

1.

INFORMACION GENERAL

La Superintendencia de Compañías mediante Resolución No. 98.1.1.001524 del 24 de junio de 1998 concedió a la Sucursal extranjera Santa Elena Oil & Gas Corp. un permiso para operar en el Ecuador, el cual fue inscrito en el Registro Mercantil el 2 de julio de 1998. La principal actividad de la Sucursal es proveer servicios en yacimientos petroleros y de gas.

El domicilio registrado de la Sucursal es Avenida Amazonas N44-105 y Río Coca, Edificio Eteco-Prometisa, 2do piso, Quito-Ecuador.

La última entidad controladora de Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, es Synergy Group Corp. domiciliada en la Avenida Manuel E. Batista, Torre IBC, Piso 5to, Oficina 505, Panamá City, Panamá.

La Sucursal mantiene una participación del 28% en la Asociación Pacífpetrol S.A. Andipetroleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, (en adelante Asociación) cuyo objeto principal es la prestación de servicios de explotación de hidrocarburos en el campo Gustavo Galindo Velasco, también conocido como Bloque Gustavo Galindo Velasco, según se explica más adelante.

1.1

Contrato entre la Escuela Politécnica del Litoral (ESPOL) y la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador (PETROPRODUCCION)

Con fecha 27 de diciembre de 1994 se suscribió un contrato entre la ESPOL y PETROPRODUCCION, el cual fue modificado el 7 de octubre de 1996 e inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 20 de noviembre de 1997. El objeto de este contrato es la realización de actividades hidrocarbúricas en la Península de Santa Elena, para cuyo objetivo la ESPOL formaría un consorcio con una empresa financiera y petrolera de reconocida competencia que proveerá el capital necesario y los servicios técnicos que la operación requiera, para lograr una mayor producción y eficiencia técnica y económica del área del Contrato. La ESPOL no podrá ceder o traspasar los derechos u obligaciones del contrato. De igual forma determina que la fecha de vigencia de este contrato se extiende desde la fecha de inscripción en el Registro de Hidrocarburos del Contrato entre la ESPOL y la Compañía seleccionada, por un período de 20 años.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 329 del 23 de abril de 1996 el Ministerio de Energía y Minas aprobó la selección realizada por el Comité Especial de Contrataciones de la ESPOL a favor de la empresa Compañía General de Combustible S.A. (Sucursal Ecuador) (en adelante CGC S.A. (Sucursal Ecuador)) para el propósito descrito en el párrafo anterior.

1.2

Contrato del Consorcio

El 6 de mayo de 1996 se suscribió un "Contrato de Consorcio" entre la ESPOL y CGC S.A. (Sucursal Ecuador), como Contratista Operadora, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 31 de mayo de 1996. El objeto del Contrato de Consorcio es la realización de las respectivas actividades de operación para la producción y exploración de hidrocarburos en los campos de la Península de Santa Elena, denominados "Ing. Gustavo Galindo Velasco".

Este contrato establecía un pago por servicios contratados con la Contratista Operadora mediante una fórmula que considera la participación de la contratista en la producción del área del contrato.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

Así mismo, el Contrato de Consorcio establecía que la ESPOL entregará a la Contratista Operadora sin costo alguno los bienes que se encuentran en el área del contrato y que hayan sido seleccionados de común acuerdo entre las partes e incluidos en el inventario de toma del área del contrato. La entrega de los bienes a la Contratista Operadora se efectuará en los mismos términos y bajo el mismo régimen jurídico establecido en el contrato firmado entre la ESPOL y PETROPRODUCCION, el cual menciona que estos bienes deben ser devueltos en iguales condiciones salvo el deterioro causado por su uso normal y a entera satisfacción de PETROPRODUCCION.

1.3 Convenio de Asociación

Con fecha 19 de mayo de 1999 y mediante inscripción en el Registro de Hidrocarburos el 27 de mayo de 1999 se creó y se formalizó legalmente el consorcio llamado ASOCIACION CGC - SMC - PACIFPETROL - ANDIPETROLEOS - SANTA ELENA OIL & GAS, cuyos porcentajes de participación fueron los siguientes:

CGC S.A. (Sucursal Ecuador)	22%
SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	10%
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol	24%
Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos	16%
Santa Elena Oil and Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	28%

1.4 Cesión de derechos

Con fecha 19 de diciembre de 1997, CGC S.A. (Sucursal Ecuador) notificó a la ESPOL la cesión de derechos y obligaciones, a la ASOCIACION CGC - SMC - PACIFPETROL - ANDIPETROLEOS - SANTA ELENA OIL AND GAS, anteriormente aprobada por la ESPOL e inscrita en la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH el 30 de septiembre de 1998.

En agosto de 1999 el Comité Ejecutivo de la Asociación conoció y aprobó los saldos que debían ser transferidos al 1 de julio de 1999 por CGC S.A. (Sucursal Ecuador) a la Asociación para aperturar su contabilidad. En este mismo acto, las compañías integrantes de la Asociación designaron irrevocablemente a CGC S.A. (Sucursal Ecuador) como único operador y representante de la Asociación.

Mediante escritura pública otorgada el 18 de diciembre del 2001 e inscrita en la DNH se celebró el Contrato de Cesión de la totalidad de los derechos y obligaciones de CGC S.A. (Sucursal Ecuador) a favor Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, por lo que las participaciones en la Asociación fueron las siguientes:

Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol	46%
Santa Elena Oil and Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	28%
Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos	16%
SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	10%

En este mismo acto, las compañías integrantes de la Asociación designaban irrevocablemente a Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, como único operador y a la vez como representante legal de la Asociación.

Mediante escritura pública otorgada el 29 de diciembre del 2017 e inscrita el 30 de diciembre de 2017 en el Registro de Hidrocarburos de la Secretaría de Hidrocarburos, se formalizó la cesión del 10% de derechos y obligaciones que SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador) mantenía en la Asociación, a favor de Petróleos del

Pacífico S.A. Pacífpetrol. Con estos antecedentes, la participación de las compañías integrantes de la Asociación queda de la siguiente manera:

Petróleos del Pacífico S.A. Pacífpetrol	56%
Seog Oil & Gas Sociedad Anónima	28%
Petróleos Andinos Andipetróleos S.A.	16%

El 15 de diciembre del 2008, mediante Decreto Ejecutivo 1486, publicado en el Registro Oficial No. 497 del 30 de diciembre del 2008, el Presidente de la República autorizó al Ministerio de Minas y Petróleos y a PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCION, renegociar con la ESPOL el Contrato de Servicios Específicos para la producción de Hidrocarburos en los campos de la Península de Santa Elena. Este decreto establece en la renegociación la intención de que PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCION, asuma la titularidad de la administración y obligaciones del Contrato mencionado en reemplazo de la ESPOL, terminando el Contrato de Servicios Específicos suscrito con dicha Entidad Estatal, de acuerdo a lo que estipula el marco legal vigente. Con fecha 19 de diciembre del 2008, mediante Oficio No. 0438-JSS-MD-2008-0820336 el Ministro de Minas y Petróleos comunicó a PETROECUADOR, que a partir del 23 de diciembre del 2008, PETROPRODUCCION asume la titularidad de la administración y obligaciones de la ESPOL de acuerdo con el contrato suscrito con dicha Entidad, y a su vez realizará los actos administrativos necesarios para que PACIFPETROL continúe con la operación de los campos antes señalados.

