

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

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018

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

(1) Entidad que Reporta

Servicios Petroleros IGAPÓ S. A. (la Compañía) está domiciliada en Ecuador según estatuto registrado en la Superintendencia de Compañía, Valores y Seguros 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 partes, los accionistas de la Compañía aprobaron la constitución de Servicios Petroleros IGAPÓ 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.

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.

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 IGAPÓ 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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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

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.

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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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 tomando como referencia el valor promedio de los precios de cierre diarios reportados en el marcador del West Texas Intermediate (WTI) correspondiente al mes de facturación.

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 desarrolle conforme el plan de actividades de exploración contingentes.

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.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

- 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.
- 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

Todas las obligaciones de Línea Base Ambiental de los cuatro campos en los cuales la compañía presta servicios han sido terminadas y presentadas para el respectivo reembolso acorde a las especificaciones contractuales, este proceso ya ha sido revisado y aprobado por PAM.

Monitoreo Ambiental:

Las partes de común acuerdo designarán a una consultora ambiental calificada, 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.

Los estudios producto del monitoreo ambiental presentados a Petroamazonas EP corresponden a los campos Palo Azul, Pucuna, Lago Agrio y VHR. A la fecha de emisión de los estados financieros, Petroamazonas EP ha enviado los referidos estudios al Ministerio del Ambiente, de conformidad con la normativa ambiental nacional.

El monitoreo Ambiental es constante en los 4 campos que opera IGAPÓ por medio de laboratorios certificados y toda la gestión es evidenciada mediante reportes mensuales entregados oficialmente a PAM los cuales a su vez son remitidos al Ministerio del Ambiente.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

Auditorías Ambientales Bienales:

La Contratista y Petroamazonas EP seleccionarán una consultora ambiental calificada para realizar la auditoría ambiental bienal 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 2016 se han establecido los términos de referencia para realizar las auditorías ambientales de los campos Palo Azul, Lago Agrio, Pucuna y VHR, en conjunto con Petroamazonas EP las cuales han sido enviadas al Ministerio del Ambiente para su aprobación y continuar con la fase de ejecución. La Compañía ha respondido a las observaciones realizadas a Petroamazonas EP por parte del Ministerio del Ambiente y se espera que en un lapso de 120 días tengamos una conclusión u observaciones adicionales para continuar o finalizar el proceso. Al 31 de diciembre de 2018 la Auditoría Bienal no ha iniciado dado que continúan en proceso de revisión por parte del Ministerio del Medio Ambiente.

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.

Primera Renegociación de Contratos:

En el mes de abril de 2016, la Compañía logró la renegociación y reactivación de las operaciones con la empresa estatal Petroamazonas EP, modificando principalmente 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 y tendrán las siguientes fórmulas de cálculo:

<u>Valor de Pm (US\$ por Barril)</u>	<u>TAC (US\$ por Barril)</u>
Pm ≤ 33	TACm = T Min
33 < Pm ≤ 73	TACm = a + (b x Pm)
Pm > 73	TACm = T Max

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

TACm: Tarifa por actividades comprometidas en dólares por barril para el mes objeto de facturación.

Pm: Promedio simple de los precios spot diario publicados, en dólares por barril, del crudo de West Texas Intermediate (WTI) - Cushing, Oklahoma que forman parte del mes objeto de facturación.

T Min: Tarifa mínima, equivalente a US\$13,70 por Barril.

T Max: Tarifa máxima, equivalente a US\$36,89 por Barril.

a: Intercepto en el eje de las ordenadas de la ecuación.

b: Pendiente de la ecuación.

- 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.
- En el caso de que se produzca en evento de acumulación, la diferencia entre los montos efectivamente pagados por concepto de ingreso a la Contratista por servicios principales y el ingreso de la Contratista por servicios principales de ese mes, se trasladará al siguiente mes o año fiscal según corresponda.

En caso de que el monto adeudado por un evento de acumulación no hubiese podido ser pagado durante el respectivo o subsiguiente mes o año fiscal, según corresponda, éste se acumulará sucesivamente durante la vigencia del contrato, sin generar intereses.

De existir un ingreso disponible que permita pagar la totalidad de la tarifa del mes correspondiente y siempre que quede un excedente, PETROAMAZONAS EP destinará el 50% de dicho excedente para el pago de montos adeudados según el siguiente orden de prelación: primero el saldo impago; segundo, los intereses del saldo impago; tercero, las sumas adeudadas por uno o más eventos de compensación y eventos extraordinarios; y cuarto el carry forward.

En cualquier evento de terminación del Contrato, los saldos que se hayan acumulado de conformidad con la cláusula 18.2.5.4, y que no hayan sido pagados por PETROAMAZONAS EP, no causarán intereses, y se liquidarán a valor corriente y serán reconocidos a la Contratista a la liquidación final del Contrato.

Segunda Renegociación de Contratos 2017:

En el mes de diciembre de 2017, la Compañía logró la renegociación con la empresa estatal Petroamazonas EP, modificando principalmente los siguientes aspectos con relación a los contratos originales y sus subsiguientes renegociaciones:

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

Notas a los Estados Financieros

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

- Eliminación de la Línea Referencial de Producción: Petroamazonas EP realizará la medición, pruebas, muestreo, calibración de medidores y control de la producción de petróleo crudo pozo a pozo. Por su parte la Compañía puede realizar a su costo las pruebas de producción de cualquiera de los pozos que haya intervenido con sus propios medidores. Este proceso se registrará dentro de los 5 primeros días de cada mes, mediante un Acta de Constatación de Medición en la cual se dejará constancia de la producción resultante de la ejecución de los servicios principales.
- Modificación de la Forma de Pago: Se reemplaza el Anexo F que contenía un Contrato de Fideicomiso de Rentas por un Contrato de Servicios Bancarios; para percibir los cobros por los servicios brindados.
- Modificación del Anexo U: Como resultado de las negociaciones antes mencionadas, se modificó el Anexo U para una mejor determinación de las tarifas mínimas y pendiente de producción para los contratos de los campos Lago Agrio y VHR.
- Cobro de Intereses por Saldo Impago: El cálculo para el cobro de estos intereses será desde el día siguiente a los 90 días corridos posteriores a la fecha de aprobación expresa o tácita de la factura por servicios principales.
- Garantía de Fiel Cumplimiento de Servicios Suplementarios: La Compañía contrató una garantía por fiel cumplimiento de servicios suplementarios por un monto equivalente al 5% de los servicios suplementarios a ser provistos por la Compañía en forma anual. En caso de incumplimiento se ejecutará la garantía únicamente por el 5% de la orden de trabajo sujeta a revisión.
- Auditoría Ambiental Bienal: La Compañía reembolsará a Petroamazonas EP el 50% de los costos incurridos en estos estudios; los cuales serán ejecutados por la petrolera estatal.

(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 9 de abril de 2019 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.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía mantiene pérdidas acumuladas por US\$11.718.188 (US\$15.636.007 hasta el 2017) y los pasivos corrientes exceden a los activos corrientes en US\$222.544.917 (US\$215.672.992 hasta el 2017). Esta situación se debe principalmente a los costos y gastos efectuados por la Compañía que tienen relación con las actividades de optimización y mejoramiento de la producción.

Debido a las pérdidas acumuladas, la Compañía se encuentra legalmente en 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.

A criterio de la Administración, la renegociación de los contratos por prestación de servicios en las cuales se consiguió la eliminación de las curvas de producción y el cambio de la forma de pago, han permitido a la Compañía obtener los ingresos y recursos necesarios para alcanzar el punto de equilibrio, cubrir sus compromisos de inversión y hacer frente a sus pasivos operacionales.

(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 2018, 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 para las actividades comprometidas.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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

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

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

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 6 (a) se incluye información adicional sobre los supuestos hechos al medir los valores razonables.

(3) Resumen de las Principales Políticas Contables

(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

i. Activos y Pasivos Financieros no Derivados – Reconocimiento y Medición Inicial

La Compañía reconoce inicialmente las cuentas por cobrar comerciales e instrumentos de deuda en la fecha en que se originan, todos los otros activos financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de negociación en la que la Compañía comienza a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar comercial sin un componente de financiamiento significativo) o un pasivo financiero son inicialmente reconocidos a su valor razonable más cualquier costo de transacción atribuible a su adquisición o emisión (para un ítem que no se mide al valor razonable con cambios en resultados). Una cuenta por cobrar comercial sin un componente de financiamiento significativo es inicialmente medida al precio de la transacción.

ii. Activos y Pasivos Financieros no Derivados – Clasificación y Medición Posterior

Activos Financieros – Política Aplicable desde el 1 de Enero de 2018

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: i) costo amortizado; ii) valor razonable con cambios en otros resultados integrales – instrumentos de deuda; iii) valor razonable con cambios en otros resultados integrales – instrumentos de patrimonio; o, iv) valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros mantienen su clasificación inicial, a menos que la Compañía cambie su modelo de negocio para administrar los activos financieros; en cuyo caso todos los activos financieros afectados se reclasifican a la categoría correspondiente a partir del primer período de reporte posterior al cambio en el modelo de negocio.

