	30.000	1900-2050 COP/\$	COP/USD	-	(10.214)	
Cero-costo collares	Octubre 2015 a noviembre 2015	7.500	3112 COP/\$	COP/USD	-	(1)	
<i>Riesgo precio commodities</i>							
Cero-costo collares	Abril a diciembre 2016	1.800.000	48 / 68	WTI	7.803	-	
Cero-costo collares	Enero a diciembre 2016	3.600.000	48,60 - 56 / 58,75 -73,45	BRENT	29.475	(13.725)	
<i>(counterparty option)</i>							
Extendible	Varios 2015 a varios 2016	1.800.000	59,0-61,5 / 64,15 - 66,0	WTI	25.545	-	
Extendible	Varios 2016	1.650.000	57-59,30 / 62-70	BRENT	10.616	-	
Extendible/Swap	Varios 2015 a varios 2016	450.000	65,20	WTI	8.668	-	
Total no sujeto a contabilidad de coberturas					\$	82.107	\$ (23.940)
Total al 30 de septiembre de 2015					\$	155.551	\$ (37.373)
					Porción corriente	\$ 145.383	\$ (35.678)
					Porción no corriente	10.168	(1.695)
					\$	155.551	\$ (37.373)

31 de diciembre de 2014

Tipo de instrumento	Período	Cantidad/Volumen nacional (bbl)	Piso/Techo o Strike Price	Punto Referencia	Valor en libros		
					Activos	Pasivos	
Sujeto a contabilidad de cobertura:							
<i>Riesgo Cambio moneda</i>							
Cero-costo collares	Enero a diciembre 2015	240.000	2070-2251 COP/\$	COP/USD	\$ -	\$ (26.672)	
Cero-costo collares	Enero a junio 2015	180.000	2020-2180 COP/\$	COP/USD	-	(17.984)	
<i>Riesgo precio commodities</i>							
Cero-costo collares	Enero a marzo 2015	600.000	80 / 112	WTI	16.017	-	
Cero-costo collares	Enero a junio 2015	900.000	80 / 111,50	WTI	22.852	-	
Total sujeto a contabilidad de coberturas					\$	38.869	\$ (44.656)
No sujeto a contabilidad de cobertura:							
<i>Riesgo Cambio moneda</i>							
Cero-costo collares	Julio a diciembre 2015	150.000	1900-2050 COP/\$	COP/USD	\$ -	\$ (23.409)	
<i>Riesgo precio commodities</i>							
Cero-costo collares	Enero a diciembre 2015	1.200.000	75 / 90	BRENT	16.999	-	
Cero-costo collares	Enero a junio 2015	3.000.000	75 / 88-89,15	WTI	3.738	-	
Total no sujeto a contabilidad de coberturas					\$	20.737	\$ (23.409)
Total al 31 de diciembre de 2014					\$	59.606	\$ (68.065)

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

Relación de Cobertura

Las siguientes son las estrategias de cobertura de la Compañía para las cuales se aplica la contabilidad de coberturas:

- Cambio de divisas: A partir de los gastos en pesos colombianos pronosticados como muy probables, la Compañía ha identificado el riesgo de la fluctuación en la tasa de cambio de divisas como la partida cubierta. Con el fin de mitigar el riesgo, se suscribieron collares de divisas y se clasificaron como instrumentos de cobertura. Los collares utilizados limitan el riesgo de variabilidad de los flujos de efectivo resultante de las fluctuaciones de la tasa de cambio Peso/Dólar por encima o por debajo de los rangos especificados.

Para determinar la efectividad de la relación de cobertura, la Compañía evalúa las obligaciones contractuales críticas entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura de manera cualitativa. Si se notan incongruencias en las obligaciones contractuales, se utiliza una valoración cuantitativa para determinar el impacto de la potencial ineffectividad.

Las fuentes de ineffectividad identificadas en la estrategia de cobertura de cambio de divisas actual se relacionan con los diferentes niveles de solvencia de las contrapartes, y la duración de la relación. Estas fuentes de ineffectividad fueron insignificantes en los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014.

- Precios de las mercancías: Las ventas previstas por la Compañía están sujetas a los componentes de riesgo del precio de referencia, diferencial de calidad y diferencial de localización. Como parte de la estrategia de gestión de riesgo de la Compañía, el componente de precio de referencia está cubierto, el cual históricamente comprende aproximadamente el 94% de la partida cubierta en su totalidad. Los componentes de riesgo de calidad y localización no están sujetos a contabilidad de coberturas, ya que no fueron considerados como una opción económica.