Mediante comunicación PAC-UIO-LEG-0203-2015 de fecha 31 de julio del 2017, la compañía Petróleos del Pacífico S.A., en su calidad de operadora de la Asociación Pacífpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas SMC Ecuador Inc. de vender su participación del 10% en la Asociación, y asimismo sobre la intención de Pacífpetrol S.A. de adquirir dicha participación para lo cual se solicitó la debida autorización. Mediante Acuerdo Nro. MH-DM-2015-0036-AM del 16 de diciembre del 2017, el Ministro de Hidrocarburos en ejercicio de su facultad, autorizó a la compañía SMC Ecuador Inc., la transferencia del 10% de los derechos y obligaciones que tiene en el Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, a favor de Petróleos del Pacífico S.A. Pacífpetrol.

1.5 Contrato modificatorio

Con fecha 27 de julio del 2010 se expide en el registro oficial No. 244 la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, mismo que busca modificar los contratos petroleros y categorizarlos en una sola modalidad.

En aplicación a lo dispuesto en la reforma a la Ley de Hidrocarburos mencionada anteriormente, el 22 de enero del 2011, la Asociación Pacífpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos, en representación del Estado Ecuatoriano, el Contrato Modificatorio cambiando la modalidad a Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Gustavo Galindo Velasco. Dicho contrato fue inscrito en el Registro de la Secretaría de Hidrocarburos el 21 de febrero del 2011, con una fecha de vigencia hasta el 27 de mayo del 2017.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

Entre los aspectos más importantes, las partes acuerdan que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción por cada barril neto, producido y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la misma que se actualizó en el año en el 2018 a US\$50.66 (2017: US\$50.22). Esta tarifa considera un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable tomando en consideración el riesgo incurrido por la contratista.

Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.

En el caso que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago de la tarifa para campos en producción y tarifa para campos nuevos o producción incremental fruto de recuperación mejorada, pertinente, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. La diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el ingreso disponible del mismo mes o año fiscal se trasladará al siguiente año, sin intereses y en caso que no se hubiese cubierto durante el respectivo o subsiguiente mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia de este Contrato Modificatorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de este contrato modificatorio, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando el Ministerio automáticamente liberado de esta obligación de pago en ese momento.

Con fecha 14 de mayo del 2014, las Compañías SMC Ecuador Inc., Petróleos del Pacífico S.A. Pacifipetrol, Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima suscribieron con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número uno al Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), mediante el cual se extiende el plazo de vigencia estipulado en la cláusula sexta del contrato modificatorio hasta el 31 de diciembre de 2029 e incorpora un nuevo plan de actividades que sustituye al anterior, manteniéndose de manera inalterada las demás cláusulas del contrato modificatorio suscrito entre las partes el 21 de enero del 2011.

El 29 de diciembre de 2017, la Asociación Pacifipetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima y el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, suscribieron el Contrato Modificatorio número dos al Contrato Modificatorio al Contrato de prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo crudo) en el Campo Gustavo Galindo Velasco en la provincia de Santa Elena, mediante el cual se reforma el plan de actividades a ser ejecutado hasta el año 2029 y se establece la tarifa de US\$49.99 por cada barril de crudo producido y entregado en punto de fiscalización.

1.6 Actividades de la Sucursal durante el 2018 y 2017

Durante el 2018, las actividades realizadas por la Asociación en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron principalmente a la adquisición y/o reemplazo de equipo de subsuelo, trabajos previos a la perforación (adquisición de accesorios para corrida de tubería/casing superficie en perforación, construcción de garitas móviles, servicios de ingeniería para campañas de perforación, rentas de montacargas) del Morrillo 9, Morrillo 15 y Morrillo 17, trabajos de cañoneo selectivo para 8 pozos, overhaul de motores de generación y reemplazo gasoducto Tigre 67.

Durante el 2017, las actividades realizadas por la Asociación en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron principalmente a trabajos de cañoneo selectivo en zonas nuevas para 15 pozos, adquisición y reemplazo de equipo de subsuelo, optimización central de generación y el overhaul del motor de generación.

La producción fiscalizada del año en el Bloque Gustavo Galindo Velasco fue de 403,158 (2017: 403,999) barriles de petróleo crudo y gasolina.

En virtud de que este contrato tiene vigencia hasta el año 2029, la Asociación podrá participar en la búsqueda de nuevas oportunidades de negocio tendientes a afianzar su presencia en la industria hidrocarburrifera ecuatoriana durante los años que restan hasta la finalización del contrato.

1.7 Situación económica del país

Durante el 2018 la situación económica del país ha presentado leves indicios de recuperación, sin embargo, continúa dentro de una crisis derivada principalmente del alto endeudamiento público registrado durante el gobierno anterior. El gobierno del presidente Lenín Moreno tomó varias medidas tendientes a buscar una mejora de la crisis en la cual, en su opinión, está sumida la economía del país como resultado de un excesivo endeudamiento externo, aplicable a partir de enero del 2018, entre cuyos aspectos más relevantes se encuentran: el cese de la facultad del Banco Central para la apertura de cuentas de dinero electrónico dejando a la banca privada con esta facultad, incentivo de exoneración del impuesto a la renta (IR) durante tres años a las nuevas microempresas, que según la Ley, aplicará siempre que generen empleo neto e incorporen valor agregado nacional en su proceso de producción, reducción de 10 puntos del IR por reinversión de utilidades para el sector productivo, turístico y los exportadores habituales, incremento del IR del 22% al 25% para las empresas excepto para micro y pequeñas empresas, y exportadoras, devolución del impuesto a la salida de divisas (ISD) para los exportadores.

A finales de agosto de 2018, el gobierno anunció un nuevo paquete de medidas entre las que se encontraban: el alza en el precio del galón de la gasolina súper que pasará de costar entre US\$ 2.10 y 2.32 por galón a US\$ 2.98, eliminación de 25 instituciones entre ministerios, institutos, agencias y empresas públicas, así como la eliminación de embajadas y secretarías, así como la fusión de otras entidades estatales. Una de las medidas más importantes tomadas por el gobierno, fue la emisión de la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal, publicada el 21 de agosto del 2018, dentro de la cual, entre varios aspectos dirigidos a dinamizar el aparato productivo y atraer mayor inversión al país, se incluyó un capítulo relacionado con la remisión del 100% de intereses, multas y recargos tributarios para aquellas personas naturales y jurídicas que tuvieran impuestos pendientes de pago con varias autoridades del estado.

En cuanto a factores externos, el incremento en los precios del petróleo jugó un papel importante en la economía durante el 2018, año en que el precio del barril de crudo WTI cerró con un precio aproximado de US\$60, en comparación a los US\$52 del año 2017. Este incremento del precio impactó positivamente en las operaciones de las compañías operadoras que tienen suscritos contratos con el estado ecuatoriano, ya que permitió: a) una menor acumulación de la cuenta por cobrar al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos) por concepto de tarifa ó, b) la recuperación parcial de los valores acumulados de años anteriores.

1.8 Precio de barril de crudo

Considerando que el precio del barril de crudo WTI durante el 2018 aún no permite que la tarifa definida en el contrato sea pagada en un 100% a la Asociación por parte del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), se continúa aplicando la cláusula relacionada al pago en función del ingreso disponible. Esta define que en caso de que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago de la tarifa, el saldo faltante se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. Adicionalmente, el contrato establece que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando el Ministerio automáticamente liberado de esta obligación de pago.