Un activo financiero se mide al costo amortizado si dicho activo (siempre que no esté clasificado a su valor razonable con cambios en resultados) se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es la recuperación a través de los flujos de efectivo contractuales; y los términos contractuales incluyen fechas específicas de cobro de los flujos de efectivo que corresponden únicamente a pagos del principal e intereses derivados del principal pendiente de cobro.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o valor razonable con cambios en otros resultados integrales, se miden al valor razonable con cambios en resultados. Esta medición alcanza a todos los activos financieros derivados.

En el reconocimiento inicial la Compañía puede designar irrevocablemente un activo financiero (que de otra manera cumple con los requisitos para ser medido al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otros resultados integrales) bajo la medición a valor razonable con cambios en resultados; si al hacerlo elimina o reduce significativamente desajustes contable de medición o reconocimiento que pudiere surgir.

Activos Financieros: Evaluación del Modelo de Negocio – Política Aplicable desde el 1 de Enero de 2018

La Compañía realiza una evaluación objetiva del modelo de negocio en el que un activo financiero se mantiene en un portafolio debido a que esto refleja la forma en que se maneja el negocio y se proporciona información a la Gerencia. La evaluación incluye principalmente los siguientes aspectos:

- cómo se evalúa el desempeño del portafolio y se informa a la Administración de la Compañía;
- los riesgos que afectan el desempeño del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos dentro de ese modelo de negocio) y cómo se administran esos riesgos;
- la frecuencia volumen y oportunidad de ventas de activos financieros en períodos anteriores, las razones de dichas ventas y las expectativas sobre ventas futuras.

Los activos financieros que se mantienen para negociar o se administran y cuyo desempeño se evalúa sobre una base de valor razonable se miden al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros: Evaluación de si los Flujos de Efectivo Contractuales son Únicamente Pagos de Principal e Intereses - Política Aplicable desde el 1 de Enero de 2018

Para propósitos de esta evaluación, "principal" se define como el valor razonable del activo financiero en el reconocimiento inicial. El "interés" se define como la consideración del valor del dinero en el tiempo por el riesgo de crédito asociado con el monto del principal pendiente de pago durante un período de tiempo particular; y, por otros riesgos y costos de préstamos básicos (por ejemplo: riesgo de liquidez y costos administrativos); así como, un margen de ganancia.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son únicamente pagos de principal e intereses, la Compañía considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si el activo financiero contiene un término contractual que podría cambiar la oportunidad o el monto de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpla con esta condición. Al hacer esta evaluación, la Compañía considera:

- eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;
- términos que limitan la reclamación de la Compañía de los flujos de efectivo de activos especificados (por ejemplo, características sin recurso).

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de pago de principal e intereses únicamente, si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes impagos de capital e intereses pendientes de pago, lo que puede incluir una compensación adicional razonable por la terminación anticipada del contrato.

Activos Financieros: Medición Posterior y Ganancias y Pérdidas - Política Aplicable a partir del 1 de Enero de 2018

Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados: Estos activos se miden posteriormente a su valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluidos los ingresos por intereses o dividendos, se reconocen en resultados.

Activos financieros al costo amortizado: Estos activos se miden posteriormente a costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. El costo amortizado se reduce por pérdidas por deterioro. Los ingresos por intereses, las ganancias y pérdidas en cambio de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida por baja en cuentas se reconoce en resultados.

Activos Financieros - Política Aplicable antes del 1 de Enero de 2018

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.

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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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.

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:

	<u>Vida útil</u>
Instalaciones y mejoras a propiedades arrendadas	5 años
Muebles y enseres	5 años
Maquinaria y equipo	10 años
Equipo de cómputo	7 años
Vehículos	5 años
Equipos de comunicación	7 años
Software	<u>3 años</u>

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

(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.

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 otros activos es reconocida 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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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

i. Activos Financieros no Derivados

La Compañía reconoce las estimaciones de deterioro de valor para las pérdidas crediticias esperadas de los siguientes instrumentos financieros:

- los activos financieros medidos al costo amortizado; y,
- activos de contratos.

La Compañía mide las estimaciones de deterioro de valor sobre la base de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo financiero, excepto por los siguientes activos financieros, en los que las pérdidas crediticias esperadas se miden en un período de doce meses:

- instrumentos de deuda que se determina tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de reporte de los estados financieros; y
- otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los cuales el riesgo crediticio (v.g. el riesgo de que ocurra un incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no se ha incrementado significativamente desde su reconocimiento inicial.

Las estimaciones de deterioro de las cuentas por cobrar comerciales y activos de contratos son medidas por la Compañía sobre la base de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del instrumento mediante la aplicación de valor presente neto considerando la tasa interna de retorno que espera la Compañía en sus proyectos en el momento en que se incumple con los términos contractuales

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero se ha incrementado significativamente desde su reconocimiento inicial, y al estimar las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía considera información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible.

La Compañía asume que el riesgo crediticio de un activo financiero se ha incrementado significativamente si no es probable que el prestatario pague la totalidad de las obligaciones crediticias luego de haber realizado todas las acciones determinadas en el contrato para conseguir un acuerdo entre las partes.

Las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles eventos de incumplimiento que pudieren ocurrir durante la vida esperada del activo financiero.

El período máximo considerado al estimar las pérdidas crediticias esperadas es el período contractual durante el que la Compañía está expuesta al riesgo de crédito.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Medición de las Pérdidas Crediticias Esperadas

Las pérdidas crediticias esperadas corresponden al valor presente de los flujos de caja negativos esto es, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a la Compañía de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir. Las pérdidas crediticias esperadas son descontadas usando la tasa interna de retorno que la Compañía espera recibir en sus proyectos.

Activos Financieros con Deterioro Crediticio

En cada fecha de presentación de los estados financieros, la Compañía evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al valor razonable con cambios en otros resultados integrales, presentan deterioro crediticio; condición que surge cuando han ocurrido uno o más eventos que tienen un impacto negativo sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero. Evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario; o un cambio en su organización financiera.

Presentación de las Estimaciones de Deterioro y Castigos

Las estimaciones de deterioro de valor para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del valor registrado de los activos financieros correspondientes. En el caso de los instrumentos de deuda medidos al valor razonable con cambios en otros resultados integrales, la estimación de deterioro de valor se carga a resultados y se reconoce en otros resultados integrales.

El valor registrado de un activo financiero se castiga cuando la Compañía no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción del mismo. La Compañía hace una evaluación por factura y tipo de servicios de la oportunidad y el alcance del castigo con base en la existencia o no de una expectativa razonable de recuperación. La Compañía no espera que exista una recuperación significativa del monto de los activos castigados. No obstante, los activos financieros que son castigados pueden estar sujetos a gestiones por parte de la Compañía que permitan la recuperación de los montos adeudados.

Política Aplicable antes del 1 de Enero de 2018

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.

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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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.

(g) Beneficios a los Empleados

i. Beneficios Post-Empleo

Planes de Beneficios Definidos - Jubilación Patronal e Indemnización por Desahucio

La Compañía determina la obligación neta relacionada con el beneficio por jubilación patronal e indemnización por desahucio por separado, calculando el monto del beneficio futuro que los empleados han adquirido a cambio de sus servicios durante el período actual y períodos previos; ese beneficio se descuenta para determinar su valor presente.

El cálculo es realizado anualmente por un actuaria calificado, usando el "Método Actuarial de Costeo de Crédito Unitario Proyectado", con el cual se atribuye una parte de los beneficios que se han de pagar en el futuro a los servicios prestados en el período corriente.

Las disposiciones legales no prevén la obligatoriedad de constituir fondos o asignar activos para cumplir con tales planes, por lo cual estos califican como planes de beneficios definidos sin asignación de fondos separados.

La Compañía reconoce en otros resultados integrales todas las ganancias o pérdidas actuariales que surgen de las nuevas mediciones de la obligación por los planes de beneficios definidos; el costo del servicio y el saneamiento del descuento se reconocen en resultados como gastos de beneficios a los empleados.

La Administración utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios, los cuales son definidos por la Compañía, utilizando información financiera pública y propia. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

Cuando tengan lugar mejoras o reducciones en los beneficios del plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con servicios pasados prestados por los empleados o la ganancia o pérdida por la reducción, será reconocida inmediatamente en resultados. La Compañía reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando ésta ocurre.

ii. 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.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

iii. 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.