A partir de las ventas previstas, la Compañía ha identificado el riesgo del precio de su petróleo como el componente de riesgo de referencia específico que debe ser cubierto, de acuerdo con la exposición y estrategia de gestión de riesgo de la Compañía. La Compañía utiliza collares de los precios de las mercancías como instrumentos de cobertura designados para el manejo de las fluctuaciones relacionadas con el flujo de efectivo por encima o por debajo de los rangos especificados.

La siguiente tabla resume las principales posiciones financieras en derivados de la Compañía sujetas a la contabilidad de coberturas:

Al 30 de septiembre de 2015:

		Instrumento de cobertura		Elemento de Cobertura			
		Elemento de línea del estado de situación financiera en instrumento de cobertura localizado	Cambios en valor razonable usado para calcular la ineffectividad de la cobertura 2015	Cambios en valor razonable usado para calcular la ineffectividad de la cobertura 2015		Cobertura de flujo de efectivo acumulado reservado para continuidad de cobertura	Cobertura de flujo de efectivo acumulado para cobertura no continua
Cobertura de flujo de Efectivo:							
<i>Riesgo cambio divisas</i>							
Cero-costo collares	Pasivos gestión de riesgos	\$	(8.065)	\$	(9.008)	\$	(8.065) \$ (5.044)
<i>Riesgo precio mercancías</i>							
Cero-costo collares	Activos gestión de riesgos	\$	72.560	\$	81.526	\$	71.037 \$ -
		\$	64.495	\$	72.518	\$	62.972 \$ (5.044)

Al 31 de diciembre de 2014:

		Instrumento de cobertura		Elemento de Cobertura			
		Elemento de línea del estado de situación financiera en instrumento de cobertura localizado	Cambios en valor razonable usado para calcular la ineffectividad de la cobertura 2014	Cambios en valor razonable usado para calcular la ineffectividad de la cobertura 2014		Cobertura de flujo de efectivo acumulado reservado para continuidad de cobertura	Cobertura de flujo de efectivo acumulado para cobertura no continua
Cobertura de flujo de Efectivo:							
<i>Riesgo cambio divisas</i>							
Cero-costo collares	Pasivos gestión de riesgos	\$	(33.988)	\$	(34.216)	\$	(33.978) \$ -
		\$	(33.988)	\$	(34.216)	\$	(33.978) \$ -

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

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 registra estos montos en otros resultados integrales, como costo de cobertura.

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

	Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/pérdida)	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/pérdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo cambio divisas					
Cero-costo collares	\$ (8.858)	\$ (8)	Cambio divisas ganancia (pérdida)	\$ (20.103)	Costos de producción y operación
Riesgo precio mercancías					
Cero-costo collares	107.450	6.263	Gestión de riesgo ganancia (pérdida)	36.413	Ingreso
\$	98.592	\$ 6.255		\$ 16.310	

Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015:

	Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/pérdida)	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/pérdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo cambio divisas					
Cero-costo collares	\$ (25.485)	\$ (4.700)	Cambio divisas ganancia (pérdida)	\$ (46.353)	Costos de producción y operación
Riesgo precio mercancías					
Cero-costo collares	94.246	1.076	Gestión de riesgo ganancia (pérdida)	62.293	Ingreso/ Gestión de ingreso
\$	68.761	\$ (3.624)		\$ 15.940	

Para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía registró una ineffectividad de \$8 mil y \$4,7 millones respectivamente en los contratos de gestión de riesgos en el cambio de divisas como pérdidas en el cambio de divisas (2014: pérdida de \$1,7 millones y pérdida de \$1,3 millones). Estos montos no son realizados y representan el cambio en el valor razonable de los derivados en moneda extranjera.

Para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía registró ineffectividad en los contratos de gestión de riesgos en el precio de las mercancías por \$6,3 millones y \$1,1 millones respectivamente como ganancias en la gestión de riesgos (2014: \$Cero). Estos montos no son realizados y representan el cambio en el valor razonable de los derivados del precio de las mercancías.