Como consecuencia de lo mencionado, durante el año 2018, la Asociación acumuló un monto de US\$1,134,838 de tarifa no cobrada al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos) (2017: US\$4,915,386). Cabe mencionar que sobre dicho saldo la Asociación no renuncia al derecho de recuperación que le asiste, una vez que el precio de mercado se encuentre en niveles suficientes para cubrir dicha acumulación, conforme se estipula también en el referido contrato.

Mientras los niveles de precios del crudo no alcancen un valor suficiente para cubrir al menos el 100% de la tarifa, la Asociación dependerá básicamente de su capacidad de generar flujos de caja positivos y del apoyo de los accionistas que conforman la misma para generar oportunidades de negocio que permitan incrementar la producción de hidrocarburos en el Bloque. Para ello, Asociación presentó una propuesta de perforación de 3 pozos en el Bloque, la cual fue aprobada por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Esta campaña de perforación se llevará a cabo dentro del primer semestre del año 2019.

Para hacer frente a esta coyuntura de precios, la Administración de la Asociación continúa manteniendo las siguientes medidas: reestructuración y optimización de los procesos orientados a incrementar la producción, negociación con principales proveedores para obtener mejores condiciones de precios y plazos de pago, manejo cuidadoso de costos a través de una reformulación del presupuesto, entre otros. La aplicación de estas medidas le ha permitido a la Asociación generar flujos de caja positivos durante el año 2018, manteniendo el normal desarrollo de las operaciones.

En virtud de que este contrato tiene vigencia hasta el año 2029, la Asociación podrá participar en la búsqueda de nuevas oportunidades de negocio tendientes a afianzar su presencia en la industria hidrocarburífera ecuatoriana durante los años que restan hasta la finalización del contrato.

1.9 Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2018, han sido emitidos y aprobados para su emisión por el Gerente General con fecha 22 de abril del 2019.

2. RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de los estados financieros. Estas políticas han sido diseñadas en función a las NIIF vigentes al 31 de diciembre del 2018 y aplicadas de manera uniforme a todos los años que se presentan en estos estados financieros.

2.1 Bases de preparación de Estados Financieros

Los presentes estados financieros de la Sucursal han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) vigentes al 31 de diciembre del 2018, emitidas por el IASB (International Accounting Standard Board), que han sido adoptadas en Ecuador y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales y aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan.

Los estados financieros de la Sucursal se han preparado bajo el criterio del costo histórico. La preparación de los estados financieros conforme a las NIIF requiere el uso de estimaciones contables. También exige a la Administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sucursal. En la Nota 3 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas donde los supuestos y estimaciones son significativos para la elaboración de los estados financieros. Debido a la subjetividad inherente en este proceso contable, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados por la Administración.

2.2 Nuevas normas y modificaciones

(a) *Adoptadas por la Sucursal*

La Sucursal ha aplicado las siguientes normas por primera vez para su período de informe anual que comienza el 1 de enero del 2018:

NIIF 9 “Instrumentos Financieros”

La NIIF 9 reemplaza las disposiciones de la NIC 39 relacionadas con el reconocimiento, clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, baja de instrumentos financieros, deterioro de activos financieros y contabilidad de coberturas.

Las nuevas políticas contables se explican en la Nota 2.6. La Administración evaluó qué modelos de negocio aplicar para los activos financieros en la categoría de costo amortizado. En lo referido a cuentas por cobrar comerciales, considerando la calidad crediticia de sus clientes, la Sucursal obtuvo un impacto irrelevante de la aplicación del concepto de pérdida de crédito esperada.

Debido a las características de los instrumentos financieros que mantiene la Sucursal, no se generaron cambios en la clasificación y medición de los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre del 2017, por lo cual, la clasificación de instrumentos financieros y categorías de medición presentada de acuerdo con la NIC 39 a esa fecha y la presentada bajo NIIF 9 a partir del

1 de enero del 2018 son comparables, lo que nos permite definir que no hay ningún efecto en su aplicación.

NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"

La NIIF 15 reemplaza a la NIC 18 "Ingresos de actividades ordinarias" y a la NIC 11 "Contratos de Construcción" y se aplica a todos los ingresos que surgen de contratos con clientes, a menos que dichos contratos estén dentro del alcance de otras normas. De acuerdo a los nuevos requerimientos de registro contable, se deben identificar, clasificar y devengar separadamente los ingresos de cada una de las obligaciones de ejecución del contrato. Entre otras cuestiones, la norma también desarrolla los criterios contables para la activación de los costos incrementales de obtención de un contrato con un cliente.

Para la transición, se tiene opción de aplicar el método retroactivo integral, con aplicaciones prácticas o el retroactivo modificado, con los cambios reconocidos en resultados acumulados al 1 de enero del 2018, en cuyo caso se requieran revelaciones adicionales. La Sucursal eligió el último método mencionado.

La Sucursal ha revisado la tipología de contratos con clientes (principalmente venta y servicios técnicos sobre equipos especializados de perforación subterránea para el área petrolera) sin que haya identificado en éstos, con carácter general, la existencia de más de una obligación de desempeño, la cual es satisfecha en un momento concreto del tiempo.

Otras normas y modificaciones no tuvieron impacto material en los importes reconocidos en periodos anteriores y no se espera que afecten significativamente los periodos actuales o futuros.

(b) Aún no adoptadas por la Sucursal

A la fecha de emisión de estos estados financieros, se han publicado nuevas normas, enmiendas, mejoras e interpretaciones a las normas existentes que no han entrado en vigencia y que la Sucursal no ha adoptado con anticipación.

Estas son de aplicación obligatoria en la preparación de los estados financieros de la Sucursal a partir de las fechas indicadas a continuación:

Aplicación obligatoria
para ejercicios
iniciados a partir de:

Norma	Tema	
NIC 12	clásificados como capital deben reconocerse de acuerdo con donde se reconocieron las transacciones o eventos pasados que generaron utilidades distribuidas. (Mejoras anuales ciclo 2015-2017)	1 de enero del 2019
NIC 19	Aclarar la contabilidad de las modificaciones, reducciones y liquidaciones del plan de beneficios definidos	1 de enero del 2019
NIC 23	Aclarar que si un préstamo específico permanece pendiente después de que el activo calificado correspondiente esté listo para su uso o venta prevista, se convierte en parte de los préstamos generales. (Mejoras anuales ciclo 2015-2017)	1 de enero del 2019
NIC 28	Aclaración sobre el registro a largo plazo de una inversión que no está aplicando el valor patrimonial proporcional	1 de enero del 2019
NIIIF 3	Aclarar que obtener control de una empresa que es una operación conjunta es una adquisición por etapas (Mejoras anuales ciclo 2015-2017)	1 de enero del 2019
NIIIF 9	Emienda relacionada con las compensaciones negativas de ciertas condiciones de pagos adelantados	1 de enero del 2019
NIIIF 11	Aclarar que sobre la parte que obtiene el control conjunto de una empresa que constituye una operación conjunta no debe volver a medir su participación previamente mantenida en la operación conjunta. (Mejoras anuales ciclo 2015-2017)	1 de enero del 2019
NIIIF 16	Publicación de la norma "Arrendamientos" esta norma reemplazará a la NIC 17. Bajo la NIIIF 16 practicamente en todos los contratos de arrendamientos deberán reconocer un "activo por derecho de uso" y un "pasivo por arrendamiento"	1 de enero del 2019
CINIIIF 23	Interpretación que clarifica el reconocimiento y medición de las incertidumbres sobre ciertos tratamientos de impuesto a la renta y el uso de la NIC 12 y no la NIC 37 para su contabilización	1 de enero del 2019
NIC 1 y NIC 8	Modificaciones para aclarar el concepto de materialidad y alinearlo con otras modificaciones	1 de enero del 2020
NIIIF 3	Aclaración sobre la definición de negocio	1 de enero del 2020
NIIIF 17	Norma que reemplazará a la NIIIF 4 "Contratos de Seguros"	1 de enero del 2021

En relación con la NIIIF 16 "Arrendamientos", la Administración informa que su aplicación por primera vez tendrá un impacto de aproximadamente US\$334,040, el cual se origina principalmente por el contrato de arrendamiento de oficinas, alquiler de vehículos livianos y pesados, y servicios y alquiler de bombas electrosomergibles y mecánicas.