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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

Como se explica más ampliamente en las notas 1 y 15 a los estados financieros, las principales actividades por las que la Compañía reconoce ingresos son la provisión de servicios específicos integrados 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, para las cuales la Administración ha evaluado, en forma preliminar, que el contrato suscrito con su único cliente representa una sola obligación de desempeño (principalmente la obligación de entregar los servicios antes descritos) y cuyos ingresos se reconocen en el momento en que se presta el servicio.

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.

(i) 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.

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.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

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.

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) Cambio en Políticas Contables

La Compañía ha aplicado inicialmente la NIIF 15 [ver (a)] y la NIIF 9 [ver (b)] desde el 1 de enero de 2018. Algunas otras nuevas normas también entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2018, pero no tienen un efecto significativo en los estados financieros de la Compañía.

Debido a los métodos de transición elegidos por la Compañía al aplicar estas normas, la información comparativa incluida en los estados financieros no ha sido reexpresada para reflejar los requerimientos de las nuevas normas.

La aplicación inicial de estas normas no determinaron importes que deban ser reexpresados en la información comparativa; sin embargo, las revelaciones a sus nuevas políticas contables han sido incluidas en las notas a los estados financieros.

(a) NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 establece un marco conceptual completo para determinar si deben reconocerse ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. La NIIF 15 reemplazó a la NIC 18 "Ingreso de Actividades Ordinarias", la NIC 11 "Contratos de Construcción" y las interpretaciones relacionadas.

Esta Norma establece un nuevo modelo de reconocimiento de ingresos basado en el concepto de control, por el cual los ingresos han de reconocerse a medida que se satisfagan las obligaciones contraídas con los clientes a través de la entrega de bienes y servicios, ya sea en un momento en el tiempo o a lo largo del tiempo.

La Compañía ha adoptado la NIIF 15 utilizando el método del efecto acumulado (sin soluciones prácticas), la Norma NIIF 15 no tuvo un impacto material sobre las políticas contables de la Compañía.

En consecuencia, la información presentada para 2017 no ha sido reexpresada; es decir, está presentada, como fue informada previamente, de conformidad con la NIC 18, e interpretaciones relacionadas. Adicionalmente, los requerimientos de revelación de información de la NIIF 15 no se han aplicado en general a la información comparativa.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

Para obtener información adicional sobre las políticas contables de la Compañía relacionadas con el reconocimiento de ingresos, ver la Nota 15 (d).

(b) NIIF 9 Instrumentos Financieros

La Norma NIIF 9 establece los requerimientos para el reconocimiento y la medición de los activos financieros, los pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras. Esta norma reemplaza la Norma NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

Como resultado de la adopción de la Norma NIIF 9, la Compañía ha adoptado modificaciones consecuentes a la Norma NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar que se aplican a las revelaciones sobre 2018 pero por lo general no se han aplicado a la información comparativa.

i. Clasificación y Medición de Activos Financieros y Pasivos Financieros

La Norma NIIF 9 incluye tres categorías de clasificación principales para los activos financieros: medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI), y al valor razonable con cambios en resultados (VRCR). La clasificación de los activos financieros bajo la Norma NIIF 9 por lo general se basa en el modelo de negocios en el que un activo financiero es gestionado y en sus características de flujo de efectivo contractual. La Norma NIIF 9 elimina las categorías previas de la Norma NIC 39 de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta. Bajo la Norma NIIF 9, los derivados incorporados en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma nunca se separan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

La Norma NIIF 9 en gran medida conserva los requerimientos existentes de la Norma NIC 39 para la clasificación y medición de los pasivos financieros.

La adopción de la Norma NIIF 9 no ha tenido un efecto significativo sobre las políticas contables de la Compañía relacionadas con los pasivos financieros.

Para obtener una explicación de la manera en que la Compañía clasifica y mide los instrumentos financieros y contabiliza las ganancias y pérdidas relacionadas bajo la Norma NIIF 9, ver la Nota 3(c).

A continuación se explican las categorías de medición originales bajo NIC 39 y las nuevas categorías de medición bajo NIIF 9 para cada clase de activos financieros y pasivos financieros al 1 de enero de 2018.

El efecto de la adopción de NIIF 9 sobre el importe de los activos financieros al 1 de enero de 2018 se relaciona únicamente con los nuevos requerimientos de deterioro.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

	<u>Clasificación original bajo la norma NIC 39</u>	<u>Nueva clasificación bajo la norma NIIF 9</u>		<u>Saldo en libros bajo la norma NIC 39</u>	<u>Saldo en libros bajo la norma NIIF 9</u>
Activos financieros			Costo amortizado		
Efectivo y equivalentes de efectivo			Costo amortizado		60.632.154
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(a)	Préstamos y partidas por cobrar	Costo amortizado	12.949.114	12.666.452
Activos por contratos	(a)	Préstamos y partidas por cobrar	Costo amortizado	10.518.826	10.044.261
Otras cuentas por cobrar		Préstamos y partidas por cobrar	Costo amortizado	22.668.119	22.668.119
Total activos financieros			US\$ <u>106.768.213</u>	<u>106.010.986</u>	
Pasivos financieros			Otros pasivos financieros		
Cuentas por pagar a partes relacionadas		Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	296.906.609	296.906.609
Acreedores comerciales		Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	963.502	963.502
Otras cuentas por pagar		Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	1.568.098	1.568.098
Total pasivos financieros			US\$ <u>299.438.209</u>	<u>299.438.209</u>	

Los deudores comerciales y activos por contratos que estaban clasificados como préstamos y partidas por cobrar bajo NIC 39 ahora se clasifican al costo amortizado. Se reconoció un aumento en la provisión para deterioro por esas partidas por cobrar en las ganancias acumuladas iniciales al 1 de enero de 2018 cuando se realizó la transición de NIIF 9.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

ii. Deterioro del Valor de Activos Financieros

La Norma NIIF 9 reemplaza el modelo de 'pérdida incurrida' de la Norma NIC 39 por un modelo de 'pérdida crediticia esperada' (PCE). El nuevo modelo de deterioro aplica a los activos financieros medidos al costo amortizado y las inversiones de deuda al VRCORI, pero no a las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La Compañía ha determinado que la aplicación de los requerimientos de deterioro de NIIF 9 al 1 de enero de 2018 resultado en un efecto material a la estimación de deterioro, por lo que realizó ajuste al patrimonio como se indica a continuación:

	<u>Nota</u>
Saldo al 1 de enero de 2017 bajo NIC 39	US\$ 1.636.550
Reverso de la provisión bajo NIC 39	<u>(1.636.550)</u>
Ajustes por adopción NIIF 9	<u>2.393.777</u>
Saldo al 1 de enero de 2017 como fue re-establecido	2.393.777
Más (menos)	
Provisiones bajo NIC 39	-
Provisiones bajo NIIF 9	<u>811.767</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2017	10 US\$ <u>3.205.544</u>
Ajuste de impuesto a la renta por adopción NIIF 9 resultados acumulados	11 (c) US\$ <u>(598.444)</u>
Total ajuste por adopción NIIF 9 - resultados acumulados (neto)	US\$ <u>158.783</u>

iii. Transición

Los cambios en las políticas contables que resultan de la adopción de NIIF 9 se han aplicado retrospectivamente, con excepción de los siguientes:

La Compañía ha usado la exención que le permite no reexpresar la información comparativa de períodos anteriores en lo que se refiere a los requerimientos de clasificación y medición (incluido el deterioro).

La información presentada para 2017, por lo general no refleja los requerimientos de NIIF 9 sino más bien los de NIC 39.

Se han realizado las siguientes evaluaciones sobre la base de los hechos y circunstancias que existían a la fecha de aplicación inicial.

- La determinación del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero.
- La designación y revocación de las designaciones previas de ciertos activos financieros y pasivos financieros como medidos a VRCR.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

(5) Nuevas Normas e Interpretaciones Aún no Adoptadas

Las nuevas normas, enmiendas a las normas e interpretaciones que se mencionan a continuación, son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2019, cuya aplicación anticipada es permitida; sin embargo, tales normas, no han sido aplicadas anticipadamente en la preparación de estos estados financieros adjuntos.

NIIF 16 Arrendamientos

La Compañía está requerida a adoptar la NIIF 16 desde el 1 de enero de 2019 y ha evaluado el impacto de la estimación resultante de la aplicación inicial de la NIIF 16 en los estados financieros adjuntos. La NIIF 16 introduce un solo modelo de reconocimiento para los contratos de arrendamiento. Los arrendatarios reconocerán un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento.

El activo por derecho de uso se valorará inicialmente al costo, el que comprende el monto inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago realizado en la fecha de inicio o antes, más cualquier costo directo inicial incurrido y una estimación de los costos de desmantelar y retirar el activo subyacente o de restaurar el activo subyacente o el sitio en el que está ubicado, menos los incentivos recibidos por el arrendamiento; y, se amortizará posteriormente por el método lineal desde la fecha de inicio hasta la fecha más próxima entre: a) el final de la vida útil del activo por derecho de uso; ó b) el final del plazo del arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se valora inicialmente por el valor actual de las cuotas no pagadas en la fecha de inicio, descontadas utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento.

