SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. - Uruguay)

Estados Financieros

31 de diciembre de 2015

Con el Informe de los Auditores Independientes

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. – Uruguay)

Estados Financieros

31 de diciembre de 2015

Índice del Contenido

Informe de los Auditores Independientes

Estado de Situación Financiera

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujos de Efectivo

Notas a los Estados Financieros

KPMG del Ecuador Cía. Ltda.
Av. República de El Salvador, N35-40
y Portugal, Edif. Athos, pisos 2 y 3
Quito - Ecuador

Teléfonos: (593-2) 246 8205
(593-2) 246 8186
(593-2) 245 0851

Informe de los Auditores Independientes

A la Junta de Accionistas
SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.

Hemos auditado los estados financieros que se acompañan de Servicios Petroleros IGAPO S. A. ("la Compañía"), que incluyen el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015, y los estados de resultados y otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y las notas que comprenden un resumen de las políticas importantes de contabilidad y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera y por el control interno que determina necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores significativos, ya sean debido a fraude o error.

Responsabilidad de los Auditores

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Esas normas requieren que cumplamos con los requerimientos éticos pertinentes y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos.

Una auditoría incluye efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen de nuestro juicio, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros, debido a fraude o error. Al hacer esas evaluaciones de riesgo, consideramos los controles internos pertinentes a la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad en orden a diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de los principios de contabilidad utilizados y la razonabilidad de las estimaciones contables elaboradas por la Administración, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proveer una base para nuestra opinión.

(Continúa)

KPMG del Ecuador Cía. Ltda. compañía limitada ecuatoriana y firma miembro de la red de firmas miembros independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Derechos reservados.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de Servicios Petroleros IGAPO S. A. al 31 de diciembre de 2015, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un Asunto

Sin calificar nuestra opinión dirigimos la atención la nota 2 (c) a los estados financieros en la cual se indica que la Compañía mantiene pérdidas acumuladas por US$8.134.141 y los pasivos corrientes exceden a los activos corrientes en US$130.065.189. La capacidad de la Compañía para continuar como empresa en marcha depende del apoyo financiero de la casa matriz, quien ha confirmado su intención de continuar soportando a la Compañía; y que la renegociación del contrato con el gobierno ecuatoriano genere operaciones rentables en el futuro previsible.

KPMG del Ecuador

SC - RNAE 069

30 de abril de 2016

Mofaima Vizuete Franco, Socia
Registro No. 17759

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. - Uruguay)

Estado de Situación Financiera

31 de diciembre de 2015, con cifras comparativas
al 31 de diciembre de 2014

(En dólares de los Estados Unidos de América - US$)

Activos	Nota		2015	2014
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo		US$	204.885	461.040
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	6		14.467.635	573.882
Pagos anticipados			276.926	392.801
Total activos corrientes			14.949.446	1.427.723
Activos no corrientes:				
Otros activos	8		117.588.839	3.025.280
Propiedades y equipos	7		1.190.347	25.206
Impuesto a la renta diferido	10 (b)		3.365.245	955.369
Total activos no corrientes			122.144.431	4.005.855
Total activos		US$	137.093.877	5.433.578

Pasivos y Patrimonio, Neto	Nota		2015	2014
Pasivos corrientes:				
Cuentas por pagar a partes relacionadas	16 (b)	US$	134.089.505	7.679.944
Acreedores comerciales	9		9.300.852	245.640
Otras cuentas por pagar	11		1.140.067	35.394
Beneficios a los empleados	12		484.211	173.064
Total pasivos corrientes			145.014.635	8.134.042
Pasivos no corrientes:				
Beneficios a los empleados y total pasivos no corrientes	12		80.934	94.871
Total pasivos			145.095.569	8.228.913
Patrimonio:	13			
Capital social			100.000	100.000
Resultados acumulados			(8.101.692)	(2.895.335)
Total patrimonio, neto			(8.001.692)	(2.795.335)
Total pasivos y patrimonio, neto		US$	137.093.877	5.433.578

Raúl Bonifacio
Representante Legal

Karina Páez
Contadora General

Las notas que se acompañan son parte integral de éstos estados financieros.

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. – Uruguay)

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Año que terminó el 31 de diciembre de 2015, con cifras comparativas
por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014

(En dólares de los Estados Unidos de América - US$)

	Nota		2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Ingresos ordinarios	14	US$	9.843.403	-
Amortización	8		11.043.297	-
Beneficios a los empleados	15		1.640.017	342.377
Servicios recibidos de partes relacionadas	16 (a)		1.634.350	3.110.000
Costo financiero	16 (a)		48.661	462
Arrendamientos operativos	17		343.651	63.463
Servicios básicos			162.070	13.414
Gastos de viaje			143.628	3.651
Consultorías			117.193	-
Mantenimiento			110.401	13.108
Otros impuestos			95.429	12
Depreciación	7		85.945	-
Transporte			63.661	46.576
Equipos y facilidades			49.774	157.563
Gastos prepagados			-	55.472
Servicios contratados por terceros			35.585	19.093
Gastos de gestión			10.216	-
Seguros			40.880	-
Estudios ambientales			20.868	-
Gastos varios			903.741	13.160
Total costos y gastos			16.549.367	3.838.351
Pérdida antes de impuesto a la renta			6.705.964	3.838.351
Impuesto a la renta	10 (a)		(1.457.402)	(952.772)
Pérdida neta y resultado integral del período			5.248.562	2.885.579
Otros resultados integrales - Partidas que no se reclasificarán posteriormente al resultado del año:				
(Ganancia) pérdida actuarial por planes de beneficios definidos			(42.205)	12.353
Impuesto a la renta relacionado			-	(2.597)
Otros resultados integrales, neto de impuestos			(42.205)	9.756
Resultado neto y resultado integral del período		US$	5.206.357	2.895.335

Raúl Bonifacio
Representante Legal

Karina Páez
Contadora General

Las notas que se acompañan son parte integral de éstos estados financieros.

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. - Uruguay)

Estado de Cambios en el Patrimonio

Año que terminó el 31 de diciembre de 2015, con cifras comparativas
por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014

(En dólares de los Estados Unidos de América - US$)

	Nota		Capital social	Resultados acumulados: Pérdidas acumuladas	Resultados acumulados: Otros resultados integrales - Remedición de beneficios definidos	Resultados acumulados: Neto	Patrimonio, neto
Saldo al 11 de agosto de 2014		US$	-	-	-	-	-
Aporte de capital			100.000	-	-	-	100.000
Total resultado integral del período:							
Resultado neto del período			-	(2.885.579)	-	(2.885.579)	(2.885.579)
Otros resultados integrales	13		-	-	(9.756)	(9.756)	(9.756)
Saldo al 31 de diciembre de 2014			100.000	(2.885.579)	(9.756)	(2.895.335)	(2.795.335)
Total resultado integral del período:							
Resultado neto del año			-	(5.248.562)	-	(5.248.562)	(5.248.562)
Otros resultados integrales	13		-	-	42.205	42.205	42.205
Saldo al 31 de diciembre de 2015		US$	100.000	(8.134.141)	32.449	(8.101.692)	(8.001.692)

Raúl Bonifacio
Representante Legal

Karina Páez
Contadora General

Las notas que se acompañan son parte integral de éstos estados financieros.

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. - Uruguay)

Estado de Flujos de Efectivo

Año que terminó al 31 de diciembre de 2015, con cifras comparativas
por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014

(En dólares de los Estados Unidos de América - US$)

		2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Pagos a proveedores, empleados y otros - efectivo, neto utilizado en las actividades de operación	US$	(3.785.791)	(966.683)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Adquisición de propiedades y equipos		(1.251.086)	(25.206)
Adición de otros activos		(125.606.856)	(3.025.280)
Efectivo utilizado en las actividades de inversión		(126.857.942)	(3.050.486)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Servicios entregados por la relacionada		118.808.587	3.278.209
Aporte de capital		-	100.000
Préstamos		11.578.991	1.100.000
Efectivo provisto por las actividades de financiamiento		130.387.578	4.478.209
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo		(256.155)	461.040
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año		461.040	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	US$	204.885	461.040

Raúl Bonifacio
Representante Legal

Karina Páez
Contadora General

Las notas que se acompañan son parte integral de éstos estados financieros.

SERVICIOS PETROLEROS IGAPO S. A.
(Una subsidiaria de Halliburton Latin America S. R. L. - Uruguay)

31 de diciembre de 2015

Notas a los Estados Financieros

(En dólares de los Estados Unidos de América - US$)

(1) Entidad que Reporta

Servicios Petroleros IGAPO S. A. (la Compañía) está domiciliada en Ecuador según estatuto registrado en la Superintendencia de Compañía con fecha 11 de agosto de 2014 e inscrita en el Registro Mercantil el 13 de agosto del mismo año. La entidad es una subsidiaria de Halliburton Latin América S. R. L. domiciliada en Uruguay. La dirección registrada de la oficina de la Compañía es Av. Amazonas No.37-29 y Unión Nacional de Periodistas, Quito - Ecuador. La Compañía está sometida al control y vigilancia de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros de la República del Ecuador.