La adopción obligatoria de esta norma es el 1 de enero del 2019, y la Sucursal se acogerá a la opción de implementación desde ese año adoptando el método retrospectivo simplificado y reconocimiento los impactos en el rubro "Resultados acumulados", es decir no reestablecer la información financiera comparativa, sino únicamente valorar el efecto considerando los periodos pendientes hasta la culminación de los contratos de arrendamiento.

Excepto por lo mencionado anteriormente, la Sucursal estima que la adopción de las nuevas normas, enmiendas a las NIIIF y las nuevas interpretaciones antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio de su aplicación inicial.

2.3 Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas en los estados financieros de la Sucursal se expresan en la moneda del ambiente económico primario donde opera la entidad (moneda funcional). Los estados financieros de la

Sucursal se expresan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional y la moneda de presentación.

(b) *Transacciones y saldos*

Las transacciones en moneda extranjera, si existieran, se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones, se reconocen en el estado de resultados, excepto cuando son diferidos en el patrimonio en transacciones que califican como cobertura de flujos de efectivo.

2.4 **Efectivo y equivalentes de efectivo**

Incluye el efectivo disponible y depósitos a la vista en bancos, activos realizables en menos de 90 días y Títulos del Banco Central. Los sobregiros bancarios contratados, en caso de existir, son presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.

2.5 **Participación en activos netos y resultados de la operación conjunta**

La participación de la Sucursal en los activos netos y resultados de la operación conjunta de la Asociación Pacifipetrol S.A. Andipetrol S.A. es contabilizada de acuerdo a la participación proporcional. Esta participación en los ingresos, costos y gastos, activos y pasivos derivados de la operación conjunta de dicha Asociación, son combinados línea por línea en los estados financieros de la Sucursal.

2.6 **Activos financieros**

Clasificación -

Desde el 1 de enero de 2018, la Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- Valor razonable con cambios en resultados
- Valor razonable con cambios en otro resultado integral; o
- Costo amortizado

La clasificación de un activo financiero depende del propósito para el cual se adquirió. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial y tomando en consideración el modelo de negocio utilizado para la administración de estos instrumentos, así como los términos contractuales de flujo de efectivo.

Medición -

Al momento del reconocimiento inicial, los activos financieros se miden a su valor razonable, sin embargo, en el caso de un activo financiero que no sea a valor razonable a través de resultados (VR- resultados), se reconocen los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros a valor razonable a través de resultados se registran en resultados del ejercicio.

Instrumentos de deuda -

Los instrumentos de deuda son aquellos instrumentos que cumplen con la definición de un pasivo financiero desde la perspectiva del emisor, tales como préstamos o bonos gubernamentales y corporativos.

La medición subsecuente de los instrumentos de deuda depende del modelo de negocios de la compañía a administrar el activo y las características de flujo de efectivo del activo. Hay tres categorías de medición de acuerdo a las cuales la compañía clasifica sus instrumentos de deuda:

a. Costo amortizado: Los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales cuando dichos flujos de efectivo representan únicamente pagos de principal e intereses se miden a costo amortizado. Los ingresos recibidos de estos activos financieros se incluyen en los ingresos financieros utilizando el método de tasa de interés efectiva. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas, se reconoce directamente en resultados y se presenta en otras ganancias/(pérdidas) junto con las ganancias y pérdidas cambiantes. Las pérdidas por deterioro se presentan como una partida separada en el estado de resultados.

b. Valor razonable con cambios en otro resultado integral: Los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para la venta de los activos financieros, cuando los flujos de efectivo de los activos representan únicamente pagos de principal e intereses, se miden a valor razonable a través de otros resultados integrales (VR-ORI). Los movimientos en el valor en libros se reconocen a través de ORI, excepto por el reconocimiento de las ganancias o pérdidas por deterioro, los ingresos por intereses y las ganancias y pérdidas por tipo de cambio que se reconocen en resultados. Cuando se produce la baja del activo financiero, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en ORI se reclasifica del capital a resultados y se reconocen en otras ganancias/(pérdidas). Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en ingresos financieros utilizando el método de tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas cambiantes se presentan en otras ganancias/(pérdidas) y los gastos por deterioro se presentan como una partida separada en el estado de resultados.

c. Valor razonable con cambios en resultados: Los activos que no cumplen con los criterios de costo amortizado o VR-ORI se miden a valor razonable a través de resultados. Una ganancia o pérdida en un instrumento de deuda que subsecuentemente se mide a su valor razonable a través de resultados se reconoce en resultados y se presenta en términos netos en otras ganancias/(pérdidas) en el periodo en el que surgen.

Al 31 de diciembre del 2018 y 2017 la Compañía sólo mantiene activos financieros clasificados en la categoría de activos financieros medidos al costo amortizado. Los activos financieros a costo amortizado son activos financieros no derivados que dan derecho a pagos fijos o determinables y que no cotizan en un mercado activo, estos activos financieros se mantienen con la finalidad de cobrar sus flujos contractuales. Se incluyen en el activo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses contados desde la fecha del estado de situación financiera. Estos últimos se clasifican como activos no corrientes.

La Compañía presenta las siguientes cuentas dentro de la categoría de activos financieros medidos a costo amortizado:

- (i) Clientes y otras cuentas por cobrar: Incluye principalmente montos adeudados por entidades gubernamentales por la prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y su período de crédito sobre la prestación de servicios es de hasta 60 días.
- (iii) Cuentas por cobrar a partes relacionadas: Corresponden a los montos adeudados por entidades relacionadas por servicios prestados en el curso normal de los negocios y préstamos entregados a dichas entidades. Se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado y los intereses se reconocen mensualmente con cargo a resultados, de aplicar.
- (iiii) Inversiones medidas al costo amortizado: Corresponden a inversiones en entidades bancarias a plazo fijo, posterior a su reconocimiento inicial se miden a costo amortizado.
- Los activos financieros a costo amortizado representan únicamente los pagos de principal e intereses, se reconocen inicialmente a su valor razonable y, posteriormente se miden a su costo amortizado por el método de interés efectivo menos la estimación por deterioro (Nota 2.6.1).

2.6.1 Deterioro de activos financieros

La Asociación establece una provisión para pérdidas por deterioro de sus cuentas por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la misma no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta a cobrar se ha deteriorado.

2.6.2 Baja de activos financieros

Un activo financiero se elimina cuando expiran los derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o si la Asociación transfiriere el activo a un tercero sin retener sustancialmente los riesgos y beneficios del activo.