La Compañía ha optado por no reconocer los activos y pasivos por derechos de uso para los arrendamientos a corto plazo con un plazo de arrendamiento de hasta 12 meses o menos. La Compañía reconocerá los pagos de arrendamiento asociados a estos arrendamientos como un gasto sobre una base de línea recta a lo largo del plazo de arrendamiento.

La NIIF 16 remplaza a las existentes guías de arrendamiento que incluye la NIC 17 de arrendamiento, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC 15 Arrendamientos Operativos – Incentivos y SIC 27 Evaluando la sustancia de las transacciones que involucra la forma legal de los arrendamientos.

Basado en la información actualmente disponible, no se espera un impacto significativo por el reconocimiento de los arrendamientos de la Compañía.

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:

- CINIIF 23 Incertidumbre sobre Tratamientos de Impuesto a las Ganancias.
- Características de Pago Anticipado con Compensación Negativa (Modificaciones a la Norma NIIF 9).
- Participaciones de Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (Modificaciones a la Norma NIC 28).
- Modificación, Reducción o Liquidación de un Plan (Modificaciones a la Norma NIC 19).
- Mejoras Anuales a las Normas NIIF, Ciclo 2015-2017 - diversas normas.
- Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF.
- Norma NIIF 17 Contratos de Seguros.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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

(a) Clasificaciones Contables y Valores Razonables

La tabla a continuación muestra los importes en libros y los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo sus niveles en la jerarquía del valor razonable. La tabla no incluye información para los activos financieros y pasivos financieros no medidos al valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable

		2018		2017	
		Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Activos financieros medidos al costo amortizado					
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	14.217.162	-	60.632.154	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		20.010.716	-	12.666.450	-
Activos por contratos		18.407.006	-	10.044.261	-
Otras cuentas por cobrar		-	16.717.590	-	22.668.119
Total activos financieros	US\$	<u>52.634.884</u>	<u>16.717.590</u>	<u>83.342.865</u>	<u>22.668.119</u>
Pasivos financieros medidos al costo amortizado					
Cuentas por pagar a partes relacionadas	US\$	271.490.630	-	296.906.609	-
Acreedores comerciales		1.342.677	-	963.502	-
Otras cuentas por pagar		817.696	-	1.568.098	-
Total pasivos financieros	US\$	<u>273.651.003</u>	<u>-</u>	<u>299.438.209</u>	<u>-</u>

Los activos y pasivos financieros de corto plazo se aproximan al valor justo, debido a la naturaleza de vencimiento de estos instrumentos.

(b) 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.

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial, los préstamos, cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos las partidas de deterioro.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

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.

(c) 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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

Riesgos crediticios relacionados a créditos de clientes es administrado de acuerdo a las políticas, procedimientos y controles establecidos por la Compañía, relacionados a la administración del riesgo crediticio de clientes. La calidad crediticia del cliente se evalúa en forma permanente.

Las estimaciones de deterioro de las cuentas por cobrar comerciales y activos de contratos son medidas por la Compañía sobre la base de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del instrumento mediante la aplicación de valor presente neto considerando la tasa interna de retorno que espera la Compañía en sus proyectos en el momento en que se incumple con los términos contractuales

Las pérdidas crediticias esperadas se calculan mediante la aplicación de valor presente neto considerando la tasa interna de retorno que espera la Compañía en sus proyectos en el momento en que se incumple con los términos contractuales

Las pérdidas por deterioro del valor en activos financieros reconocidas en resultados fueron como sigue:

	2018	2017
Pérdida acumulada por deterioro de deudores comerciales	US\$ <u>811.767</u>	<u>757.227</u>

Deudores Comerciales

La Compañía presta sus servicios a un solo cliente que es Petroamazonas EP; por consiguiente, el riesgo de crédito se ve afectado principalmente, por las características y desempeño financiero de este cliente y el sector en el cual desarrolla sus operaciones.

Al 31 de diciembre de 2018, el riesgo de crédito con deudores comerciales y activos del contrato presenta un saldo de US\$28.334.671 (US\$18.615.980 en el 2017).

Como resultado de la última renegociación firmada en diciembre de 2018, se modificó el Anexo F, sustituyendo de esta manera el Contrato de Fideicomiso de Rentas por un Contrato de Servicios Bancarios; situación que a criterio de la Administración agilitó los pagos pendientes. A continuación, un resumen de este Contrato:

Objeto

Establecer el mecanismo de pago de la totalidad de la tarifa por la prestación de servicios principales en el área de actividades a favor de la Contratista, según las estipulaciones del presente instrumento, a través de la cuenta aperturada por el Banco Central del Ecuador denominada "PETROAMAZONAS — CAMPO" (la "Cuenta"), en los siguientes términos.

- El Ministerio de Economía y Finanzas, garantiza e instruye que los recursos provenientes de operaciones de hidrocarburos, ingresen al Banco Central del Ecuador para cubrir los costos, gastos e inversiones del presupuesto aprobado de Petroamazonas EP.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

- El Banco Central del Ecuador comunicará mensualmente a Petroamazonas EP, el total de los recursos provenientes de operaciones de hidrocarburos.
- Previo a realizar la transferencia de estos recursos, y con la comunicación señalada en el párrafo anterior, Petroamazonas enviará al Banco Central del Ecuador, las instrucciones irrevocables para la transferencia de los recursos (respecto de su presupuesto anual aprobado), con la finalidad de cumplir con sus obligaciones derivadas de la ejecución de los servicios principales en el área de actividades a favor de la Contratista.
- El Banco Central del Ecuador con base a las instrucciones recibidas de Petroamazonas, realizará las transferencias que correspondan con el orden de prelación establecido por esta entidad.

Pago a la Contratista

Petroamazonas instruirá mensualmente irrevocablemente al Banco Central del Ecuador los montos a transferirse desde la cuenta para cubrir únicamente: (i) el pago del ingreso de la Contratista por servicios principales en el área de actividades, (ii) el monto del Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente al pago de los servicios principales (menos las retenciones que previamente realice Petroamazonas); y, (iii) los costos por administración de la cuenta y comisión por el servicio prestado por el Banco Central del Ecuador, por las transacciones correspondientes, las cuales serán debitados automáticamente.

El Banco Central del Ecuador una vez recibidas las instrucciones de Petroamazonas, deberá realizar el pago correspondiente mediante transferencia bancaria a la cuenta de la Contratista de manera inmediata.

Plazo

El contrato de "Servicios Bancarios" entrará en vigencia a partir de su suscripción y concluirá 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.

La Compañía reconoce una estimación para deterioro de valor, que representa su mejor estimación de las pérdidas esperadas relación con los deudores comerciales y activos del contrato. Esta estimación considera la pérdida esperada sobre la base de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del instrumento mediante la aplicación de valor presente neto considerando la tasa interna de retorno que espera la Compañía en sus proyectos en el momento en que se incumple con los términos contractuales.

La antigüedad de los saldos de deudores comerciales y activos del contrato a la fecha del estado de situación financiera es como sigue:

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

Notas a los Estados Financieros

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

	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Deudores comerciales:			
Vigentes y no deteriorados	US\$	113.832	1.170.257
De 1 a 30 días		59.786	827.955
De 31 a 60 días		-	448.952
De 61 a 150 días		-	2.778.593
De 151 a 180 días		-	39.142
De 181 a 360 días		3.853.088	4.635.111
Más de 360 días		9.106.503	590.923
	7	US\$ <u>13.133.209</u>	<u>10.490.933</u>
Activos del contrato:			
Vigentes y no deteriorados	US\$	9.025.211	6.622.020
De 1 a 30 días		6.791.481	3.861.351
De 31 a 60 días		2.324.324	-
De 181 a 360 días		265.991	35.453
		US\$ <u>18.407.006</u>	<u>10.518.824</u>

El movimiento de la estimación para el deterioro con respecto a los deudores comerciales y activos del contrato fue el siguiente:

		<u>Año terminado el 31 de diciembre de 2017</u>	
	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>Restablecido</u>
Saldo al inicio del año	US\$	2.393.777	1.636.550
Estimación a resultados acumulados		-	757.227
Estimación cargada a resultados		811.767	-
Saldo al final del año	7	US\$ <u>3.205.544</u>	<u>2.393.777</u>

Otras Cuentas por Cobrar

El riesgo de crédito en las otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018, corresponde principalmente al saldo de crédito tributario de Impuesto al Valor Agregado – IVA e Impuesto a la Renta por US\$26.520.604 (US\$26.761.426 hasta 2017). La composición del crédito tributario es como sigue:

Notas a los Estados Financieros

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

	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Crédito tributario de IVA (Corriente)	US\$	3.253.087	22.668.119
Crédito tributario de IVA (No corriente)		16.717.590	-
Retenciones en la fuente de IVA		4.343.806	2.967.342
Retenciones en la fuente de IR		2.206.121	1.125.965
7	US\$	<u>26.520.604</u>	<u>26.761.426</u>

Con fecha 31 de agosto de 2018, la Compañía presentó una solicitud de devolución de retenciones en la fuente de IVA correspondiente a los meses de julio a diciembre de 2016, por el valor de US\$251.155. Con resolución 117012018RDEV422245 del 21 de diciembre de 2018 el Servicio de Rentas Internas resolvió aceptar la solicitud de devolución en la forma y montos presentados por la Compañía y emitir la nota de crédito desmaterializada respectiva.