Su actividad principal es la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento propio para la ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en la región amazónica con la empresa estatal Petroamazonas EP.

Contrato para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista, para la Ejecución de Actividades de Optimización de la Producción, Actividades de Recuperación Mejorada y Actividades de Exploración.

Mediante memorando No.180-PAM-EP-CON-2014 de fecha 10 de marzo de 2014, Petroamazonas EP, determinó la comisión para la negociación con Halliburton Latin América S. R. L. de los contratos de servicios petroleros específicos en los campos Lago Agrio, Palo Azul, Pucuna, Pata, Charapa, Víctor Hugo Ruales, Tipishca, Arazá y Chanangue con un plazo de 15 años.

Con fecha 10 de junio de 2014 la comisión de negociación suscribió con Halliburton Latin América S. R. L. el acta de negociación, en la cual se estableció la línea referencial y plan de inversiones y actividades.

Para dar cumplimiento a los acuerdos provisionales alcanzados entre las parte, los accionistas de la Compañía aprobaron la constitución de Servicios Petroleros IGAPO S. A., la misma que cuenta con personería jurídica propia en el país, y será responsable de la administración y cumplimiento de los contratos adjudicados por Petroamazonas EP.

El 12 de septiembre de 2014, mediante Oficio No. PAM-EP-LGL-2014-07938, Petroamazonas EP, solicitó al Ministerio de Finanzas autorización para celebrar el contrato del Fideicomiso.

Con fecha 15 de septiembre de 2014, mediante resolución No.DIR-PAM-027-2014 el Directorio de Petroamazonas EP, resolvió adjudicar los contratos a Halliburton Latin America S. R. L. y la suscripción de los mismos. Adicionalmente, la Procuraduría General del Estado con oficio No.18281 del 4 de agosto y oficio No. 18805 del 15 de septiembre de 2014 autorizó a Petroamazonas EP pactar el arbitraje internacional para cada contrato.

(Continúa)

El 3 de octubre de 2014 mediante Oficio No. PAM-EP-CON-2014-08730, se notificó la resolución del directorio en la que se adjudica los nueve contratos a favor de Halliburton Latin America S. R. L.

Con fecha 8 de octubre de 2014 se autorizó la firma de los referidos contratos con Servicios Petroleros IGAPO S. A. (compañía relacionada de Halliburton Latin America S. R. L.) mediante lo cual se asignó los siguientes campos petroleros: Lago Agrio, Palo Azul, Pata, Pucuna, Charapa, Víctor Hugo Ruales, Tipishca, Arazá y Chanangue. El plazo de los contratos es de 15 años. En el caso que las partes acuerden un plan de actividades contingentes antes que expire el plazo de vigencia de los contratos, las partes podrán acordar un plazo adicional no mayor a cinco años.

El Ministerio de Finanzas, mediante Oficio No. MINFIN-DM-2015-0359, de fecha 3 de julio de 2015 autorizó a Petroamazonas EP la creación de una cuenta en el Banco Central del Ecuador por medio de la cual se realizará los correspondientes pagos del Contrato.

A través de la Resolución No. DIR-PAM-016-2015 de 8 de julio de 2015, el Directorio de Petroamazonas EP autorizó: (a) la sustitución del Anexo F "Contrato de Fideicomisos" por el Anexo F que contiene el contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Renta", acordado conjuntamente entre el Ministerio de Finanzas, el Banco Central del Ecuador, Petroamazonas EP y los dieciocho (18) correspondientes contratistas; y (b) la suscripción del denominado "Acuerdo de Régimen Excepcional de Pagos" y su formalización, estipulado conjuntamente entre Petroamazonas EP y la Contratista.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 239 de 13 de julio de 2015, el Ministerio de Finanzas expidió la Norma Técnica para la Liquidación y Entrega de Recursos generados de las exportaciones directas de la producción incremental de petróleo crudo, aplicable a los contratos para la provisión de servicios integrados.

Con fecha 6 de agosto de 2015, el Ministerio de Finanzas expidió la Norma Técnica para los Aportes y Transferencias de Recursos para la cuenta denominada CCU MIN FINANZAS / PROVISIÓN PETROAMAZONAS EP No. 1122226 CCU MIN.

Para el cumplimiento del objeto contractual, la Compañía está obliga a proporcionar servicios principales y servicios suplementarios en los campos asignados. Un detalle de los referidos servicios es como sigue:

Servicios Principales:

Corresponde a la prestación de servicios específicos integrados con financiamiento de parte de la Contratista, para la ejecución de actividades comprometidas; así como actividades contingentes que eventualmente se incluyan en los respectivos planes de actividades contingentes, de conformidad con lo previsto en los contratos.

La contratista tendrá exclusividad para la prestación de servicios principales en el área de actividades conforme a lo previsto por los contratos; sin embargo, Petroamazonas EP podrá realizar actividades de exploración por cuenta propia o través de terceros en estas zonas.

(Continúa)

Servicios Suplementarios:

Corresponde a aquellos servicios suplementarios que Petroamazonas EP requiere ejecutar en la operación del área; sin embargo, no está en condiciones de hacerlo; en este caso dicho servicios podrán ser prestados por la Contratista o por un tercero según los términos y condiciones establecidos en los contratos.

Contraprestación por los Servicios Principales

Las partes establecieron como contraprestación de los servicios prestados el pago mensual de las tarifas aprobadas durante el plazo de vigencia de los contratos. Dichas tarifas serán fijas y no se encuentran sujetas a ajustes por efectos inflacionarios o de cualquier tipo. Un detalle de las tarifas por servicios es como sigue:

i. la tarifa por actividades comprometidas multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior; más

ii. la tarifa por actividades de recuperación mejorada contingentes multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior; más

iii. la tarifa por actividades de exploración contingentes multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior.

Contraprestación por los Servicios Suplementarios

Como contraprestación por los servicios suplementarios, la Contratista tendrá derecho a percibir por parte de Petroamazonas EP, cada mes durante el plazo de vigencia de los contratos, la tarifa por los servicios suplementarios efectivamente prestados y recibidos a satisfacción de Petroamazonas EP en ese mes.

Las partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de las siguientes tarifas:

Tarifa por Actividades Comprometidas

Las partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de una tarifa por actividades comprometidas en las áreas asignadas por los contratos de treinta y seis dólares con ochenta y nueve centavos (US$36,89) más IVA.

Tarifa por Actividades de Exploración Contingentes

La tarifa por actividades de exploración contingentes corresponde al precio y contraprestación por las actividades de exploración contingentes que se desarrollen conforme el plan de actividades de exploración contingentes.

(Continúa)

Tarifa por Actividades de Recuperación Mejorada Contingentes

La tarifa por actividades de recuperación mejorada corresponde al precio y contraprestación de estas actividades conforme lo previsto en el plan de actividades mejorada contingentes.

Obligaciones de la Contratista

Un resumen de las principales obligaciones de la Contratista es como sigue:

- Ejecutar todas las actividades y prestar todos los servicios contemplados en los contratos utilizando las mejores prácticas, empleando personal idóneo y capacitado requerido para cada servicio y/o actividad, cumpliendo con los plazos contemplados en los contratos, mediante la utilización de tecnología moderna y generalmente aceptada en la industria petrolera internacional.

- Con respecto a las actividades de recuperación mejorada: (i) la Contratista bajo su responsabilidad y financiamiento supervisará las actividades de recuperación mejorada, (ii) la Contratista deberá instruir, asesorar y apoyar técnicamente a Petroamazonas EP en relación con la operación de los activos desarrollados para lo cual la Contratista deberá mantener el personal adecuado, (iii) serán gastos exclusivos de la Contratista la implementación, ejecución y sostenimiento de las actividades de recuperación mejorada, y (iv) todos los químicos y combustibles necesarios para estas actividades serán financiados por la Contratista.

- Ejecutar oportunamente las actividades e inversiones fiscalizables comprometidas y contingentes de acuerdo a los planes acordados entre las partes. Presentar al comité ejecutivo a más tardar el 1 de agosto de cada año, el Programa Anual de Actividades para el año fiscal inmediato siguiente.

- Presentar a Petroamazonas EP una propuesta inicial de plan de actividades contingentes, en función de los resultados obtenidos con la implementación de las actividades de recuperación mejorada, en un plazo no mayor a cincuenta y cuatro meses a partir de la fecha efectiva de los contratos.

- La Contratista deberá implementar un programa de capacitación para el personal de Petroamazonas EP, con el objetivo de brindar capacitación, entrenamiento y transferencia de conocimientos tecnológicos, mejores prácticas y avances de la industria petrolera. La Contratista deberá invertir en el programa de capacitación un importe anual equivalente mayor a cero punto veinticinco por ciento (0,25%) de las actividades establecidas en el programa anual de actividades del año fiscal o el monto de US$5.000.

- Asumir y pagar a Petroamazonas EP, los valores y tasas relacionadas con la obtención de licencias. Incluyendo la licencia ambiental y el estudio de impacto ambiental, aprobaciones, declaraciones de utilidad pública y permisos de autoridades centrales, provinciales y cantonales y de terceros que fueren necesarios para la ejecución de los servicios objeto de los contratos. Estas licencias deben ser tramitadas por la Contratista.