2.7 Pasivos financieros

Clasificación, reconocimiento y medición –

De acuerdo con lo que prescribe la NIIF 9, "Instrumentos Financieros" los pasivos financieros se clasifican, según corresponda, como: (i) pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas, (ii) pasivos financieros al costo amortizado. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, la Compañía sólo mantiene pasivos financieros clasificados en la categoría de pasivos financieros al costo amortizado. Los pasivos financieros comprenden:

- (i) Proveedores y otras cuentas por pagar: Son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios. Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y son pagaderas hasta 30 días. En caso de que sus plazos pactados de pago sean mayores a 12 meses, se presentan como pasivos

no corrientes y generan intereses, que se reconocen en el estado de resultados integrales bajo el rubro de gastos por intereses.

- (iii) Cuentas por pagar a partes relacionadas: Corresponden a obligaciones de pago principalmente por servicios recibidos en el curso normal de los negocios que son exigibles por parte del acreedor en el corto plazo; y dividendos por pagar a los socios a ser devueltos de acuerdo a la disponibilidad de flujo o en el momento que sea solicitado por ellos. Las cuentas por pagar a entidades relacionadas no devengan intereses y se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado.
- (iiii) Obligaciones Financieras: Corresponden a créditos con entidades bancarias medidas a su valor razonable; posterior a su reconocimiento inicial se miden a costo amortizado.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado. El costo amortizado incorpora los costos directamente atribuibles a la transacción.

2.7.1 Baja de pasivos financieros

Un pasivo es eliminado cuando las obligaciones de la Sucursal especificadas en el contrato se han liquidado.

2.8 Inventarios

Los inventarios de repuestos, materiales y otros se valoran a su costo o su valor neto de realización, el que resulte menor. El costo se determina por el método promedio ponderado para la imputación de las salidas de dichos inventarios.

Las importaciones en tránsito se presentan al costo de las facturas más otros cargos relacionados con la importación. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización.

El volumen de petróleo crudo incluido en los inventarios está valorizado al costo de operación (valor de realización) del último mes de producción.

2.9 Propiedad, planta y equipo

La Sucursal clasifica a la propiedad, planta y equipo en las siguientes categorías: "Inversiones de exploración y producción", "Obras en curso", "Retiro de bienes" y "Activos fijos". La Administración determina la clasificación mencionada a la fecha de su reconocimiento inicial y depende su asignación de la función para la cual se la adquirió, considerando que de estos costos sea probable la obtención de beneficios económicos futuros derivados del mismo y el costo de los elementos pueden medirse con fiabilidad.

Las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF no establecen criterios específicos para las actividades de desarrollo y producción de hidrocarburos. En relación a la etapa de exploración y evaluación, la Norma Internacional de Información Financiera - NIIF 6 "Exploración y evaluación de recursos minerales", establece que la fecha de vigencia para su aplicación es a partir de los periodos anuales que comiencen el 1 de enero del 2006, se aconseja su aplicación anticipada.

Las principales características por categoría, se describen a continuación:

2.9.1 Inversiones de exploración adicional y producción y obras en curso

Las inversiones de exploración adicional y producción se muestran al costo histórico de adquisición, menos la correspondiente amortización acumulada.

Los costos originados de las actividades de producción de hidrocarburos, necesarios para la explotación de reservas comerciales, se capitalizan y se presentan en el rubro de propiedad, planta y equipos y corresponden principalmente a los costos incurridos en la perforación, completación y recompletación de pozos productivos y el desarrollo de facilidades de producción, menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro en el valor, en caso de producirse.

La Sucursal capitaliza como parte de las inversiones de producción todos aquellos desembolsos que generarán un beneficio futuro y cuya medición se realiza a través del incremento de reservas que producen dichas inversiones.

Los gastos de geología y geofísica (costos de exploración y evaluación) se capitalizan hasta que los resultados de la evaluación de dichos desembolsos determinan la existencia de reservas comercialmente explotables y son sometidos a pruebas de deterioro en la medida en que se encuentran capitalizados como parte de las inversiones, caso contrario, son cargados a resultados en el año en que se concluye que los mismos no arrojaron resultados satisfactorios.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- (i) Los costos correspondientes a la producción de reservas probadas desarrolladas se amortizan con cargo a los resultados integrales del año mediante una tasa basada en unidades de producción a partir del mes siguiente en el cual se concluyen. Para propósitos del cálculo de la amortización, la Sucursal utilizó el volumen de reservas probadas desarrolladas al inicio de cada año certificadas por un profesional independiente.

- (iii) Las obras en curso se amortizan únicamente cuando se han concluido y entran en operación.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

2.9.2 Retiro de bienes

Los costos relacionados con el retiro de bienes se originan de la mejor estimación de la Administración, respecto de los costos a valor presente a ser incurridos para restaurar a la finalización del contrato, las condiciones operativas y/o ambientales que puedan haberse ocasionado en el Bloque durante el desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos. Esta estimación es revisada periódicamente y se amortiza por unidades de producción siguiendo los lineamientos establecidos para el rubro inversiones de exploración adicional y producción. Ver también Nota 2.10.

2.9.3

Activos fijos

Los activos fijos son registrados al costo histórico, menos depreciaciones acumuladas y pérdidas por deterioro, en caso de producirse. El costo incluye los desembolsos directamente atribuibles a la adquisición o construcción del activo. Los desembolsos económicos futuros asociados a la inversión fluyan capitalizados cuando es probable que beneficios económicos futuros asociados a la inversión fluyan hacia la Sucursal y los costos pueden ser medidos razonablemente. Los otros desembolsos posteriores que corresponden a reparaciones o mantenimiento son registrados en resultados cuando son incurridos. La depreciación de los activos fijos es calculada linealmente basada en la vida útil estimada de los bienes, o de componentes significativos identificables que posean vidas útiles diferenciadas, y no considera valores residuales, debido a que la Administración de la Sucursal estima que el valor de realización de su activo fijo, instalación o mejora al término de su vida útil será irrelevante. Las estimaciones de vidas útiles y valores residuales son revisadas y ajustadas si es necesario, a cada fecha de cierre de los estados financieros. La depreciación de los activos se registra con cargo a las operaciones del año.

Las vidas útiles estimadas de los activos fijos son las siguientes:

Tipo de bienes	
Instalaciones y mejoras a locales arrendados	2 - 3
Equipo de comunicación	10
Maquinaria y herramientas	10
Muebles y enseres	10
Vehículos	5
Equipos de computación	3
Instalaciones	10

La vida útil y el método de depreciación son revisados y ajustados si fuera necesario a la fecha de cada estado de situación financiera para asegurar que el método y el período de la depreciación sean consistentes con el de beneficio económico de las partidas de activo fijo. Un componente o cualquier parte significativa de los mismos reconocida inicialmente, se da de baja al momento de su venta o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros por su uso o venta. Cualquier ganancia o pérdida resultante al momento la baja del activo (calculada como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo) se incluye en el estado de resultados integrales cuando se da de baja el activo.

2.9.4

Deterioro de activos no financieros (propiedad, planta y equipo)

Los activos sujetos a amortización y depreciación se someten a pruebas anuales de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta relacionados y su valor en uso.

A efecto de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Para el caso de las inversiones de exploración adicional y producción presentadas en los estados financieros adjuntos, la evaluación de deterioro, se efectúa considerando como una sola unidad generadora de efectivo al Bloque Gustavo Galindo Velasco.

La determinación del flujo de fondos descontado involucra un conjunto de estimaciones y supuestos sensibles, tales como la evolución de las reservas de crudo, niveles de producción de hidrocarburos, tarifa por barril de crudo producido fijada en el contrato suscrito con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), pronósticos de precios futuros del crudo Oriente, inflación, costos y demás egresos de fondos, en función de la mejor estimación de los mismos que la Asociación prevé hacia el futuro en relación con sus operaciones, considerando la tarifa y los volúmenes de reservas y niveles de producción antes mencionados.