Con fecha 05 de octubre de 2018 la Compañía presentó una solicitud de devolución de IVA por las retenciones del año 2017 por el valor de US\$2.726.187, al cierre del ejercicio 2018 se encuentra en revisión por parte del Servicio de Rentas Internas.

Para el ejercicio económico 2018, la Compañía generó impuesto a la renta cuasado de US\$275.953, cuyo valor ha sido compensado con las retenciones en la fuente de impuesto a la renta del año 2017. El saldo será acumulado para el ejercicio fiscal 2019.

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

La Compañía mantenía efectivo y equivalentes de efectivo por US\$14.217.162 al 31 de diciembre de 2018 (US\$60.632.154 hasta 2017). El efectivo y equivalentes de efectivo son mantenidos substancialmente en bancos e instituciones financieras con calificación "AAA/AAA-", 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.

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. En adición las compañías del Grupo se encuentran financiando la operación mediante la prestación de servicios, los mismos que serán cancelados, cuando la contraparte lo requiere y en base a la disponibilidad de la Compañía.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

La Compañía contrató una garantía por fiel cumplimiento de servicios suplementarios por US\$520.000 con vencimiento al 31 de diciembre de 2019, equivalente al 5% de los servicios suplementarios a ser provistos por la Compañía en forma anual.

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\$3.442.569. La fecha de vencimiento de estas garantías es el 31 de diciembre de 2019, las cuales son 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 2018					
Cuentas por pagar relacionadas	US\$	271.490.630	271.490.630	-	271.490.630
Acreedores comerciales		1.342.677	1.342.677	1.342.677	-
Otras cuentas por pagar		817.697	817.697	817.697	-
	US\$	<u>273.651.004</u>	<u>273.651.004</u>	<u>2.160.374</u>	<u>271.490.630</u>
31 de diciembre de 2017					
Cuentas por pagar relacionadas	US\$	296.906.609	296.906.609	-	296.906.609
Acreedores comerciales		963.502	963.502	963.502	-
Otras cuentas por pagar		1.568.098	1.568.098	1.568.098	-
	US\$	<u>299.438.209</u>	<u>299.438.209</u>	<u>2.531.600</u>	<u>296.906.609</u>

iv. Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que existan 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.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

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 2018 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.

Como se explica más ampliamente en la nota 1 (a), con 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, la Compañía espera generar operaciones rentables en el futuro previsible.

(7) Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

Un resumen de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar es como sigue:

				2017
		<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>restablecido</u>
Deudores comerciales:				
Petroamazonas EP	6 (b) ii	US\$	13.133.209	10.490.935
Estimación por deterioro	6 (b) ii		<u>(2.613.227)</u>	<u>(1.919.214)</u>
			10.519.982	8.571.721
Partes relacionadas	17		<u>28.232</u>	<u>1.424</u>
			10.548.214	8.573.145
Otras cuentas por cobrar:				
Crédito tributario - IVA	6 (b) ii		24.314.483	25.635.461
Cuentas por cobrar SRI y otros			251.805	-
Crédito tributario - Renta	6 (b) ii		<u>2.206.121</u>	<u>1.125.965</u>
		US\$	<u>37.320.623</u>	<u>35.334.571</u>
Clasificación:				
Corrientes		US\$	20.603.033	12.666.452
No corriente			<u>16.717.590</u>	<u>22.668.119</u>
		US\$	<u>37.320.623</u>	<u>35.334.571</u>

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 6 (b) ii y iv.

(8) Propiedades y Equipos

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

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

Notas a los Estados Financieros

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

		<u>1 de enero de 2018</u>	<u>Adquisiciones</u>	<u>31 de diciembre de 2018</u>
Costo:				
Mejoras a locales arrendados	US\$	390.517	-	390.517
Muebles y enseres		73.634	-	73.634
Maquinaria y equipo		309.747	986.621	1.296.368
Equipo de cómputo		22.359	-	22.359
Vehículos		404.935	-	404.935
Equipo de comunicación		10.070	-	10.070
Software		211.995	35.656	247.651
		<u>1.423.257</u>	<u>1.022.277</u>	<u>2.445.534</u>
Depreciación acumulada:				
Mejoras a locales arrendados		134.168	74.198	208.366
Muebles y enseres		32.656	14.727	47.383
Maquinaria y equipo		50.506	55.097	105.603
Equipo de cómputo		5.031	2.875	7.906
Vehículos		189.605	72.888	262.493
Equipo de comunicación		863	1.295	2.158
Software		43.015	73.636	116.651
		<u>455.844</u>	<u>294.716</u>	<u>750.560</u>
Importe neto en libros	US\$	<u>967.413</u>	<u>727.561</u>	<u>1.694.974</u>

		<u>1 de enero de 2017</u>	<u>Adquisiciones</u>	<u>Transferencias</u>	<u>31 de diciembre de 2017</u>
Costo:					
Mejoras a locales arrendados	US\$	390.517	-	-	390.517
Muebles y enseres		85.101	-	(11.467)	73.634
Maquinaria y equipo		298.280	-	11.467	309.747
Equipo de cómputo		22.359	-	-	22.359
Vehículos		404.935	-	-	404.935
Equipo de comunicación		-	10.070	-	10.070
Software		-	171.881	40.114	211.995
Obras en curso:					
Otros activos en curso		40.114	-	(40.114)	-
		<u>1.241.306</u>	<u>181.951</u>	<u>-</u>	<u>1.423.257</u>
Depreciación acumulada:					
Mejoras a locales arrendados		52.284	74.198	7.686	134.168
Muebles y enseres		20.131	14.727	(2.202)	32.656
Maquinaria y equipo		44.742	27.877	(22.113)	50.506
Equipo de cómputo		2.156	2.875	-	5.031
Vehículos		139.023	33.953	16.629	189.605
Equipo de comunicación		-	863	-	863
Software		-	43.015	-	43.015
		<u>258.336</u>	<u>197.508</u>	<u>-</u>	<u>455.844</u>
Importe neto en libros	US\$	<u>982.970</u>	<u>(15.557)</u>	<u>-</u>	<u>967.413</u>

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

(9) Otros Activos

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

	1 de enero de 2018	Adquisiciones	Baja	Transferencias	31 de diciembre de 2018
Costo:					
Optimización de la producción	US\$ 237.497.764	-	-	34.644.749	272.142.513
Obras en curso:					
Sísmica y geofísica	-	-	-	-	-
Perforación	-	24.208.338	-	(7.082.077)	17.126.261
Reacondicionamiento de pozos	3.737.726	35.193.039	(34.557)	(27.562.672)	11.333.536
Compleción	-	9.545.967	-	-	9.545.967
Facilidades de producción	-	-	-	-	-
Otras inversiones	4	655.504	-	-	655.508
	<u>241.235.494</u>	<u>69.602.848</u>	<u>(34.557)</u>	<u>-</u>	<u>310.803.785</u>
Amortización acumulada:					
Optimización de la producción	69.682.518	50.619.899	-	-	120.302.417
Importe neto en libros	US\$ 171.552.976	18.982.949	(34.557)	-	190.501.368
	1 de enero de 2017	Adquisiciones	Baja	Transferencias	31 de diciembre de 2017
Costo:					
Optimización de la producción	US\$ 156.192.359	-	-	81.305.405	237.497.764
Obras en curso:					
Sísmica y geofísica	609.914	-	-	(609.914)	-
Perforación	4.053.246	6.084.828	-	(10.138.074)	-
Reacondicionamiento de pozos	13.664.897	46.684.681	(7.593)	(56.604.259)	3.737.726
Compleción	151.679	2.649.446	-	(2.801.125)	-
Facilidades de producción	298.590	-	(1.897)	(296.593)	-
Otras inversiones	8.599.782	2.269.327	(13.665)	(10.855.440)	4
	<u>183.570.467</u>	<u>57.688.282</u>	<u>(23.255)</u>	<u>-</u>	<u>241.235.494</u>
Amortización acumulada:					
Optimización de la producción	35.688.025	33.994.493	-	-	69.682.518
Importe neto en libros	US\$ 147.882.442	23.693.789	(23.255)	-	171.552.976