(Continúa)

- Entregar de manera semestral, la información relativa a las inversiones realizadas cubriendo los períodos del 1 de enero al 30 de junio; y del 1 de julio al 31 de diciembre por cada contrato asignado. La Contratista deberá entregar a Petroamazonas EP este detalle 30 días después de la terminación de cada uno de los períodos antes mencionados.

- La Contratista a través de su financiamiento podrá construir nuevas oficinas, dormitorios e instalaciones en el área de actividades, debiendo coordinar tales actividades con Petroamazonas EP y siendo esta última la que proporcione la energía eléctrica para estas instalaciones.

Auditorías Ambientales

Línea Base Ambiental

Las partes designarán de mutuo acuerdo una consultora ambiental calificada para que en el plazo de 6 meses después de la fecha efectiva de los contratos, determine la línea ambiental del área de actividades. La consultora contratada definirá el alcance y los términos para la elaboración de la línea base ambiental del área de actividades, esta información será de conocimiento de las partes.

Durante los meses de julio a diciembre de 2015, se ejecutaron los estudios de línea base ambiental de los cinco campos del grupo dos (Palo Azul, Pata, Pucuna, Lago Agrio y Charapa) mediante contratos adjudicados a consultoras ambientales calificadas.

Adicionalmente, se firmaron contratos con la consultora adjudicada para el desarrollo de los estudios de línea base ambiental de los dos campos del grupo cuatro (VHR y Tipishca – Huaico) en octubre de 2015; sin embargo, su ejecución fue postergada para el año 2016 debido a la suspensión de actividades de la Compañía de conformidad con lo solicitado por Petroamazonas EP.

Los Comités Ejecutivos de los contratos Arazá y Chanangue definieron no ejecutar los estudios de línea base ambiental por no encontrarse adjudicados.

Los estudios presentados a Petroamazonas EP para la correspondiente revisión y aprobación fueron:

- Mediante Oficio HSRL-SPI-371-15 del 23 de noviembre de 2015 se presentó el informe borrador de la elaboración de línea base ambiental del campo Palo Azul Plataformas, Palo Azul A, B, C, D Norte y Rojo;

- Mediante Oficio HSRL-SPI-403-15 del 23 de diciembre de 2015 se presentó el informe borrador de elaboración de línea base ambiental de los campos Pata, Pucuna y Charapa; y,

- Mediante Oficio HSRL-SPI-404-15 del 28 de diciembre de 2015 se presentó el informe borrador de elaboración de línea base ambiental del campo Lago Agrio.

(Continúa)

A la fecha de emisión de los estados financieros los estudios antes mencionados se encuentran en proceso de revisión y aprobación por parte de la empresa estatal Petroamazonas EP.

Monitoreo Ambiental

Las partes de común acuerdo designarán a una consultora ambiental calificada (que deberá ser distinta a la seleccionada para realizar la línea base ambiental), para que monitoree en el área de actividades las tareas ejecutadas por la Contratista y Petroamazonas EP durante ese período. Cada vez que dicha consultora ambiental calificada detectare en el área de operaciones la presencia de un pasivo ambiental, deberá preparar y entregar a cada parte un informe, indicando las causas que a su criterio generaron el mismo.

Durante los meses de julio a noviembre de 2015, se ejecutó el monitoreo ambiental de los tres campos del grupo dos (Palo Azul, Pucuna y Lago Agrio) donde la Compañía mantuvo actividades de perforación y workover para dar cumplimiento a la legislación ambiental correspondiente.

La Compañía no realizó actividades durante el período de seis meses (julio – diciembre) en los campos de Charapa, Pata, VHR, Tipishca, Chanangue y Arazá debido a la suspensión de actividades solicitada por Petroamazonas EP.

Los estudios producto del monitoreo ambiental presentados a Petroamazonas EP fueron presentados mensualmente desde julio de 2015.

Auditorías Ambientales Bienales

La Contratista y Petroamazonas EP seleccionarán una consultora ambiental calificada para realizar la línea base ambiental conforme a la cláusula 26.1.1 de los contratos. La consultora definirá el alcance y los términos para la elaboración de la referida auditoría ambiental bienal. Esta información será puesta en conocimiento de las partes y posteriormente comunicada a la Autoridad Ambiental para la correspondiente aprobación. Durante el año 2015, la Compañía no realizó operaciones de este tipo.

Auditoría Ambiental Final

Las partes coordinarán la última auditoría ambiental previa al vencimiento del plazo de los contratos al menos seis (6) meses antes de la fecha de expiración del plazo de vigencia de los contratos. En caso que se produzca una terminación anticipada, se programará la auditoría ambiental final dentro de los seis (6) meses inmediatos posteriores a la fecha en que los contratos hubieren terminado anticipadamente. La Compañía durante el año 2015 no efectuó actividades de este tipo.

(Continúa)

El 30 de septiembre de 2015, mediante Oficio PAM-EP-LGL-2015-09514, Petroamazonas EP comunica a la Compañía; que debido a la pronunciada caída de los precios del crudo en los mercados internacionales, circunstancia imprevisible y ajena a la voluntad de las partes, se ha impactado sustancialmente las condiciones económicas que permitieron la suscripción de los contratos para los campos: Lago Agrio, Palo Azul, Pata, Pucuna, Charapa, Víctor Hugo Ruales – VHR, Tipishca, Arazá y Chanangue.

Por tal motivo, en el transcurso del año 2015 Petroamazonas EP ha mantenido reuniones con la Compañía con la finalidad de concretar entre las partes una modificación de los mencionados contratos. Con el oficio emitido por la Contratante se formalizó las negociaciones de buena fe iniciadas desde agosto de 2015, tendientes a restablecer las condiciones económicas que permitieron a Petroamazonas EP la suscripción de los contratos en el año 2014.

Adicionalmente y como consecuencia de las circunstancias antes mencionadas, Petroamazonas EP ha solicitado a la Compañía la suspensión de las actividades, las cuales deberán reanudarse una vez que se concluya el proceso de renegociación.

En el mes de abril de 2016, la Compañía logró la renegociación y reactivación de las operaciones con la empresa estatal modificando los siguientes aspectos con relación a los contratos originales:

- la Compañía procedió con la devolución de las concesiones de los campos Pata, Charapa, Tipishca, Arazá y Chanangue; concentrando sus esfuerzos en aquellos campos con una producción más rentable como son Palo Azul, Lago Agrio, Pucuna y Víctor Hugo Ruales – VHR;

- ajuste a la curva base para determinar la producción incremental en los campos Palo Azul y Lago Agrio; circunstancia que beneficia a la Compañía y evita el subsidio de la producción incremental en los trabajos realizados para Petroamazonas EP;

- la producción incremental será considerada de forma diaria y no mensual como se lo venía realizando, esto evitará las compensaciones mensuales con las pérdidas en la producción;

- fijación de nuevas tarifas por los servicios prestados por la Compañía, las cuales serán determinadas en función del precio del barril de petróleo;

- capacidad de la Compañía para suspender las actividades en caso que la empresa estatal Petroamazonas EP, no cumpla con los pagos por los servicios prestados;

- reducción de los compromisos de inversión y capacidad de la Compañía para aplazar o reemplazar ciertas actividades de inversión conforme las circunstancias o requerimientos de producción.

(Continúa)

Los acuerdos antes mencionados mejoran las condiciones de negociación de la Compañía, circunstancias que le permitirán generar mayores ingresos y beneficios que le ayuden a cumplir con sus obligaciones.

(2) Bases de Preparación de los Estados Financieros

(a) Declaración de Cumplimiento

Los estados financieros adjuntos han sido preparados de conformidad con lo previsto en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Estos estados financieros fueron autorizados para su emisión por la Administración de la Compañía el 30 de abril de 2016 y según las exigencias estatutarias serán sometidos a la aprobación de la junta de accionistas.

(b) Bases de Medición

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del principio del costo histórico.

(c) Bases de Contabilización de Negocio en Marcha

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que la Compañía podrá realizar sus activos y cancelar sus pasivos en el curso normal de negocios.

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene pérdidas acumuladas por US$8.134.141 (US$2.885.579 en el 2014) y los pasivos corrientes exceden a los activos corrientes en US$130.065.189 (US$6.706.319 en el 2014). Esta situación se debe principalmente a los siguientes aspectos: i) costos y gastos efectuados por la Compañía que tienen relación con las actividades de optimización y mejoramiento de la producción; ii) subsidio de la producción incremental en los trabajos realizados para Petroamazonas EP; iii) suspensión de actividades por parte de la Contratante debido a la crisis del sector petrolero; y iv) firma tardía del contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Rentas" para la recepción de los pagos realizados por la empresa estatal Petroamazonas EP. Debido a las pérdidas acumuladas, la Compañía se encuentra legalmente con causal de disolución.