Durante el presente ejercicio no se han computado resultados por deterioro de activos como consecuencia de los análisis de recuperabilidad.

2.9.5 Obligación por retiro de bienes

A la terminación del contrato mencionado en la Nota 1, la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, deberá realizar ciertas actividades necesarias para restaurar las condiciones del área de explotación a las existentes al inicio de la operación. Para este fin se contabiliza el valor presente del costo estimado de esta actividad mediante la constitución de una provisión denominada "Obligación por retiro de bienes" con contrapartida a la cuenta de propiedad, planta y equipos. Este pasivo se actualiza con cargo a los resultados integrales, en función de una tasa de interés activa referencial corporativa del Banco Central del Ecuador del 8.81% (2017: 7.75%).

Con base en los cambios tecnológicos y las variaciones en los costos de recuperación necesarios para proteger el medioambiente, la Asociación ha considerado conveniente reevaluar periódicamente los costos futuros de la obligación por retiro de bienes.

2.10 Impuesto a la renta corriente y diferido

El gasto por impuesto a la renta del año comprende el impuesto a la renta corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio. En este caso el impuesto también se reconoce en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio.

2.10.1 Impuesto a la renta corriente

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula mediante la tasa de impuesto aplicable a las utilidades gravables y se carga a los resultados del año en que se devenga con base en el impuesto por pagar exigible. Las normas tributarias vigentes establecen una tasa de impuesto mixto, de acuerdo a la composición societaria de cada Compañía y su domiciliación específicamente, para los regímenes fiscales preferentes se considera el 28% y para regímenes domiciliados en Ecuador se aplicará el 25%, y en el caso de que la

participación societaria sea igual o menor al 50% se aplicará la tarifa del 28% porcentualmente de las utilidades gravables. Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, aplicó el 28% después del análisis realizado.

A partir del ejercicio fiscal 2010 entró en vigor la norma que exige el pago de un "anticipo mínimo de impuesto a la renta", cuyo valor es calculado en función de las cifras reportadas el año anterior sobre el 0.2% del patrimonio, 0.2% de los costos y gastos deducibles, 0.4% de los ingresos gravables y 0.4% de los activos.

La referida norma estableció que en caso de que el impuesto a la renta causado sea menor que el monto del anticipo mínimo, este último se convertirá en impuesto a la renta definitivo, a menos que el contribuyente solicite al Servicio de Rentas Internas su devolución, lo cual podría ser aplicable, de acuerdo con la norma que rige la devolución de este anticipo.

2.10.2 Impuesto a la renta diferido

El impuesto a la renta diferido se provisiona en su totalidad, por el método del pasivo, sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases tributarias de activos y pasivos y sus respectivos valores mostrados en los estados financieros. El impuesto a la renta diferido se determina usando tasas tributarias que han sido promulgadas a la fecha del estado de situación financiera y que se espera serán aplicables cuando el impuesto a la renta diferido activo se realice o el impuesto a la renta pasivo se pague.

Los impuestos a la renta diferidos activos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales.

Los saldos de impuestos a la renta diferidos activos y pasivos se compensan cuando exista el derecho legal exigible a compensar impuestos activos corrientes con impuestos pasivos corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

2.11 Beneficios a los empleados

La Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, es la entidad que mantiene la relación laboral con los empleados que prestan sus servicios para el cumplimiento del contrato de prestación de servicios mencionado en la Nota 1.

2.11.1 Beneficios de corto plazo

Se registran en el rubro de beneficios empleados del estado de situación financiera y corresponden principalmente a:

(i)

Participación de los trabajadores en las utilidades: La participación de los trabajadores en las utilidades se calcula a la tasa del 15% de las utilidades gravables de acuerdo con disposiciones legales. El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244, la cual, entre otros asuntos, establece que los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburiñera recibirán el 3% de las utilidades y el restante 12% será pagado al Estado Ecuatoriano como contribución, y registrado como impuestos por pagar en el estado de situación financiera.

- (iii) Vacaciones: Se registra el costo correspondiente a las vacaciones del personal sobre base devengada.
- (iiii) Décimo tercer y cuarto sueldos y fondos de reserva: Se provisionan y pagan de acuerdo a la legislación vigente en el Ecuador.

2.11.2 Beneficios de largo plazo

Obligaciones por beneficios definidos: Los costos de las provisiones incluyen indemnización por terminación contractual y jubilación patronal, definidos por la ley laboral ecuatoriana, y en los casos determinación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, el empleador bonificará al trabajador con el veinticinco por ciento del equivalente a la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicios prestados a la misma compañía o empleador, este beneficio se denomina desahucio.

Se determinan anualmente con base en estudios actuariales practicados por un profesional independiente y se provisionan con cargo a los resultados integrales del año aplicando el método de Costeo de Crédito Unitario Proyectado y representan el valor presente de las obligaciones a la fecha del estado de situación financiera, el cual es obtenido descontando los flujos de salida de efectivo a la tasa del 4.43% (2017: 4.10%) anual, la cual fue determinada aplicando la tasa de bonos corporativos de alta calidad, denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones mantenidas con los empleados hasta su vencimiento.

Debido al cambio en la fecha de vigencia de las operaciones de la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, la provisión mantenida por jubilación patronal hasta el año 2009 fue reemplazada por la provisión laboral por terminación contractual, considerando a todos los trabajadores que al año 2017 generarían un pasivo para la entidad. No obstante, en el año 2013 con la suscripción del Contrato Modificatorio número uno al Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), mediante el cual se extiende el plazo de vigencia estipulado en la cláusula sexta del contrato modificatorio hasta el 31 de diciembre de 2029, la Asociación restableció la provisión para jubilación patronal y ajustó la provisión laboral por terminación contractual.

Las hipótesis actuariales incluyen variables como son, en adición a la tasa de descuento, tasa de mortalidad, edad, sexo, años de servicios, remuneraciones, incrementos futuros de remuneraciones, tasa de rotación, entre otras.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes basados en la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan en el patrimonio como otros resultados integrales en el periodo en el que surgen.

Las provisiones por desahucio y despido intempestivo se registraron a valor nominal, denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones mantenidas con los empleados hasta su vencimiento.

2.12 Provisiones corrientes

En adición a lo que se describe en la Nota 2.11 la Sucursal registra provisiones cuando: (i) tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de eventos pasados, (ii) es probable vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación y, (iii) el monto se ha estimado de forma fiable. Los montos reconocidos como provisión son la mejor estimación de la Administración, a la fecha de cierre de los Estados Financieros, de los desembolsos necesarios para liquidar la obligación.

2.13 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por la prestación de servicios de la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, se reconocen sobre la base de una tarifa fija por cada barril neto producido y entregado en el centro de fiscalización. Esta tarifa es actualizada en forma anual, con base en la fórmula establecida en el Anexo L (Metodología para cálculo de la tarifa para campos nuevos o por producción incremental) del contrato modificatorio.

Los ingresos son reconocidos en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28% puedan ser medidos con fiabilidad y se transfiera la producción en el punto de entrega y fiscalización, y en consecuencia se transfieren los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de esos barriles y no mantiene el derecho a disponer de ellos, ni a mantener un control sobre los mismos.

2.14 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos se deduce del patrimonio y se reconocen como pasivos corrientes en los estados financieros en el periodo en el que los dividendos se aprueban por parte de los accionistas de la Sucursal.