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

	Compromisos de inversión	Activos de producción al 31 de diciembre de 2018	Total activos de producción
Optimización de la producción	US\$ 70.076.485	272.142.513	342.218.998
Obras en curso:			
Perforación	-	17.126.261	17.126.261
Compleción	-	9.545.967	9.545.967
Reacondicionamiento de pozos	-	11.333.536	11.333.536
Otras inversiones	-	655.508	655.508
	<u>US\$ 70.076.485</u>	<u>310.803.785</u>	<u>380.880.270</u>

La Compañía tiene la capacidad de aplazar y reemplazar actividades de inversión conforme las necesidades de producción.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>		
		<u>Producción fiscalizada</u>	<u>Producción incremental</u>
Palo Azul	US\$	2.542.346	893.139
Lago Agrio		1.396.012	791.663
Pucuna		718.704	179.684
VHR		1.897.560	471.132
	US\$	<u>6.554.622</u>	<u>2.335.618</u>

(10) Acreedores Comerciales

El detalle de los acreedores comerciales es el siguiente:

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Proveedores:			
Locales	US\$	<u>1.342.677</u>	<u>963.502</u>

(11) Impuesto a la Renta

(a) Impuesto a la Renta Reconocido en Resultados

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Impuesto a la renta corriente	US\$	275.953	-
Impuesto a la renta diferido		<u>3.469.173</u>	<u>171.308</u>
	US\$	<u>3.745.126</u>	<u>171.308</u>

(b) Impuesto a la Renta Reconocido en Resultados

	<u>Año terminado el 31 de diciembre</u>			
	<u>2018</u>	<u>2017</u>		
	<u>%</u>	<u>US\$</u>	<u>%</u>	<u>US\$</u>
Utilidad (pérdida) antes de impuesto a la renta		<u>7.822.218</u>		<u>176.206</u>
Impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa corporativa al resultado antes de impuesto a la renta	28%	2.190.221	25%	44.052
Más (menos):				
Gastos no deducibles	-23%	(1.822.288)	-16%	(94.190)
Amortización de pérdidas tributarias	-1%	(91.980)	0%	(121.170)
	<u>4%</u>	<u>275.953</u>	<u>9%</u>	<u>(171.308)</u>

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

A partir del 29 de Diciembre de 2017, con la promulgación de la Ley Orgánica para la Reactivación de la Economía, Fortalecimiento de la Dolarización y Modernización de la Gestión Financiera, publicada en el Segundo Suplemento del Registro Oficial 150 del 29 de Diciembre del 2017, establece que la tasa de impuesto a la renta vigente para sociedades por el año 2018 es del 25%. Los ingresos gravables obtenidos por sociedades constituidas en el Ecuador, así como por las sucursales de sociedades extranjeras domiciliadas en el país y los establecimientos permanentes de sociedades extranjeras no domiciliadas aplicarán la tarifa del 25% sobre su base imponible. No obstante, la tarifa impositiva será la correspondiente a sociedades más tres (3) puntos porcentuales cuando la sociedad tenga accionistas, socios, partícipes, constituyentes, beneficiarios o similares residentes o establecidos en paraísos fiscales o regímenes de menor imposición con una participación directa o indirecta, individual o conjunta, igual o superior al 50% del capital social o de aquel que corresponda a la naturaleza de la sociedad. En este sentido, la Compañía aplica para el cálculo del impuesto a la renta la tarifa del 28%.

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.

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

		2018		
		Importe neto al 1 de enero de 2018	Reconocido en resultados	Importe neto al 31 de diciembre de 2018
Amortización de las inversiones	US\$	4.654.712	(3.090.928)	1.563.784
Gastos precontractuales		307.762	(188.474)	119.288
Impuesto a la salida de divisas		105.469	(74.816)	30.653
Pérdidas Tributarias		135.711	(98.666)	39.045
Beneficios de empleados - Jubilación Patronal		-	12.981	12.981
Beneficios de empleados - desahucio		-	5.637	5.637
Propiedades y equipos		-	(239.850)	(239.850)
Costo Amortizado pérdidas crediticias		598.444	202.943	801.387
	US\$	<u>5.802.098</u>	<u>(3.469.173)</u>	<u>2.332.925</u>
Impuesto a la renta diferido activo	US\$	<u>5.802.098</u>		<u>2.572.775</u>
Impuesto a la renta diferido pasivo	US\$	<u>-</u>		<u>(239.850)</u>

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

	Importe neto al 1 de enero de 2017	2017		Ajuste por por adopción de la NIIF 9	Importe neto re establecido al 31 de diciembre de 2017
		Reconocido en resultados	Importe neto al 31 de diciembre de 2017		
Amortización de las inversiones	US\$ 4.900.900	(246.188)	4.654.712	-	4.654.712
Gastos precontractuales	430.288	(122.526)	307.762	-	307.762
Impuesto a la salida de divisas	43.774	61.695	105.469	-	105.469
Pérdidas Tributarias	-	135.711	135.711	-	135.711
Costo amortizado activos financieros	-	-	-	598.444	598.444
	US\$ <u>5.374.962</u>	<u>(171.308)</u>	<u>5.203.654</u>	<u>598.444</u>	<u>5.802.098</u>
Impuesto a la renta diferido activo	US\$		5.203.654		

El párrafo 57 de la Norma Internacional de Información Financiera - NIC 12 - Impuesto a las Ganancias, menciona que la contabilización de los efectos fiscales tanto en el período corriente como los diferidos para posteriores períodos, de una determinada transacción o suceso económico ha de ser coherente con el registro contable de la transacción o el suceso correspondiente.

El párrafo 62A de la mencionada norma, señala que las Normas de Información Financiera requieren o permiten que ciertas partidas sean cargadas directamente en el patrimonio e incluye como literal (a) un ajuste al saldo inicial de las ganancias acumuladas procedentes de un cambio en las políticas contables, que se aplique retroactivamente, o de la corrección de un error.

El reconocimiento del costo amortizado surge de una corrección por la aplicación de la NIIF 9, cuyo efecto comprende una aplicación retroactiva; el impuesto diferido relacionado con la diferencia temporal es reconocido en los resultados acumulados (patrimonio) de acuerdo a NIC 12.

(d) Impuesto Diferido Activo por Pérdidas Tributarias

El impuesto diferido activo inherente a las pérdidas tributarias es como sigue:

	Años terminados el 31 de diciembre de	
	2018	2017
Pérdidas fiscales trasladables	US\$ <u>156.180</u>	<u>484.682</u>
Impuesto diferido	<u>39.045</u>	<u>135.711</u>

De acuerdo a lo establecido en el Art. 11 de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, las sociedades pueden compensar las pérdidas tributarias sufridas en el ejercicio impositivo, con las utilidades gravables que obtuvieran en los cinco períodos impositivos

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

siguientes, sin que se exceda en cada período el 25% de las utilidades obtenidas. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía reconoció el activo por impuesto diferido por la pérdida tributaria remante del año 2017 que expiran en el año 2022, debido a que es probable que estén disponibles ganancias gravables futuras contra las cuales la Compañía pueda utilizar los beneficios del mismo.

(e) Reformas tributarias

Con fecha 28 de agosto de 2018 mediante Suplemento del Registro Oficial No. 309 se publicó la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo, y Estabilidad y Equilibrio Fiscal. Los principales aspectos introducidos por esta Ley se señalan a continuación:

- Exoneración a los dividendos y utilidades distribuidos a favor de otras sociedades nacionales o extranjeras (incluyendo paraísos fiscales y jurisdicciones de menor imposición) o de personas naturales no residentes en el Ecuador. Exoneración que no aplica cuando el beneficiario efectivo sea una persona natural residente en el Ecuador; o la sociedad que distribuye el dividendo no cumpla con informar sus beneficiarios efectivos – solo sobre los no informados.
- Se establece un impuesto único aplicable a la utilidad en la enajenación directa o indirecta de acciones, participaciones, otros derechos de capital.
- Se elimina la figura del anticipo de impuesto a la renta como impuesto mínimo y el exceso es recuperable cuando no se genere impuesto a la renta causado o si el impuesto causado en el ejercicio corriente fuese inferior al anticipo pagado más las retenciones.
- Se mantiene el 25% como la tarifa general para sociedades y el 28% cuando se incumpla en informar el 50% o más de su composición accionaria; o, cuando el titular es residente en paraíso fiscal y existe un beneficiario efectivo residente fiscal del Ecuador, que posea 50% o más de participación.
- Exoneración del impuesto a la renta y de su anticipo por lapsos entre 8 y 20 años a las nuevas inversiones productivas realizadas en sectores priorizados o en industrias básicas definidas en el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, tanto para empresas nuevas como existentes.
- Exoneración del Impuesto a la Salida de Divisas por lapsos entre 8 y 20 años en nuevas inversiones productivas con contratos de inversión en los pagos por importación de bienes de capital y materias primas así como en la distribución de dividendos a beneficiarios efectivos.
- Exoneración del Impuesto a la Salida de Divisas e impuesto a la renta por reinversión de utilidades en la adquisición de nuevos activos productivos.