Para subsanar esta situación, la casa matriz ha ratificado su apoyo económico y financiero a las operaciones en Ecuador y ha confirmado que no tiene planes o intenciones de reducir sus operaciones en el país. Adicionalmente, la Compañía ha logrado la renegociación del Contrato con la empresa estatal Petroamazonas EP; con esta negociación se garantiza la reactivación de las operaciones, ajustes a las curvas de producción, tarifas por los servicios brindados y planificación de las actividades de producción. Condiciones que permitirán a la Compañía obtener los ingresos y recursos necesarios para liquidar sus obligaciones.

(Continúa)

(d) Moneda Funcional y de Presentación

Los estados financieros están presentados en dólares de los Estados Unidos de América, que constituye la moneda funcional de la Compañía. Toda la información se presenta en tal moneda, excepto cuando se indica de otra manera.

(e) Uso de Juicios y Estimados

La preparación de estados financieros de acuerdo con lo previsto en las NIIF requiere que la Administración de la Compañía realice juicios, estimaciones, y supuestos que afectan la aplicación de políticas de contabilidad y los montos reportados de activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales pudieran diferir de tales estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

i. Juicios

La Administración informa que no existen juicios críticos en la aplicación de políticas de contabilidad, que pudieran tener el efecto más importante sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

ii. Supuestos e Incertidumbres en las Estimaciones

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material por el año que terminará el 31 de diciembre de 2016, corresponde a:

Volumen de Barriles de Crudo

El volumen de barriles estimados de producción como consecuencia de las actividades de optimización ejecutadas, a ser producidas durante la vigencia del contrato, son cantidades estimadas determinadas de acuerdo a estudios efectuados por profesionales independientes, que pueden ser económica y legalmente extraídas por la Compañía en los yacimientos aprobados y que exceden de la producción establecida en la línea referencial de producción (curva base) por actividades comprometidas.

Las estimaciones del volumen de barriles de producción no son exactas y son sujetas a revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contable financieras que se basan en el volumen de barriles estimados de producción también están sujetas a cambio.

(Continúa)

A los fines de estimar el volumen de barriles de producción, se requieren estimaciones sobre varios factores tales como: geológicos; técnicos y económicos, incluyendo cantidades; técnicas de producción; tasas de recuperación; costos de producción; costos de transporte; demanda y precios de comodities y tasas de cambio, entre otros.

Estimar la cantidad y/o grado de los barriles a ser producidos requiere determinar el tamaño, forma y la profundidad de los yacimientos o campos que se determinen mediante el análisis de datos geológicos así como muestras de perforación. Este proceso puede requerir juicios geológicos complejos y difíciles de interpretar.

Debido a que los supuestos económicos cambian de un período a otro y que se siguen generando datos geológicos adicionales durante el curso de las operaciones; las estimaciones del volumen de barriles de producción pueden variar de un período a otro.

Los cambios en los volúmenes de producción reportados pueden afectar la recuperación del valor en libros de las inversiones debido a los cambios en la estimación de los flujos futuros y el gasto de agotamiento registrado en resultados, ya que es determinado en función de unidades de producción basado en los volúmenes de barriles estimados de producción.

iii. Medición de Valores Razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de acuerdo con lo previsto por las NIIF requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Compañía utiliza la medición de los valores razonables principalmente para propósitos de: (i) reconocimiento inicial; (ii) revelación; y (iii) cuando existen indicios de deterioro tratándose de activos no financieros.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo la Compañía utiliza datos de mercados observables siempre que sea posible. De acuerdo con lo previsto en las NIIF los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en las variables usadas en las técnicas de valoración, como sigue:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivados de los precios).

(Continúa)

- Nivel 3: datos para el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables.

Si las variables usadas para medir el valor razonable de un activo o pasivo pueden clasificarse en niveles distintos de jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de jerarquía del valor razonable de la variable de nivel más bajo que sea significativa a la medición total. Cualquier transferencia entre los niveles de jerarquía del valor razonable se reconoce al final del período en el cual ocurrió el cambio.

En la nota 5 (a) se incluye información adicional sobre los supuestos hechos al medir los valores razonables.

(3) Resumen de las Principales Políticas Contables

Las políticas de contabilidad mencionadas más adelante han sido aplicadas consistentemente a todos los períodos presentados en estos estados financieros, a menos que otro criterio sea indicado.

(a) Clasificación de Saldos Corrientes y no Corrientes

Los saldos de activos y pasivos presentados en el estado de situación financiera se clasifican en función de su vencimiento; es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a 12 meses, los que están dentro del ciclo normal de la operación de la Compañía, y, como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

(b) Instrumentos Financieros

La Compañía clasifica los activos financieros no derivados en la categoría de préstamos y partidas por cobrar y los pasivos financieros no derivados en la categoría de otros pasivos financieros.

i. Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados – Reconocimiento y Baja

La Compañía reconoce inicialmente los préstamos y partidas por cobrar y los instrumentos de deuda en la fecha en la cual se originan. Los otros activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de contratación.

La Compañía da de baja un activo financiero cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo derivados del activo expiran, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales del activo financiero en una transacción en la cual se transfieren substancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad del activo financiero.

(Continúa)

Cualquier participación en los activos financieros transferidos que sea creada o retenida por la Compañía, se reconoce como un activo o pasivo separado. La Compañía da de baja un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o han expirado.

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, la Compañía cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

ii. Activos Financieros no Derivados – Medición

Préstamos y Partidas por Cobrar

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

Posterior al reconocimiento inicial, los préstamos y partidas por cobrar se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos las pérdidas por deterioro. Los préstamos y partidas por cobrar se componen de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

iii. Pasivos Financieros no Derivados - Medición

Los pasivos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles. Posterior al reconocimiento inicial, estos pasivos financieros se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

La Compañía tiene los siguientes otros pasivos financieros: acreedores comerciales, cuentas por pagar a partes relacionadas y otras cuentas por pagar.

(c) Propiedades y Equipos

i. Reconocimiento y Medición

Las partidas de propiedades y equipos son valoradas al costo menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. Cuando partes significativas de una partida de propiedades y equipos poseen vidas útiles distintas, son registradas de forma separada como un componente integral del activo.

Cualquier ganancia o pérdida de la disposición de un elemento de propiedades y equipos se reconoce en resultados.

(Continúa)

ii. Costos Posteriores

Mejoras y renovaciones mayores que incrementen la vida útil del activo, son capitalizados sólo si es probable que se deriven de ellos beneficios económicos futuros para la Compañía y su costo puede ser estimado de manera fiable.

iii. Depreciación

La depreciación de los elementos de propiedades y equipos se calcula sobre el monto depreciable que corresponde al costo de un activo menos su valor residual.

La depreciación es reconocida en resultados con base en el método de línea recta, considerando la vida útil estimada para cada componente de las propiedades y equipos. El método de depreciación y las vidas útiles son revisadas en cada ejercicio y se ajustan si es necesario.

Las vidas útiles estimadas para los períodos actuales y comparativos son los siguientes:

	Vida útil
Vehículos	10 años
Muebles y enseres	10 años
Instalaciones y mejoras a propiedades arrendadas	5 años

(d) Otros Activos

i. Reconocimiento y Medición

La Compañía capitaliza los costos de estudios topográficos; geológicos, geoquímicos y geofísicos; perforaciones; excavaciones de zanjas y trincheras; toma de muestras; actividades relacionadas con la evaluación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral, entre otros.

Durante la etapa de producción en los campos maduros, los costos de: perforación, completación, recompletación de pozos productivos, pozos secos y desmantelamiento son capitalizados como parte del activo.

Las partidas de otros activos son valoradas al costo menos amortización acumulada y pérdidas por deterioro.

(Continúa)

ii. Costos Posteriores

Los costos posteriores a la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral, son capitalizados sólo si es probable que se deriven de ellos beneficios económicos futuros para la Compañía y su costo puede ser estimado de manera fiable.

iii. Amortización

La amortización de los importes de los otros activos es reconocido utilizando el método de unidades de producción sobre el total del volumen de barriles estimados de producción incremental generados por las actividades ejecutadas de conformidad con lo establecido en los contratos. Para propósitos de este cálculo la Compañía utiliza el volumen estimado de barriles de producción al inicio de cada mes considerando lo siguiente:

- Las obras en curso se amortizan únicamente cuando se han concluido y entran en operación;

- Los cambios en las estimaciones de los volúmenes de producción se tienen en cuenta en el cálculo de la amortización con carácter prospectivo.

Los volúmenes de producción son revisados en cada ejercicio y se ajustan si es necesario.

(e) Activos Arrendados

La clasificación del arrendamiento de activos depende si la Compañía asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Son clasificados como financieros cuando se asumen todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, en caso contrario se clasifican como operativos.

Los pagos realizados bajo un contrato de arrendamiento operacional se reconocen en resultados bajo el método de línea recta durante el período de arrendamiento.

Las mejoras hechas a los activos arrendados se reconocen como instalaciones y mejoras, se clasifican como propiedades y equipos y se deprecian por el menor de los lapsos entre la vida útil estimada del bien y la vigencia del contrato de arrendamiento operativo.

(f) Deterioro del Valor

i. Activos Financieros no Derivados

Los activos financieros son evaluados por la Compañía en cada fecha de presentación de los estados financieros, para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro.