3 ESTIMACIONES Y CRITERIOS CONTABLES SIGNIFICATIVOS

La preparación de estados financieros requiere que la Administración realice estimaciones y utilice supuestos que afectan los montos incluidos en estos estados financieros y sus notas explicativas. Las estimaciones realizadas y supuestos utilizados por la Sucursal se encuentran basadas en la experiencia histórica, cambios en la industria e información suministrada por fuentes externas calificadas. Sin embargo, los resultados finales podrían diferir de las estimaciones bajo ciertas condiciones. Las estimaciones y políticas contables significativas son definidas como aquellas que son importantes para reflejar correctamente la situación financiera y los resultados de la Sucursal y/o las que requieren un alto grado de juicio por parte de la Administración.

Las principales estimaciones y aplicaciones del criterio profesional se encuentran relacionadas con los siguientes conceptos:

- **Activos fijos:** La determinación de las vidas útiles que se evalúan al cierre de cada año. (Nota 2.9).

- **Reservas de crudo:** Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios efectuados por profesionales independientes. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y métodos de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de activos de exploración y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.
- **Obligación por retiro de bienes:** La Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, evalúa los costos por retiro de bienes al menos una vez al año, y representa la mejor estimación del valor presente de los costos de retiro de bienes. Los costos definitivos por retiro son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a varios factores. En consecuencia, podrían existir ajustes a las provisiones establecidas las cuales podrían afectar los resultados financieros futuros. (Nota 2.10).
- **Obligaciones por beneficios definidos:** Las hipótesis empleadas en los cálculos actuariales de jubilación patronal, desahucio e indemnización por terminación de contrato, para lo cual utiliza estudios actuariales practicados por profesionales independientes. (Nota 2.11).
- La administración para el año 2018 incluye la provisión por desahucio y despido intempestivo a su valor nominal, en función de la fecha definida de terminación del contrato de prestación de servicios.
- **Impuesto a la renta diferido:** La Sucursal ha realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que todas las diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro. A una tasa del 28% (2017: 25%). (Nota 2.10).

4 ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Factores de riesgo financiero

La Sucursal opera en la industria de hidrocarburos. Sus actividades están expuestas a una variedad de riesgos financieros principalmente relacionados con riesgos de mercado, la concentración del riesgo crediticio, el riesgo de liquidez y el riesgo de capital. El programa de administración de riesgos de la Sucursal se centra en lo impredecible de los mercados financieros y trata de minimizar los potenciales efectos adversos en su desempeño financiero.

(a) Riesgos de mercado

Riesgo de mercado es la posibilidad de que las fluctuaciones en los tipos de cambio, tasas de interés o precios de mercado del crudo, puedan afectar negativamente el valor de los activos financieros de la Asociación, pasivos o flujos de efectivo esperados. La Administración sigue una serie de guías y procedimientos basados en la centralización del manejo de las funciones de tesorería.

Riesgo de cambio: Debido a sus operaciones, la Asociación no está expuesta al riesgo de cambio resultante de la exposición de varias monedas ya que las transacciones en su mayoría son en la moneda funcional.

Riesgo de tasas de interés: El riesgo de tasa de interés para la Asociación surge de su endeudamiento. El endeudamiento a tasas variables expone a la Asociación al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Asociación al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. La política de la Asociación es mantener el 100% de su endeudamiento en instrumentos que devenguen tasas fijas.

Con respecto a las inversiones registradas en el rubro efectivo y equivalentes de efectivo, la Administración coloca sus excedentes de efectivo en instituciones de reconocida solvencia, que ofrecen mejores rendimientos tomando en consideración su calificación de riesgo. El objetivo de la Administración es tratar de mantener constante el valor de estos excedentes hasta el momento en que sean requeridos de acuerdo a su negocio y operaciones.

(b) Concentración del riesgo crediticio

Los activos financieros de la Asociación potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo crediticio consisten principalmente en depósitos en entidades financieras y créditos por ventas. Respecto a los depósitos en entidades financieras, la Asociación reduce su exposición a concentraciones significativas de riesgo crediticio manteniendo sus depósitos y colocando sus inversiones en efectivo en diferentes entidades financieras de primera línea.

La Asociación mantiene su efectivo y equivalente de efectivo en instituciones financieras con las siguientes calificaciones:

Entidad Financiera	Calificación
Banco Pichincha C.A.	AAA-
Citibank N.A. (Sucursal Ecuador)	AAA
Citibank N.A. New York	AAA
Banco de Guayaquil S.A.	AAA-

El riesgo relacionado a crédito se disminuye pues el único cliente para la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), con quien mantiene una política de crédito establecida contractualmente de hasta 60 días, misma que ha sido cumplida sin demoras.

El contrato modificador a contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Ancón adicionalmente estipula que si el ingreso disponible del contrato no es suficiente para cubrir el pago de la tarifa para campos en producción, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente, sin intereses hasta que sea cancelado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos). Con la terminación del contrato si existieran montos acumulados resultado a favor de la Asociación, en la cual la Sucursal participa en los 28%, aún no cancelados, el Ministerio quedará liberado de obligación y las diferencias no serán pagadas a la Asociación según lo estipulado en el contrato.

Debido a la caída de los precios del petróleo, el cobro de la tarifa por servicios se realizó en forma parcial, lo que generó la acumulación del pago de la misma por un monto de US\$1,134,838 (2017: US\$4,915,386), conforme a lo estipulado en la cláusula 15.6 del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Gustavo Galindo Velasco. Por este motivo, al 31 de diciembre del 2018, la Asociación dejó registrado como ingreso del periodo, el monto efectivamente cobrado al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos).

(c) *Riesgo de liquidez*

La estrategia financiera de la Asociación busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones en caso de requerirlo. Durante los periodos presentados, la Asociación ha contado con flujos de fondos derivados exclusivamente de sus operaciones.

La Asociación tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo, con vencimiento de no más de tres meses desde la fecha de compra.

El cuadro a continuación analiza los pasivos financieros no derivados de la Sucursal. Los montos revelados en el cuadro son los flujos de efectivo no descontados:

		Al 31 de diciembre del 2018	
		Obligaciones financieras	Proveedores y otras cuentas por pagar
		Cuentas por pagar a partes relacionadas	
Entre 2 y 5 años	Menos de 1 año	283,866	599,433
		1,141,467	-
		Al 31 de diciembre del 2017	Proveedores y otras cuentas por pagar
		Cuentas por pagar a partes relacionadas	
Entre 2 y 5 años	Menos de 1 año	335,573	600,279
		-	-

(d) *Riesgo de capital*

Los objetivos de la Asociación al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de la misma de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus socios, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018
(Expresado en dólares estadounidenses)

5 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

5.1 Categorías de instrumentos financieros

A continuación se presentan los valores en libros de cada categoría de instrumentos financieros al cierre de cada ejercicio:

	Al 31 de diciembre del 2018		Al 31 de diciembre del 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Activos financieros medidos al costo				
Efectivo y equivalentes de efectivo	971,906	-	1,340,593	-
Cuentas y otras cuentas por cobrar	621,772	-	631,990	-
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	2,148,787	-	821,613	-
Inversiones medidas al costo amortizado	-	1,180,329	-	-
Total activos financieros	3,742,465	1,180,329	2,794,196	-
Pasivos financieros medidos al costo amortizado				
Obligaciones financieras	283,866	1,141,467	-	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	599,433	-	335,573	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	539,795	-	600,279	-
Total pasivos financieros	1,423,094	1,141,467	935,852	-

5.2 Valor razonable de instrumentos financieros

El valor en libros de los instrumentos financieros corresponde o se aproxima a su valor razonable.