(f) 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. De acuerdo con la Resolución del Servicios de Rentas Internas (SRI) No. NAC-DGERCGC15-00000455 del 27 de mayo de 2015, los sujetos pasivos de impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas dentro

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

un mismo período fiscal en un monto acumulado superior a US\$3.000.000, deben presentar al Servicio de Rentas Internas el anexo de operaciones con partes relacionadas, y el informe de precios de transferencia cuando sus operaciones con partes relacionadas sea superior a US\$15.000.000.

El estudio de precios de transferencia del año 2018 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 2017 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.

(f) Situación Fiscal

Las declaraciones de impuesto a la renta, impuesto al valor agregado y retenciones en la fuente presentadas por la Compañía por los años 2016 al 2018, 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.

(12) Otras Cuentas por Pagar

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

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta	US\$	342.310	725.320
Retenciones de impuesto al valor agregado (IVA)		327.042	767.478
Otras cuentas por pagar		<u>148.344</u>	<u>75.300</u>
	US\$	<u>817.696</u>	<u>1.568.098</u>

(13) Beneficios a los Empleados

El detalle de beneficios a los empleados es el siguiente:

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

Notas a los Estados Financieros

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

	2018	2017
Participación de los trabajadores en las utilidades	US\$ 1.380.391	31.095
Sueldos y salarios por pagar	134.438	-
Beneficios sociales por pagar	87.555	242.867
Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS)	66.977	60.915
Jubilación patronal e indemnización por desahucio	353.149	248.236
	<hr/> US\$ <u>2.022.510</u>	<hr/> 583.113
Corrientes	US\$ 1.669.361	334.877
No corriente	<u>353.149</u>	<u>248.236</u>
	<hr/> US\$ <u>2.022.510</u>	<hr/> 583.113

(14) Patrimonio

Capital Social

El capital autorizado, suscrito y pagado de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 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. El máximo a apropiar para la reserva legal de la utilidad neta del año 2018 es US\$49.510.

Utilidades Disponibles

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de junio de 2018, aprobó que la utilidad del año 2017 por US\$ 4.898 se destine a la cuenta de resultados acumulados; adicionalmente, la mencionada Junta, aprobó la apropiación de la reserva legal de la utilidad neta del año 2017 por US\$ 490, apropiación que fue registrada en el año 2018.

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.

(15) Ingresos Ordinarios

El efecto de la aplicación inicial de la NIIF 15 sobre el ingreso de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes de la Compañía se describe en la Nota 4 (a). Debido al método de transición elegido para aplicar la NIIF 15, no se ha reexpresado la información comparativa para reflejar los nuevos requerimientos.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

a) Flujos de Ingresos

La Compañía genera ingresos por la prestación 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.

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	US\$ <u>78.200.149</u>	<u>47.541.364</u>

b) Desagregación de Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

A continuación se presentan los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, los cuales se desglosan por mercado geográfico primario, principales líneas de servicio y oportunidad del reconocimiento de ingresos.

Por el año terminado al 31 de diciembre	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Mercados geográficos primarios		
Región sierra	US\$ <u>78.200.149</u>	<u>47.541.364</u>
Principales líneas de servicio		
Actividades comprometidas	US\$ <u>72.310.857</u>	<u>40.353.199</u>
Actividades sumplementarias	5.889.292	7.188.165
	US\$ <u>78.200.149</u>	<u>47.541.364</u>
Tiempo de reconocimiento de ingresos		
Servicios transferidos en un momento determinado	US\$ <u>78.200.149</u>	<u>47.541.364</u>

c) Saldos del Contrato

Los saldos sobre cuentas por cobrar, activo del contrato de contratos con clientes con clientes es como sigue:

	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>Restablecidos</u>
Cuentas por cobrar, que están incluidos en "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar"	7	US\$ <u>13.133.209</u>	<u>10.490.933</u>
Activos del contrato		17.814.689	10.044.261
		US\$ <u>30.947.898</u>	<u>20.535.194</u>

Los activos del contrato se relacionan básicamente con los derechos de la Compañía a la contraprestación por el servicio prestado pero no facturado a la fecha de presentación.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Los activos del contrato son transferidos a cuentas por cobrar cuando los derechos se hacen incondicionales. Esto por lo general ocurre cuando la Compañía emite una factura al cliente.

d) Obligaciones de desempeño y políticas de reconocimiento de ingresos

Los ingresos se miden en base a la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. La Compañía reconoce los ingresos cuando transfiere el control del servicio al cliente.

A continuación se proporciona información sobre la naturaleza y la oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyendo los términos de pago significativos, y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Tipo de Servicio	Naturalidad y oportunidad de satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo los términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos según la NIIF 15 (aplicable a partir del 1 de enero 2018)	Reconocimiento de ingresos según la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero 2018)
Las Cláusulas 5 del contrato definen el objeto del mismo y la clasificación en dos actividades: Comprometidas y Suplementarias.	<p>Actividades Comprometidas Se definen como el conjunto de trabajos y servicios específicos para la ejecución de actividades comprometidas en el Anexo C (Plan de Actividades Contingentes), así como las Actividades Contingentes que eventualmente se incluyan en los respectivos Planes de Actividades Contingentes que se acuerden durante el plazo de vigencia de los Contratos. El Anexo C (Plan de Actividades Comprometidas) incluye principalmente las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> Actividades de Optimización: Sismica y estudios de recuperación primaria, perforación de pozos, desarrollo incluyendo la perforación de pozos de avanzada incluyendo la completación, intervención en pozos. Actividades de explotación. <p>Adicionalmente, debido a la naturaleza del riesgo involucrado en el contrato únicamente existe compromiso para el cumplimiento de las actividades establecidas en el Anexo C, con el objeto de incrementar la optimización de la producción de cada campo.</p> <p>Los contratos de servicios integrados que maneja la Compañía, son de naturaleza a largo plazo y requieren el desarrollo de un yacimiento petrolífero completo en periodo de tiempo determinado. De conformidad con el contrato, la Compañía considera que la producción de petróleo que obtenga Petroamazonas EP por consecuencia de los servicios prestados por la Compañía, representa razonablemente el desempeño de la Compañía hacia la satisfacción completa de la obligación de desempeño.</p>	<p>La Compañía tiene derecho a una contraprestación por sus actividades comprometidas de acuerdo a la cláusula 16 del Contrato y considera que IGAPÓ está mejorando el activo (esas actividades de optimización de la producción, las recuperación mejorada y explotación son reconocidas como servicios que brinda la Compañía se satisfacen a lo largo del tiempo y por lo tanto, el ingreso cuando el servicio ha sido prestado, dada evidencia de que se reconoceá conforme la cantidad de producción de petróleo crudo que efectivamente se produce en el área de actividades de forma mensual.</p> <p>La cláusula 16 del Contrato establece que, como contraprestación por los servicios principales, la contraria tendrá derecho a percibir de Petroamazonas, por cada mes durante el plazo de vigencia, una suma fija al:</p> <ul style="list-style-type: none"> La tarifa de actividades comprometidas, multiplicado por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior, medida en los períodos de producción por Actividades Comprometidas; más, La tarifa de actividades de recuperación mejorada contingentes, multiplicado por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el área de actividades en el mes inmediato anterior, medida en los períodos de producción, que deban ser considerados Producción Contingentes; más. La tarifa de actividades de explotación contingentes, multiplicado por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior, medida en los períodos de producción, que deban ser considerados Producción por Actividades de Exploración Contingentes. 	<p>Los ingresos provenientes de servicios relacionados con las actividades de optimización de la producción (esas actividades de optimización de la producción, las recuperación mejorada y explotación son reconocidas como servicios que brinda la Compañía se satisfacen a lo largo del tiempo y por lo tanto, el ingreso cuando el servicio ha sido prestado, dada evidencia de que se reconoceá conforme la cantidad de producción de petróleo crudo que efectivamente se produce en el área de barriles producidos y entregados al Estado, para posteriormente aplicarlos por la tarifa establecida en los contratos. Tales ingresos son reconocidos al valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir. Estos ingresos son reconocidos solamente con la transacción y el monto del ingreso y los costos asociados pueden ser medidos de manera fiable.</p>