(Continúa)

La evidencia objetiva que un activo financiero está deteriorado puede incluir el incumplimiento de pago por parte de un deudor, la reestructuración de un valor adeudado a la Compañía en términos que ésta no consideraría en otras circunstancias, indicadores que el deudor o emisor se declarará en bancarrota, cambios adversos en el estado de pago del prestatario de la Compañía, desaparición de un mercado activo para un instrumento y datos observables que indican que existe un descenso medible en los flujos de efectivo esperados de un grupo de activos financieros.

La Compañía considera la evidencia de deterioro de los activos financieros medidos a costo amortizado (deudores comerciales y otras cuentas por cobrar) a nivel específico. La evaluación se realiza sobre la base de una revisión objetiva y sistemática de todas las cantidades pendientes de cobro al final de cada período y representa la mejor estimación de la Administración sobre las pérdidas en las cuales podría incurrirse por este concepto.

Una pérdida por deterioro relacionada con un activo financiero que se valora al costo amortizado se calcula como la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. Las pérdidas se reconocen en resultados y se reflejan en una cuenta de estimación para deterioro contra las partidas por cobrar.

Cuando la Compañía considera que no existen posibilidades realistas de recuperar el activo, los importes involucrados son castigados. Cuando un hecho posterior causa que el monto de la pérdida por deterioro disminuya, esta disminución se reconoce en resultados.

Las pérdidas por deterioro pueden ser revertidas únicamente si la reversión está objetivamente relacionada con un evento ocurrido después de que la pérdida por deterioro fue reconocida.

ii. Activos no Financieros

El importe en libros de los activos no financieros de la Compañía, diferentes a impuesto a la renta diferido, es revisado en la fecha del estado de situación financiera para determinar si existe algún indicio de deterioro.

Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos que no pueden ser probados individualmente, son agrupados juntos en el grupo más pequeño de activos llamados "unidad generadora de efectivo" que generan flujos de entrada de efectivo provenientes del uso continuo, los que son independientes de los flujos de entrada de efectivo de otros activos o unidades generadoras de efectivo.

(Continúa)

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el valor mayor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los gastos de venta. Para determinar el valor en uso, se descuentan los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos que puede tener el activo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el importe en libros de un activo o unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable. Las pérdidas por deterioro son reconocidas en resultados.

Las pérdidas por deterioro se revierten si existe un cambio en su importe recuperable. Cuando se revierte una pérdida por deterioro, el valor del activo no puede exceder al valor que habría sido determinado, neto de depreciación o amortización, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro.

(g) Beneficios a los Empleados

i. Beneficios por Terminación

Las indemnizaciones por terminación o cese laboral son reconocidas como gasto cuando es tomada la decisión de dar por terminada la relación contractual con los empleados.

ii. Beneficios a Corto Plazo

Las obligaciones por beneficios a corto plazo de los trabajadores son medidas sobre una base no descontada y son contabilizadas como gastos en la medida en la cual el empleado provee el servicio o el beneficio es devengado por el mismo.

Se reconoce un pasivo si la Compañía posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada de manera fiable. Las principales acumulaciones reconocidas por este concepto corresponden a bonos por desempeño y las establecidas en el Código de Trabajo del Ecuador tales como vacaciones, participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía, décimo tercera y décimo cuarta remuneración.

(h) Provisiones y Contingencias

Las obligaciones o pérdidas asociadas con provisiones y contingencias, originadas en reclamos, litigios, multas o penalidades en general, se reconocen como pasivo en el estado de situación financiera, cuando existe una obligación legal o implícita resultante de eventos pasados, es probable que sea necesario un desembolso para pagar la obligación y el monto puede ser razonablemente estimado.

(Continúa)

Las provisiones se determinan descontando el flujo de efectivo que se espera a futuro, a la tasa antes de impuesto que refleja la evaluación actual del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos de la obligación. El saneamiento del descuento se reconoce como costo financiero.

El importe reconocido como provisión corresponde a la mejor estimación, a la fecha del estado de situación financiera, tomando en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la mayoría de los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de éstas.

Cuando no es probable que un flujo de salida de beneficios económicos sea requerido, o el monto no puede ser estimado de manera fiable, la obligación es revelada como un pasivo contingente. Obligaciones razonablemente posibles, cuya existencia será confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos futuros, son también reveladas como pasivos contingentes a menos que la probabilidad de un flujo de salida de beneficios económicos sea remota.

(i) Reconocimiento de Ingresos Ordinarios y Gastos

i. Servicios

Los ingresos provenientes de servicios relacionados con las actividades de optimización de la producción, recuperación mejorada, exploración y servicios suplementarios, son reconocidos cuando el servicio ha sido prestado, dicha evidencia corresponde cuando en el centro de fiscalización se ha verificado el número de barriles producidos y entregados al Estado, para posteriormente aplicarlos por la tarifa establecida en los contratos (véase nota 1).

Tales ingresos son reconocidos al valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir. Estos ingresos son reconocidos solamente si es probable que se reciban los beneficios asociados con la transacción y el monto del ingreso y los costos asociados pueden ser medidos de manera fiable.

ii. Gastos

Los gastos son reconocidos con base en lo causado o cuando son incurridos. Se reconoce inmediatamente un gasto cuando el desembolso efectuado no produce beneficios económicos futuros.

(j) Impuesto a la Renta

El gasto por impuesto a la renta está compuesto por el impuesto a la renta corriente y el impuesto a la renta diferido. Es reconocido en resultados, excepto que se relacione con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el monto de impuesto relacionado es reconocido en otros resultados integrales o en el patrimonio, respectivamente.

(Continúa)

i. Impuesto a la Renta Corriente

El impuesto a la renta corriente es el impuesto que se espera pagar sobre la utilidad gravable del año, utilizando la tasa impositiva aprobada o a punto de ser aprobada a la fecha del estado de situación financiera y cualquier ajuste al impuesto por pagar de años anteriores.

ii. Impuesto a la Renta Diferido

El impuesto a la renta diferido es reconocido sobre las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos tributarios.

No se reconoce impuesto a la renta diferido por las diferencias temporarias que surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afecta la utilidad o pérdida financiera ni gravable.

La medición del activo y pasivo por impuesto a la renta diferido, refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en la cual la entidad espera, al final del período sobre el cual se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

El impuesto a la renta diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera aplicar a las diferencias temporarias cuando son revertidas, basándose en las leyes tributarias que han sido aprobadas o a punto de ser aprobadas a la fecha del estado de situación financiera.

Los activos y pasivos por impuesto a la renta diferido son compensados si se cumplen ciertos criterios.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por las pérdidas tributarias no utilizadas y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en la cual sea probable que estarán disponibles ganancias gravables futuras contra las que pueden ser utilizadas. Los activos por impuesto a la renta diferido son revisados en cada fecha del estado de situación financiera y son reducidos en la medida en la cual no sea probable que los beneficios por impuestos relacionados serán realizados.

iii. Exposición Tributaria

Al determinar el importe del impuesto a la renta corriente e impuesto a la renta diferido, la Compañía considera el impacto de las posiciones fiscales inciertas y si pueden adeudarse impuestos e intereses adicionales.

(Continúa)

Esta evaluación depende de estimaciones y supuestos y puede involucrar una serie de juicios acerca de eventos futuros. Puede surgir nueva información que haga que la Compañía cambie su juicio acerca de la idoneidad de los pasivos fiscales actuales; tales cambios en los pasivos fiscales impactarán el gasto fiscal en el período en el cual se determinen.

(4) Nuevas Normas e Interpretaciones Aún no Adoptadas

Las nuevas normas, modificaciones a normas e interpretaciones que se mencionan a continuación, son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2015, y no han sido aplicadas anticipadamente en la preparación de estos estados financieros.

NIIF 9 Instrumentos Financieros

La NIIF 9 publicada en julio de 2014 reemplaza las guías de la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La NIIF 9 incluye guías revisadas para la clasificación y medición de instrumentos financieros, incluyendo un nuevo modelo de pérdidas crediticias esperadas para calcular el deterioro de los activos financieros, y nuevos requerimientos generales de contabilidad de coberturas.

La NIIF 9 mantiene las guías relacionadas con el reconocimiento y baja de instrumentos financieros de la NIC 39.

La NIIF 9 es vigente para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2018, con adopción temprana permitida.

La Compañía está evaluando el impacto potencial sobre los estados financieros resultante de la aplicación de la NIIF 9. La Compañía no planea una adopción temprana de esta norma.

NIIF 15 Ingreso de Actividades Ordinarias Procedente de Contratos con Clientes

La NIIF 15 establece un marco completo para determinar si se reconocen ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. La NIIF 15 reemplaza las actuales guías para el reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 "Ingreso de Actividades Ordinarias", la NIC 11 "Contratos de Construcción" y la CINIIF 13 "Programas de Fidelización de Clientes". La NIIF 15 es vigente para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2018. Su adopción temprana es permitida.

La Compañía ha iniciado el proceso de evaluar el impacto potencial resultante de la aplicación de la NIIF 15; sin embargo, no anticipa que su adopción tenga un impacto significativo sobre los estados financieros. La Compañía no planea una adopción temprana de esta norma.