Para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2014:

	Cambio en el valor de instrumento de cobertura reconocido en otros resultados integrales (ganancia/pérdida)	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/pérdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo cambio divisas					
Cero-costo collares	\$ (3.849)	\$ (1.749)	Cambio divisas ganancia (pérdida)	\$ 344	Costos de producción y operación
Riesgo precio mercancías					
Cero-costo collares	-	-	Gestión de riesgo ganancia (pérdida)	-	Ingreso
\$	(3.849)	\$ (1.749)		\$ 344	

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014:

	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)	Línea en el resultado del ejercicio (incluye cobertura de ineffectividad)	Valor reclasificado de la reserva de cobertura de resultado flujos de efectivo (ganancia/pérdida)	Línea afectada en el resultado debido a la reclasificación
Riesgo cambio divisas					
Cero-costos collares	\$ (2.434)	\$ (1.290)	Cambio divisas ganancia (pérdida)	\$ (331)	Costos de producción y operación
Riesgo precio mercancías					
Cero-costos collares	-	-	Gestión de riesgo ganancia (pérdida)	-	Ingreso/ Gestión de ingreso
	\$ (2.434)	\$ (1.290)		\$ (331)	

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 pérdida o ganancia en la gestión de riesgos.

Para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía registró una ganancias de \$131 millones y \$47 millones respectivamente en los contratos de gestión de riesgo de las mercancías, en las utilidades netas (2014: ganancias de \$19 millones y \$25 millones). Adicionalmente, durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía reconoció una ganancia en los ingresos de \$87 millones y \$95 millones respectivamente relacionado con los instrumentos que fueron pagados (2014: \$3,8 millones y \$9,2 millones de ganancias).

Para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía registró ganancia en gestión de riesgos de \$0,8 millones y \$32,5 millones respectivamente en los contratos gestión de riesgos en el cambio de divisas en las utilidades netas (2014: ganancias de \$6,1 millones y pérdida de \$5,8 millones). Estos montos incluyen \$4,2 millones y \$72 millones respectivamente de ganancias no realizadas (2014: \$59 millones y \$4,8 millones de pérdidas) que representan el cambio en el valor razonable. Adicionalmente, durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía reconoció perdidas realizadas en diferencia en cambio de \$3,4 millones y \$39,5 millones respectivamente relacionado con los instrumentos que fueron pagados (2014: \$16 mil de ganancia y \$0,8 millones de pérdidas).

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, inversiones disponibles para la venta en los estados de situación financiera. El valor en libros y el valor razonable de estos instrumentos financieros se revelan a continuación por categoría de instrumento financiero.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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)

	Nota	Al 30 de septiembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014	
		Valor libros	Valor Razonable	Valor libros	Valor Razonable
Activos Financieros					
<i>Activos financieros valorados a su costo amortizado</i>					
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 488.885	\$ 488.885	\$ 333.754	\$ 333.754
Efectivo restringido		24.676	24.676	15.644	15.644
Cuentas por cobrar ⁽¹⁾		715.376	715.376	904.245	904.245
Préstamo a Bicentenario	18,26b	11.834	11.834	41.992	41.992
Cuenta por cobrar a largo plazo	18	10.375	10.375	10.375	10.375
		1.251.146	1.251.146	1.306.010	1.306.010
<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	26d	82.107	82.107	20.737	20.737
		82.107	82.107	20.737	20.737
<i>Activos financieros designados medidos al valor razonable con cambios en otros resultados integrales (FVTOCI)</i>					
Inversiones en instrumentos de capital	18	6.150	6.150	19.924	19.924
		6.150	6.150	19.924	19.924
<i>Instrumentos de derivados en relación a contabilidad de cobertura</i>					
	26d	73.444	73.444	38.869	38.869
		73.444	73.444	38.869	38.869
		\$ 1.412.847	\$ 1.412.847	\$ 1.385.540	\$ 1.385.540
Pasivos Financieros					
<i>Pasivos financieros valorados a su costo amortizado</i>					
Cuentas por pagar y pasivos estimados	26c	\$ (1.219.809)	\$ (1.219.809)	\$ (1.918.969)	\$ (1.918.969)
Deuda a largo plazo	20	(1.313.943)	(1.323.833)	(673.925)	(680.446)
Senior Notes ⁽²⁾	20	(3.988.024)	(1.477.977)	(3.979.924)	(3.372.736)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	21	(40.252)	(50.713)	(50.803)	(64.006)
		(6.562.028)	(4.072.332)	(6.623.621)	(6.036.157)
<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	26d	(23.940)	(23.940)	(23.409)	(23.409)
		(23.940)	(23.940)	(23.409)	(23.409)
<i>Instrumentos de derivados en relación a contabilidad de cobertura</i>					
	26d	(13.433)	(13.433)	(44.656)	(44.656)
		(13.433)	(13.433)	(44.656)	(44.656)
		\$ (6.599.401)	\$ (4.109.705)	\$ (6.691.686)	\$ (6.104.222)

(1) Incluye IVA al largo plazo.