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros

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

Tipo de Servicio	Naturaleza y oportunidad de satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo los términos de pago significativos	Reconocimiento de Ingresos según la NIIF 15 (aplicable a partir del 1 de enero 2018)	Reconocimiento de ingresos según la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero 2018)
Las Cláusulas 5 del contrato definen el objeto del mismo y la clasificación en dos actividades: Comprometidas y Suplementarias.			
Actividades Suplementarias	<p>Se definen como el conjunto de trabajos y servicios específicos de: a) intervención de pozos para cambios de bomba de levantamiento artifical, b) provisión de bombas y equipos relacionados para levantamiento artifical, el registros de producción (wireline), d) línea de alambre (sickline), y/o el químicos y servicios asociados a la provisión de químicos para el tratamiento de Petróleo Crudo y agua de formación.</p> <p>La prestación de estos servicios en sí representan razonablemente el desempeño de la obligación de la Compañía y su cumplimiento está ligado directamente con la culminación del servicio.</p>	<p>Como contraprestación por servicios suplementarios, la contratista tendrá derecho a percibir de Petroamazonas, por cada mes durante el plazo de vigencia, el precio del servicio suplementario que corresponda a los servicios suplementarios efectivamente prestados, y recibidos a satisfacción de Petroamazonas, en dicho mes.</p>	<p>Los ingresos provenientes de servicios relacionados con las actividades suplementarias son reconocidos cuando el servicio ha sido prestado, dicha evidencia corresponde cuando el ticket de servicios ha sido firmado. 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 al monto del ingreso y los costos asociados pueden ser medida de manera razonable.</p>

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

(16) Gastos de Beneficios a los Empleados

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

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Sueldos y salarios	US\$	389.459	509.597
Bonos de desempeño		346.102	520.998
Participación de los trabajadores			
en las utilidades		1.380.391	31.095
Beneficios sociales		136.668	93.329
Aportes a la seguridad social		232.668	349.711
Capacitación de personal		72.800	90.647
Vacaciones		33.607	44.788
Indemnizaciones laborales		67.834	84.000
Otros beneficios		25.463	92.338
Seguros empleados		11.663	11.993
Jubilación patronal e indemnización			
para desahucio		84.136	101.473
	US\$	<u>2.780.792</u>	<u>1.929.970</u>

(17) Transacciones y Saldos con Partes Relacionadas

(a) Transacciones con Partes Relacionadas

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

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

Notas a los Estados Financieros

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

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Propiedades y equipos - Servicios técnicos:			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US\$	73.806.320	52.791.883
Halliburton Energy Services INC		433.053	1.460.958
Halliburton Worldwide Resources LLC		-	982
	US\$	<u>74.239.373</u>	<u>54.253.823</u>
Costos y gastos - Servicios técnicos:			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US\$	3.896.648	7.177.411
Halliburton Energy Services INC		9.266	-
Halliburton Latin America S. R. L.		17	-
Sucursal Colombia		55.405	-
Halliburton International Inc Panama Branch	US\$	<u>3.961.336</u>	<u>7.177.411</u>
Adquisición de software - Servicios técnicos:			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US\$	<u>35.656</u>	<u>171.881</u>
Otros egresos			
Halliburton International Inc Panama			
Branch	US\$	780.950	748.569
Halliburton Energy Services INC		91.921	430.969
Hall MFG and Serv LTD HMSL		80.332	-
Halliburton Worldwide Resources LLC		17.305	392
HES INC Brazil		171	41
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Colombia		240	-
Halliburton Worldwide G. M. B. H.		898	454
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador		148	-
Halliburton CICS INC 6010			1.487
	US\$	<u>971.964</u>	<u>1.181.913</u>
Intereses por préstamos			
Halliburton Worldwide G. M. B. H.	US\$	<u>859.088</u>	<u>548.874</u>
Préstamos recibidos			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US\$	-	6.565.798
Compra de activos			
Halliburton Latin America S. R. L.			
Sucursal Ecuador	US\$	<u>158.558</u>	-

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Regalías Tech Fee			
Halliburton Worldwide G.M.B.H.	US\$	<u>1.436.744</u>	<u>598.278</u>
Otros Ingresos			
Halliburton Worldwide G.M.B.H.		988.733	-
Halliburton Energy Services INC		1.643	-
Halliburton Worldwide Resources LLC		73.284	-
Halliburton Latin America S. R. L.		596	-
Sucursal Colombia		2.695	-
Halliburton International Inc Panama		US\$ <u>1.066.951</u>	<u>-</u>
Branch		US\$ <u>1.066.951</u>	<u>-</u>
Egreso Prestacion Otros Servicios			
Halliburton Energy Services INC	US\$	3.056	-
Halliburton International Inc Panama		10.861	-
Branch		US\$ <u>5.829</u>	<u>-</u>
Halliburton Worldwide G. M. B. H.		US\$ <u>19.746</u>	<u>-</u>
Otros Pasivos			
Halliburton Energy Services INC	US\$	91.928	51.680
Halliburton Worldwide Resources LLC		377.216	551.092
Halliburton Latin America S. R. L.		17.167	7.827
Sucursal Ecuador		3.213	189.577
Halliburton International Inc Panama		US\$ <u>489.524</u>	<u>800.176</u>

En el 2018, la Compañía realiza una transferencia a través del sistema financiero local de US\$ 3.378.831 por concepto de pago préstamos recibidos en el 2015 y 2016 a su acreedor Halliburton Latin América S. R. L – Sucursal Ecuador y Halliburton Worldwide GMBH.

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.

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

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.

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 periodo 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

Al 31 de diciembre de 2018 deudores comerciales incluye US\$22,880 (US\$1.424 en 2017), que corresponde a servicios entregados a Halliburton Latin America S.R.L. Sucursal Ecuador. Los saldos con partes relacionadas no devengán ni causan intereses, ni tienen una fecha de vencimiento definida.

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

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

Notas a los Estados Financieros

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

		Cuentas por pagar			Total 31 de diciembre de 2018
		<u>Acreedores comerciales</u>	<u>Préstamos por pagar</u>	<u>31 de diciembre de 2018</u>	
Halliburton Energy Services INC	US\$	445.221		-	445.221
Halliburton Worldwide Resources LLC		739.692		-	739.692
Halliburton Latin America S. R. L. Sucursal Ecuador		240.142.656	16.520.605	256.663.260	
Halliburton International Inc. Panamá Branch		554.659		-	554.659
Halliburton Worldwide G M B H		331.219	12.622.991	12.954.210	
Otras compañías relacionadas		133.589		-	133.589
	US\$	<u>242.347.035</u>	<u>29.143.596</u>	<u>271.490.630</u>	

		Cuentas por pagar			Total 31 de diciembre de 2017
		<u>Acreedores comerciales</u>	<u>Préstamos por pagar</u>	<u>31 de diciembre de 2017</u>	
Halliburton Energy Services INC	US\$	2.788.260		-	2.788.260
Halliburton Worldwide Resources LLC		1.163.995		-	1.163.995
Halliburton Latin America S. R. L. Sucursal Ecuador		257.084.503	19.476.605	276.561.108	
Halliburton International Inc. Panamá Branch		2.063.651		-	2.063.651
Halliburton Worldwide G M B H		1.232.358	13.045.822	14.278.180	
Otras compañías relacionadas		51.415		-	51.415
	US\$	<u>264.384.182</u>	<u>32.522.427</u>	<u>296.906.609</u>	

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 devengen ni causan intereses (a excepción de los préstamos entre compañías relacionadas), ni tienen una fecha de vencimiento definida.

(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:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Sueldos	US\$ <u>240.363</u>	<u>277.254</u>

(Continúa)

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

Notas a los Estados Financieros

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

(18) Arrendamientos Operativos

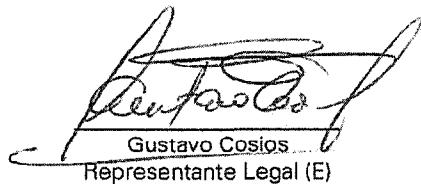
La Compañía ha suscrito un contrato de arrendamiento de oficinas, con vigencia de 5 años desde el 1 de enero de 2017, el gasto por concepto de estos arrendamientos operativos ascendió a US\$177.431 (US\$172.294 en 2017).

Los pagos mínimos futuros son los siguientes:

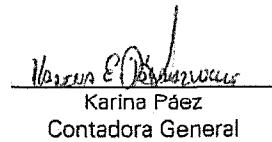
		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Menos de 1 año	US\$	177.431	172.294
Entre 1 y 2 años		<u>177.431</u>	<u>172.294</u>
	US\$	<u><u>354.862</u></u>	<u><u>344.588</u></u>

(19) Eventos Subsecuentes

La Compañía ha evaluado los eventos subsecuentes hasta el 9 de abril de 2019, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados para su emisión, ningún evento significativo ocurrió con posterioridad al 31 de diciembre de 2018, fecha del estado de situación financiera, que requiera revelación o ajuste a los estados financieros de los cuales estas notas son parte integral.



Gustavo Cosios
Representante Legal (E)



Karina Pérez
Contadora General