(Continúa)

Otras Nuevas Normas o Modificaciones a Normas e Interpretaciones

La Compañía no espera que las siguientes nuevas normas o modificaciones tengan un impacto significativo sobre los estados financieros:

- NIIF 14 Cuentas de Diferimientos de Actividades Reguladas.
- Contabilidad para la Adquisición de Intereses en Operaciones Conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11).
- Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización (Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38).
- Venta o Contribución de Activos entre un Inversor y sus Asociadas o Acuerdos Conjuntos (Enmiendas a la NIIF 10 y NIC 28).
- Entidades de Inversión: Aplicación la Excepción de Consolidación (Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28).
- Iniciativa de Revelación (Enmiendas a la NIC 1).
- Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2012 – 2014 – varias normas.

(5) Instrumentos Financieros - Valores Razonables y Administración de Riesgos

(a) Valores Razonables

Las políticas contables de la Compañía requieren que se determinen los valores razonables de los activos y pasivos financieros para propósitos de valoración y revelación, conforme los criterios que se detallan a continuación.
Cuando corresponda, se revela mayor información acerca de los supuestos efectuados en la determinación de los valores razonables.

Préstamos y Partidas por Cobrar

Las partidas por cobrar corrientes sin tasa de interés son medidas al monto de la factura original, si el efecto del descuento es inmaterial. Este valor razonable se determina al momento del reconocimiento inicial y para propósitos de revelación en cada fecha de los estados financieros anuales.

Los montos en libros de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar se aproximan a su valor razonable, dado su vencimiento de corto plazo.

Otros Pasivos Financieros

El valor razonable, que se determina al momento del reconocimiento inicial y para propósitos de revelación en cada fecha de los estados financieros anuales, se calcula sobre la base del valor presente del capital futuro y los flujos de interés, descontados a la tasa de interés de mercado a la fecha de medición.
Los montos registrados de acreedores comerciales, cuentas por pagar a partes relacionadas y otras cuentas por pagar se aproximan a su valor razonable, debido a que tales instrumentos tienen vencimiento en el corto plazo.

(Continúa)

(b) Administración de Riesgos Financieros

La Compañía está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de mercado

i. Marco de Administración de Riesgos

La Administración es responsable por establecer y supervisar el marco de administración de riesgos, así como el desarrollo y seguimiento de las políticas de administración de riesgos de la Compañía.

Las políticas de administración de riesgo de la Compañía son definidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de administración de riesgo de la Compañía a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades.

La Compañía, a través de sus normas y procedimientos de administración, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el cual todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

La Administración monitorea el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de administración de riesgo y revisa si su marco de administración de riesgo es apropiado respecto a los riesgos a los cuales se enfrenta la Compañía.

ii. Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Compañía si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales, y se origina principalmente de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

El importe en libros de los activos financieros representa la máxima exposición al riesgo de crédito.

Deudores Comerciales

La Compañía presta sus servicios petroleros a un solo cliente que es Petroamazonas EP; por consiguiente el riesgo de crédito se ve afectado principalmente, por las características de dicho sector.

(Continúa)

Al 31 de diciembre de 2015, el riesgo de crédito con deudores comerciales presenta un saldo de US$10.884.882; sin embargo, la Compañía considera que no tiene riesgo de crédito, debido que su único cliente Petroamazonas EP realizó pagos en el año 2016 a través de la cuenta creada en el Banco Central del Ecuador de conformidad a lo establecido en el Anexo F del Contrato. El mencionado anexo que contiene el contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Rentas" fue firmado el 8 de septiembre de 2015.

Un resumen del Anexo F que contiene el contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Rentas" es como sigue:

Objeto

Las partes aprobaron el contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Rentas", con la finalidad de establecer el mecanismo para el pago de la totalidad de las tarifas a favor de la Contratista, en los términos del Contrato, a través de la cuenta que será abierta y administrada por el Banco Central del Ecuador denominada "Petroamazonas - Producción Incremental".

Destino de los Aportes

Petroamazonas EP instruirá irrevocablemente al Banco Central del Ecuador los montos a transferirse desde la cuenta para cubrir: (i) el pago del ingreso de la Contratista por los servicios principales, (ii) el monto del impuesto al valor agregado – IVA correspondiente al pago de los servicios principales. Los costos por administración de la cuenta y comisión por el servicio prestado por el Banco Central del Ecuador, por las transacciones correspondientes que serán debitadas automáticamente.

Pago a la Contratista

Mensualmente, Petroamazonas EP instruirá al Banco Central del Ecuador el pago de cada factura debidamente aprobada por la empresa estatal a favor de la Contratista por concepto de pago del ingreso por los servicios principales, con los recursos aportados en la cuenta conforme a las cláusulas de los Contratos.

En un plazo de cinco (5) días hábiles de recibidas las instrucciones de Petroamazonas EP, el Banco Central del Ecuador deberá realizar el pago correspondiente mediante transferencia electrónica bancaria a la cuenta de la Contratista. La empresa estatal actuará como agente de retención de tributos, incluyendo el impuesto al valor agregado – IVA e impuesto a la renta que correspondan a los servicios principales conforme al Contrato de Servicios y al Régimen Legal.

(Continúa)

Plazo

El contrato de servicios bancarios denominado "Fideicomiso de Rentas" entrará en vigencia a partir de su suscripción y finalizará en la fecha de terminación del Contrato de Servicios; luego de que se hubieren pagado a la Contratista los montos que se encuentren pendientes de pago.

El Banco Central del Ecuador no asume ninguna responsabilidad frente a las obligaciones contraídas o por contraer por parte de Petroamazonas EP de conformidad con el Contrato. En consecuencia, la responsabilidad del Banco Central del Ecuador corresponde únicamente a las obligaciones contraídas en el contrato de servicios bancarios.

En caso de cualquier modificación o reforma a este contrato, las partes se comprometen a suscribir el respectivo contrato modificatorio.

La Compañía considera que no requiere una estimación para deterioro de los deudores comerciales; debido a que el período de recuperación de estos saldos es de 60 días.

Otras Cuentas por Cobrar

El riesgo de crédito en las otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2015, corresponde al saldo de crédito tributario de Impuesto al Valor Agregado – IVA por US$3.582.753 (US$573.882 en 2014), el cual será recuperado vía compensación con los servicios que preste la Compañía.

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

La Compañía mantenía efectivo y equivalentes de efectivo por US$204.885 al 31 de diciembre de 2015 (US$461.040 en 2014). El efectivo y equivalentes de efectivo son mantenidos substancialmente en bancos e instituciones financieras que en general superan la calificación "A", según agencias calificadoras de riesgo registradas en la Superintendencia de Bancos del Ecuador.

iii. Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros, que son liquidados mediante la entrega de efectivo u otros activos financieros. El enfoque de la Administración para administrar la liquidez es contar con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la Compañía.

(Continúa)

La Compañía monitorea el nivel de entradas de efectivo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, junto con las salidas de efectivo esperadas para acreedores comerciales, cuentas por pagar a partes relacionadas y otras cuentas por pagar. Sin embargo, debido a que las entradas de efectivo no son suficientes para cubrir los compromisos de inversión y costos operacionales, la Administración de la Compañía ha solicitado a la casa matriz el apoyo financiero para cumplir dichos compromisos. En adición las compañías del Grupo se encuentran financiando la operación mediante la prestación de servicios, los mismos que serán cancelados, una vez que la Compañía alcance su punto de equilibrio y genere los suficientes flujos para cubrir tales compromisos.

La Compañía tiene contratadas garantías bancarias a favor de su cliente Petroamazonas EP para garantizar el fiel cumplimiento de los servicios suplementarios por US$578.663, cuyos vencimientos van hasta marzo de 2016.

Para garantizar el fiel cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos de servicios, la Compañía constituyó garantías bancarias de cumplimiento de contrato, incondicional, irrevocable y de cobro inmediato por US$40.969.950. La fecha de vencimiento de estas garantías es el 14 de septiembre de 2016, las misma que serán renovadas por un período igual a un año.

A continuación se resumen los vencimientos contractuales de los pasivos financieros no derivados (en dólares americanos):

		Importe contable	Flujos de efectivo contractuales	6 meses o menos	6 meses en adelante
31 de diciembre de 2015					
Cuentas por pagar relacionadas	US$	134.089.505	134.089.505	-	134.089.505
Acreedores comerciales		9.300.852	9.300.852	9.300.852	-
Otras cuentas por pagar		1.140.067	1.140.067	1.140.067	-
	US$	144.530.424	144.530.424	10.440.919	134.089.505
31 de diciembre de 2014					
Cuentas por pagar relacionadas	US$	7.679.944	7.679.944	7.679.944	-
Acreedores comerciales		245.640	245.640	245.640	-
Otras cuentas por pagar		35.394	35.394	35.394	-
	US$	7.960.978	7.960.978	7.960.978	-

(Continúa)

iv. Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio o tasas de interés, afecten los ingresos de la Compañía o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones de este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

- Riesgo de Moneda

  La moneda utilizada para las transacciones en el Ecuador es el dólar americano y las transacciones que realiza la Compañía principalmente son en esa moneda; por lo tanto, la Administración estima que la exposición de la Compañía al riesgo de moneda no es relevante.