(2) El valor razonable total de las diferentes Senior Notes se estima utilizando los últimos precios cotizados al 30 de septiembre de 2015.

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.

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*.

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 septiembre 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	\$ -	\$ 82.107	\$ -	\$ 82.107
Instrumentos derivados designados en relación a contabilidad de cobertura	-	73.444	-	73.444
Activos financieros a FVTOCI (siglas en inglés)				
Inversiones en instrumentos de patrimonio	\$ -	\$ -	\$ 6.150	\$ 6.150
Otros activos				
Préstamo Bicentenario	\$ -	\$ 11.834	\$ -	\$ 11.834
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	10.375	-	10.375
Pasivos financieros a valor razonable				
Mantenidos para negociación que no han sido designados en relación de contabilidad de cobertura	\$ -	\$ (23.940)	\$ -	\$ (23.940)
Instrumentos derivados designados en relación a contabilidad de cobertura	-	(13.433)	-	(13.433)
Otros pasivos				
Deuda a largo plazo	\$ -	\$ (1.323.833)	\$ -	\$ (1.323.833)
Senior notes	(1.477.977)	-	-	(1.477.977)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	-	(50.713)	-	(50.713)

Al 31 de diciembre de 2014:

	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	\$ -	\$ 20.737	\$ -	\$ 20.737
Instrumentos derivados designados en relación a contabilidad de cobertura	-	38.869	-	38.869
Activos financieros a FVTOCI (siglas en inglés)				
Inversiones en instrumentos de patrimonio	\$ 13.774	\$ -	\$ 6.150	\$ 19.924
Otros activos				
Préstamo Bicentenario	\$ -	\$ 41.992	\$ -	\$ 41.992
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	10.375	-	10.375
Pasivos financieros a valor razonable				
Mantenidos para negociación que no han sido designados en relación de contabilidad de cobertura	\$ -	\$ (23.409)	\$ -	\$ (23.409)
Instrumentos derivados designados en relación a contabilidad de cobertura	-	(44.656)	-	(44.656)
Otros pasivos				
Deuda a largo plazo	\$ -	\$ (680.446)	\$ -	\$ (680.446)
Senior notes	(3.372.736)	-	-	(3.372.736)
Obligaciones bajo arrendamiento financiero	-	(64.006)	-	(64.006)

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 (siglas en inglés de Valor Razonable en Otros Resultados Integrales).

Notas a los Estados Financieros Consolidados Interinos Condensados

(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 2 para medir el valor razonable de sus contratos de gestión de riesgo. El valor razonable de estos contratos 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.

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 del mercado 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.

27. Revelación Complementaria Sobre los Flujos de Efectivo

Cambios en el capital de trabajo no monetario:

	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Disminución en cuentas por cobrar	\$ 39.086	\$ 79.202	\$ 178.174	\$ 20.659
(Aumento) disminución en impuestos sobre la renta por cobrar	(242)	(28.505)	(39.870)	17.105
Disminución en cuentas por pagar y pasivos acumulados	(236.101)	(19.627)	(712.441)	(55.105)
Disminución (aumento) en inventarios	1.577	(16.775)	(2.324)	(29.801)
(Disminución) aumento en impuestos sobre la renta por pagar	(9.922)	(21.528)	45.060	(78.182)
Disminución (aumento) en gastos pagados por anticipado	538	86	(1.990)	1.402
	\$ (205.064)	\$ (7.147)	\$ (533.391)	\$ (123.922)

	Tres meses terminados al 30 de septiembre		Nueve meses terminados al 30 de septiembre	
	2015	2014	2015	2014
Impuestos sobre la renta pagados en efectivo	\$ 2.952	\$ 55.554	\$ 80.801	\$ 150.842
Intereses pagados en efectivo	101.140	81.134	183.185	206.972
Intereses recibidos en efectivo	1.042	879	3.469	2.563

28. Estados Financieros Comparativos

Los estados financieros consolidados comparativos han sido reclasificados de aquellos previamente presentados con el fin de ajustarlos a la presentación de los actuales estados financieros consolidados.