- Riesgo de Tasas de Interés

  Este riesgo está asociado con las tasas de interés variable de las obligaciones contraídas por la Compañía y que por lo mismo generan incertidumbre respecto a los cargos a resultados por concepto de intereses y por la cuantía de los flujos futuros. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasas de interés sobre sus flujos de efectivo.

  La Administración considera que la exposición a los cambios en dichas tasas no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

v. Administración de Capital

La política de la Compañía es mantener un nivel de capital que le permita conservar la confianza de los acreedores, clientes y otras partes interesadas y sustentar el desarrollo futuro de sus negocios. El capital se compone del patrimonio. Como se explica más ampliamente en la nota 2 (c), la Compañía al 31 de diciembre de 2015 se encuentre legalmente en causal de disolución. Por tal razón; la casa matriz ha confirmado su apoyo para que la Compañía en Ecuador pueda continuar con sus operaciones; adicionalmente, las compañías del Grupo han financiado la operación.

A la fecha de emisión de los estados financieros, la Compañía ha logrado la renegociación del Contrato para la Prestación de Servicios Específicos Integrados para la Ejecución de Actividades de Optimización de la Producción, Actividades de Recuperación Mejorada y Actividades de Explotación con la empresa estatal Petroamazonas EP, situación que generará operaciones rentables en el futuro previsible.

(Continúa)

(6) Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

	Nota		2015	2014
Deudores comerciales:				
Petroamazonas EP	5 (b) ii	US$	9.697.139	-
Trabajos en proceso			1.187.743	-
			10.884.882	-
Otras cuentas por cobrar:				
Crédito tributario - IVA	5 (b) ii		3.582.753	573.882
		US$	14.467.635	573.882

La exposición de la Compañía a los riesgos de crédito y moneda y las pérdidas por deterioro relacionadas con deudores comerciales y otras cuentas por cobrar se revela en la nota 5 (b) ii y iv.

(7) Propiedades y Equipos

El detalle del movimiento de las propiedades y equipos es como sigue:

		1 de enero de 2015	Adquisiciones	31 de diciembre de 2015
Costo:				
Mejoras a locales arrendados	US$	-	73.445	73.445
Equipos de oficina		-	73.334	73.334
Vehículos		-	523.629	523.629
Obras en curso:				
Mejoras a locales arrendados		25.206	260.039	285.245
Otros activos en curso		-	320.639	320.639
		25.206	1.251.086	1.276.292
Depreciación acumulada:				
Mejoras a locales arrendados		-	7.263	7.263
Equipos de oficina		-	3.877	3.877
Vehículos		-	74.805	74.805
		-	85.945	85.945
Importe neto en libros	US$	25.206	1.165.141	1.190.347

(8) Otros Activos

El detalle del movimiento de los otros activos es como sigue:

		1 de enero de 2015	Adquisiciones	Transferencias	31 de diciembre de 2015
Costo:					
Optimización de la producción	US$	-	-	55.339.852	55.339.852
Obras en curso:					
Perforación		1.282.343	54.144.188	(55.339.852)	86.679
Sismica y geofísica		842.670	-	-	842.670
Facilidades de producción		837.166	29.174.820	-	30.011.986
Reacondicionamiento de pozos		63.101	31.179.872	-	31.242.973
Completación		-	-	-	-
Otras inversiones		-	11.107.976	-	11.107.976
		3.025.280	125.606.856	-	128.632.136
Amortización acumulada:					
Optimización de la producción		-	11.043.297	-	11.043.297
Importe neto en libros	US$	3.025.280	114.563.559	-	117.588.839

		11 de agosto de 2014	Adquisiciones	31 de diciembre de 2014
Costo:				
Perforación	US$	-	1.282.343	1.282.343
Sísmica y geofísica		-	842.670	842.670
Facilidades de producción		-	837.166	837.166
Reacondicionamiento de pozos		-	63.101	63.101
	US$	-	3.025.280	3.025.280

Un detalle de las inversiones de producción futuras que realizará la Compañía es como sigue:

		Compromisos de inversión	Activos de producción al 31-dic-15	Total activos de producción
Optimización de la producción	US$	-	55.339.852	55.339.852
Obras en curso:				
Perforación		206.975.834	86.679	207.062.513
Sísmica y geofísica		-	842.670	842.670
Facilidades de producción		-	30.011.986	30.011.986
Reacondicionamiento de pozos		65.332.977	31.242.973	96.575.950
Completación		-	-	-
Otras inversiones		-	11.107.976	11.107.976
	US$	272.308.811	128.632.136	400.940.947

(Continúa)

Como parte de los procesos de renegociación con la empresa estatal Petroamazonas EP, se ajustaron los compromisos de inversión a US$400.940.947. Adicionalmente, la Compañía tiene la capacidad de aplazar y reemplazar actividades de inversión conforme las necesidades de producción.

Los volúmenes de producción reportados por la Compañía son como sigue:

	Al 31 de diciembre de 2015		
	Línea referencial de producción de crudo	Producción fiscalizada	Producción incremental
Palo Azul	4.239.006	4.523.638	284.632

(9) Acreedores Comerciales

El detalle de los acreedores comerciales es el siguiente:

		2015	2014
Proveedores:			
Locales	US$	9.113.630	245.640
Exterior		187.222	-
	US$	9.300.852	245.640

(10) Impuesto a la Renta

(a) Impuesto a la Renta Reconocido en Resultados

		31 de diciembre de 2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Impuesto a la renta corriente	US$	952.474	-
Impuesto a la renta diferido		(2.409.876)	(952.772)
	US$	(1.457.402)	(952.772)

(Continúa)

La tasa corporativa de impuesto a la renta ecuatoriana es el 22% aplicable a la utilidad antes de impuestos. Sin embargo, la Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal publicada el 29 de diciembre de 2014, incrementó la tarifa impositiva al 25% sobre la proporción de la base imponible que corresponda a la participación directa o indirecta de socios, accionistas, beneficiarios o similares, que sean residentes o establecidos en paraísos fiscales, cuya participación directa o indirecta, individual o conjunta sea igual o superior al 50% del capital social. En este sentido, la Compañía aplica para el cálculo del impuesto a la renta la tarifa del 25%.

De acuerdo a lo determinado en el Código de la Producción, Comercio e Inversiones, en el artículo 24 relacionado con la clasificación de los incentivos, se reconoce la exoneración del anticipo de impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas, por lo que la Compañía mantiene la aplicación de esta exoneración.

(b) Movimiento de Activo y Pasivo por Impuesto a la Renta Diferido

		2015		
		Importe neto al 1 de enero de 2015	Reconocido en resultados	Importe neto al 31 de diciembre de 2015
Beneficios de empleados - no corrientes	US$	12.396	(12.396)	-
Amortización de las inversiones		-	2.760.824	2.760.824
Gastos precontractuales		741.714	(155.500)	586.214
Pérdidas tributarias		201.259	(201.259)	-
Impuesto a la salida de divisas		-	18.207	18.207
	US$	955.369	2.409.876	3.365.245
Impuesto a la renta diferido activo	US$			3.365.245

		2014			
		Importe neto al 11 de agosto de 2014	Reconocido en resultados	Otros resultados integrales	Importe neto al 31 de diciembre de 2014
Beneficios de empleados - no corrientes	US$	-	9.799	2.597	12.396
Gastos precontractuales		-	741.714	-	741.714
Pérdidas tributarias		-	201.259	-	201.259
	US$	-	952.772	2.597	955.369
Impuesto a la renta diferido activo	US$				955.369

(Continúa)

(c) Precios de Transferencia

El Decreto Ejecutivo No. 2430 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre de 2004 incorporó a la legislación tributaria, con vigencia a partir del año 2005, normas sobre la determinación de resultados tributables originados en operaciones con partes relacionadas.

Con fecha 27 de mayo de 2015, el Servicio de Rentas Internas emitió la Resolución No. NAC-DGERCGC15-00000455, los sujetos pasivos de impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas, dentro de un mismo período fiscal en un monto acumulado superior a US$15.000.000, deben presentar al SRI el anexo de operaciones con partes relacionadas e informe de precios de transferencia.

El estudio de precios de transferencia del año 2015 está en fase de diagnóstico a la fecha de aprobación de los estados financieros, diagnóstico según el cual, la Compañía no anticipa ajuste alguno al gasto y pasivo por impuesto a la renta corriente.

El estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2014 concluyó que las operaciones efectuadas por la Compañía con sus relacionadas son consistentes con los precios o márgenes de utilidad que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables.

(d) Situación Fiscal

Las declaraciones de impuesto a la renta, impuesto al valor agregado y retenciones en la fuente presentadas por la Compañía por el año 2015 y el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014, están abiertas a revisión de las autoridades tributarias.

La Compañía cree que sus obligaciones acumuladas por impuestos son adecuadas para el período fiscal abierto sobre la base de su evaluación de muchos factores, incluyendo interpretaciones de las leyes tributarias y la experiencia previa.

(11) Otras Cuentas por Pagar

El detalle de las otras cuentas por pagar es el siguiente:

		2015	2014
Impuesto a la renta por pagar	US$	952.474	-
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta		144.583	32.587
Retenciones de impuesto al valo agregado (IVA)		28.622	2.807
Otras cuentas por pagar		14.388	-
	US$	1.140.067	35.394

(Continúa)

(12) Beneficios a los Empleados

El detalle de beneficios a los empleados es el siguiente:

		2015	2014
Jubilación patronal e indemnización por desahucio	US$	80.934	94.871
Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS)		63.376	85.189
Sueldos y beneficios por pagar		178.721	83.171
Bonos a los empleados		242.114	4.704
	US$	565.145	267.935
Corrientes	US$	484.211	173.064
No corriente		80.934	94.871
	US$	565.145	267.935

(13) Patrimonio

Capital Social

El capital autorizado, suscrito y pagado de la Compañía al 31 de diciembre de 2015 comprende 100.000 acciones de valor nominal de US$1 cada una.

Reserva Legal

De acuerdo con la legislación vigente, la Compañía debe apropiar por lo menos el 10% de la utilidad neta del año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva alcance el 50% del capital suscrito. La reserva legal no está disponible para distribución de dividendos, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

Otros Resultados Integrales

Los otros resultados integrales corresponden a los resultados actuariales que surgen de las nuevas mediciones de las obligaciones por planes de beneficios definidos.

(Continúa)

(14) Ingresos Ordinarios

Los ingresos ordinarios se componen de lo siguiente:

		2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Actividades principales	US$	9.671.803	-
Actividades suplementarias		171.600	-
	US$	9.843.403	-

(15) Gastos de Beneficios a los Empleados

Los gastos relacionados con sueldos y beneficios a los empleados se resumen a continuación:

		31 de diciembre de 2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Sueldos y salarios	US$	723.916	196.942
Bonos de desempeño		293.773	-
Beneficios sociales		245.132	5.202
Aportes a la seguridad social		206.693	3.898
Otros beneficios		66.380	-
Vacaciones		39.344	35.279
Capacitación de personal		13.857	16.568
Seguros empleados		22.654	1.970
Jubilación patronal e indemnización por desahucio		28.268	82.518
	US$	1.640.017	342.377

(16) Transacciones y Saldos con Partes Relacionadas

(a) Transacciones con Partes Relacionadas

El resumen de las principales transacciones con partes relacionadas es el siguiente:

		2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Costos y gastos - Servicios técnicos:			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US$	761.185	3.110.000
Landmark Graphics Corp.		-	15.940
Otras compañías relacionadas		55.739	-
	US$	816.924	3.125.940
Otros egresos			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US$	49.135	123.943
Landmark Graphics Corp.		-	1.033
Halliburton International Inc Panama Branch		594.719	-
Hall Energy SRVC Inc		149.017	-
Otras companías relacionadas		24.555	-
	US$	817.426	124.976
Costos financieros			
Halliburton Worldwide G. M. B. H.	US$	48.661	462
Arrendamiento operativo			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US$	-	775
Préstamos recibidos			
Halliburton Worldwide G.M.B.H.	US$	9.622.991	1.100.010
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador		1.956.000	-
Halliburton Latin America S. R. L.			
casa matriz - Uruguay		-	99.990
	US$	11.578.991	1.200.000
Propiedades y equipos - Servicios técnicos:			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador		110.064.640	2.036.213
Hall Energy SRVC Inc		242.740	-
	US$	110.307.380	2.036.213

(Continúa)

		2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Compra de activos			
Halliburton Latin America S. R. L. Sucursal Ecuador	US$	119.500	-
Garantías recibidas			
Halliburton Worldwide G.M.B.H.	US$	-	422.830
Gastos prepagados			
Halliburton Worldwide G. M. B. H.	US$	-	55.472

Durante el año 2015, la Compañía recibió préstamos de su accionista Halliburton Worldwide G.M.B.H. por US$9.622.991, para capital de trabajo, adicionalmente recibió un préstamo por US$1.956.000.de su parte relacionada local. Dichos préstamos aplican una tasa combinada de tasas de interés LIBOR, más el promedio de la subasta de divisas CAD, EUR, GBP, SGD y USD.

A la fecha de los estados financieros, la Compañía mantiene suscrito el siguiente contrato con su parte relacionada Halliburton Latin América S. R. L – Sucursal Ecuador:

Contrato Maestro de Servicios No. IGP-HAL-CMS-01-2014

El 25 de diciembre de 2014, la Compañía suscribió el Contrato Maestro de Servicios con su relacionada Halliburton Latin America S. R. L. – Sucursal Ecuador, a través del cual ésta última proporcionará los servicios y materiales que le permitan a la Compañía cumplir con los servicios requeridos en las áreas de actividades determinadas por Petromazonas EP.

Este contrato incluye mano de obra, maquinaria, equipo, herramientas, transporte y todo lo que sea necesario para el desempeño y cumplimiento de los servicios requeridos por la Compañía; así mismo, la Compañía declara que la zona de operaciones estará en buenas condiciones para recibir los productos, materiales y servicios.

Durante la prestación de los servicios, Halliburton Latin America S. R. L. debe cumplir con las siguientes políticas y procedimientos de relaciones comunitarias: (i) política de relaciones comunitarios; (ii) guía de relaciones comunitarias; (iii) programa de relaciones comunitarias; (iv) procedimiento para la contratación de mano de obra y servicios locales; y (v) política de responsabilidad social.

(Continúa)

La Compañía y su relacionada se comprometen a mantener los siguientes seguros: (i) seguro de accidentes de trabajo conforme a lo determinado por la ley; (ii) seguro de responsabilidad civil del empleador; (iii) seguro de responsabilidad civil general comercial o integral; (iv) seguro de lesiones corporales causadas por accidentes de automóviles y de responsabilidad civil por daños a la propiedad cubriendo automóviles propios, no propios y alquilados; y (v) seguro de protección o cobertura equivalente en el caso de trabajos marinos. Los límites de responsabilidad de dichos seguros no podrán ser inferiores a US$1.000.000 por ocurrencia.

Este contrato tendrá vigencia hasta que sea rescindido por cualquiera de las partes, mediante previo aviso de al menos treinta días. Sin embargo, si existiese trabajos en proceso y que no se encuentren concluidos totalmente en dicha fecha, el contrato continuará en vigencia hasta la fecha de culminación del mismo.

Halliburton Latin America S. R. L. – Sucursal Ecuador deberá guardar los registros relativos a los servicios prestados por el período de dos años después de la terminación de los mismos. La Compañía podrá solicitar en cualquier momento la documentación soporte que respalde la exactitud y precisión de los pagos; y verificar que no se haya pagado comisiones, honorarios, ni se haya concedido descuentos a empleados o funcionarios que no se encuentren autorizados.

(b) Saldos con Partes Relacionadas

El siguiente es un detalle de los saldos con partes relacionadas:

		Cuentas por pagar			
		Acreedores comerciales	Préstamos por pagar	Total 31 de diciembre de 2015	Cuentas por pagar 31 de diciembre de 2014
Hall Energy SRVC Inc	US$	555.028	-	555.028	-
Halliburton Worldwide Resources LLC		195.027	-	195.027	-
Halliburton Latin America S. R. L. Sucursal Ecuador		119.761.321	1.956.000	121.717.321	6.236.537
Halliburton International Inc. Panamá Branch		508.284	-	508.284	-
Halliburton Wordwide G M B H		1.475.132	9.622.991	11.098.123	1.430.167
Otras		15.722	-	15.722	13.240
	US$	122.510.514	11.578.991	134.089.505	7.679.944

El saldo de cuentas por pagar acreedores comerciales corresponde a los bienes y servicios recibidos de parte de las compañías relacionadas. Los saldos con partes relacionadas no devengan ni causan intereses (a excepción de los préstamos entre compañías relacionadas), ni tienen una fecha de vencimiento definida.

(Continúa)

(c) Compensación Recibida por el Personal Clave de la Gerencia

Las compensaciones recibidas por el personal ejecutivo y por la gerencia clave por sueldos y beneficios sociales, se resumen a continuación:

		31 de diciembre de 2015	Por el período de cinco meses terminado el 31 de diciembre de 2014
Sueldos	US$	13.313	42.000
Beneficios corto y largo plazo		170.731	8.835
	US$	184.044	50.835

(17) Arrendamientos Operativos

La Compañía ha suscrito un contrato de arrendamiento de oficinas, con vigencia de 2 años. Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2015, el gasto por concepto de estos arrendamientos operativos ascendió a US$343.651 (US$63.463 en 2014).

Los pagos mínimos futuros son los siguientes:

		2015	2014
Menos de 1 año	US$	166.676	64.950
Entre 1 y 2 años		-	478.467
	US$	166.676	543.417

(18) Eventos Subsecuentes

La Compañía ha evaluado los eventos subsecuentes hasta el 30 de abril de 2016, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados para su emisión.

Excepto por lo que se menciona en la nota 1, ningún evento significativo ocurrió con posterioridad al 31 de diciembre de 2015, fecha del estado de situación financiera pero antes del 30 de abril de 2016, que requiera revelación o ajuste a los estados financieros de los cuales estas notas son parte integral.