6 INGRESO POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios firmados con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos). Un resumen es como sigue:

	2018	2017
Ingresos por servicios	5,236,319	5,173,424
Ventas por Facturar	565,981	507,452
Acumulación Tarifa (1)	(317,755)	(1,376,308)
	5,484,545	4,304,568

(1) Corresponde a la acumulación de la tarifa no cobrada al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, monto que será recuperado una vez que el precio del barril de petróleo se encuentre en niveles suficientes para cubrir dicha acumulación.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES

Los costos y gastos operacionales agrupados de acuerdo a su naturaleza son los siguientes:

2018	Costos de operación	Gastos administrativos	Total
Costos laborales	1,323,598	265,860	1,589,458
Suministros y materiales de la operación	410,505	-	410,505
Amortizaciones y depreciaciones	783,511	-	783,511
Renta y arrendamientos	243,476	69,072	312,548
Otros costos	326,490	-	326,490
Mantenimiento	164,140	37,865	202,005
Medio ambiente	69,741	-	69,741
Seguros	62,554	-	62,554
Impuestos no recuperables	45,125	156,372	201,497
Representación legal	-	84,000	84,000
Servicios técnicos de redes e IT	-	130,973	130,973
Otros gastos	9,995	87,864	97,859
3,439,135	832,006	4,271,141	
2017	Costos de operación	Gastos administrativos	Total
Costos laborales	1,340,676	303,578	1,644,254
Suministros y materiales de la operación	288,697	-	288,697
Amortizaciones y depreciaciones	728,167	-	728,167
Renta y arrendamientos	272,198	67,872	340,070
Otros costos	370,887	-	370,887
Mantenimiento	51,445	42,831	94,276
Medio ambiente	73,468	-	73,468
Seguros	62,967	-	62,967
Impuestos no recuperables	40,321	160,262	200,583
Representación legal	-	84,000	84,000
Servicios técnicos de redes e IT	-	117,854	117,854
Otros gastos	8,450	90,835	99,285
3,237,276	867,232	4,104,508	

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

8 EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen del efectivo y equivalentes del efectivo es como sigue:

	2018	2017
Efectivo en caja	448	1,008
Bancos	971,458	838,173
Otros (1)	-	501,412
	<u>971,906</u>	<u>1,340,593</u>

(1) Corresponde al pago que realizó el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos) por los valores del 50% de retención en la fuente del IVA del período comprendido de mayo 2017 a junio 2018 por un monto de US\$521,436, mediante Título del Banco Central (TBC). Del monto en mención se destinaron US\$20,024 para el pago de impuestos de noviembre 2017 y US\$137,476 se destinaron para el pago de impuestos mensuales el 2018 y US\$363,937 se los vendió en el año 2018.

9 CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	2018	2017
Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (1)	<u>621,772</u>	<u>631,990</u>

(1) El saldo presentado incluye: i) Retenciones en la fuente de Impuesto al Valor Agregado - IVA desde diciembre 2017 a octubre 2018 no pagados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos) por un monto de US\$100,696 (2017: US\$534,020), (iii) Valores por acumulación de tarifa que corresponden a años anteriores por un monto de US\$192,092 revelados en el año 2017 y (iiii) Valores pendientes de recuperar por la prestación de servicios de los meses de noviembre y diciembre al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables por un monto US\$521,076 (2017: US\$1,037,045), los cuales a la fecha de preparación de estos estados financieros han sido cedidos a HRFS Financial Services SA, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 17.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

10 IMPUESTOS POR RECUPERAR

Un resumen de impuestos por recuperar es como sigue:

	2018	2017
Crédito Tributario de Impuesto a la Renta (1)	508,932	845,666
Crédito Tributario de Impuesto al Valor Agregado IVA (2)	999,129	801,189
	<u>1,508,061</u>	<u>1,646,855</u>

(1) Incluye: (i) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta de años anteriores por US\$222,943 (2017: US\$622,723) y (ii) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta año corriente por US\$285,989 (2017: US\$222,943).

(2) Incluye: (i) Retenciones de impuesto al valor agregado por US\$936,098 (2017: US\$722,543) y (ii) Crédito tributario por impuesto al Valor Agregado por US\$63,031 (2017: US\$78,646).

11 INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	2018	2017
Petróleo crudo (1)	42,947	56,184
Repuestos, materiales y otros	1,370,850	779,900
	<u>1,413,797</u>	<u>836,084</u>
Provisión por deterioro de inventarios (2)	(69,296)	(69,296)
	<u>1,344,501</u>	<u>766,788</u>

(1) Corresponde a petróleo crudo en tanques de almacenaje, líneas de flujo y oleoductos secundarios.

(2) El movimiento de la provisión de obsolescencia de inventarios, es el siguiente:

	2018	2017
Saldo al 1 enero	69,296	16,002
Incrementos (gastos del año)	-	53,294
Saldo al 31 de diciembre	<u>69,296</u>	<u>69,296</u>

Los inventarios son reconocidos dentro de propiedad, planta y equipos y/o en los costos de operación dependiendo del destino y/o uso que se dé a los mismos, fueron de aproximadamente US\$700,744 (2017: US\$601,922).

SANTA ELENA OIL & GAS CORP. (Sucursal Ecuador)

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2018
(Expresado en dólares estadounidenses)**

12 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS

El movimiento y los saldos de propiedades, planta y equipos se presentan a continuación:

	Inversiones de exploración adicional y producción	Obras en curso	Reliro de bienes	Activos fijos						Total
				Muebles y equipos	Equipo de comunicación	Equipo de comunicación	Vehículos	Maquinarías y herramientas	Instalaciones	
Al 1 de enero de 2017										
Costo	21,005,963	\$96,467	288,236	36,099	49,300	11,412	\$96,558	261,771	\$59,157	22,204,965
Amortización y depreciación del año	(13,706,483)	-	(211,756)	(29,808)	(49,171)	(9,683)	(83,399)	(159,246)	(156,041)	(14,515,389)
Valor en libros	<u>7,299,480</u>	<u>\$96,467</u>	<u>76,480</u>	<u>6,291</u>	<u>129</u>	<u>1,729</u>	<u>3,359</u>	<u>102,525</u>	<u>3,116</u>	<u>7,689,576</u>
Movimientos 2017										
Adiciones	542,793	4,736	-	-	1277	-	36,546	7,327	-	\$62,679
Transferencias	11,129	(11,129)	-	-	-	-	-	-	-	-
Reliros	-	(85,338)	(80,852)	-	-	-	-	-	-	(276,190)
Amortización y depreciación reliros	(2,821)	-	66,745	-	-	-	-	-	-	63,924
Amortización y depreciación del año	(691,179)	-	(6,749)	(1410)	(95)	(448)	(3,385)	(24,360)	(479)	(728,157)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2017	<u>7,599,402</u>	<u>4,736</u>	<u>45,624</u>	<u>4,881</u>	<u>1241</u>	<u>1,281</u>	<u>36,520</u>	<u>85,492</u>	<u>2,645</u>	<u>7,341,822</u>
Al 31 de diciembre de 2017										
Costo	21,559,885	4,736	\$97,386	36,099	50,577	11,412	233,104	269,098	\$59,157	22,521,454
Amortización y depreciación del año	(14,400,483)	-	(151,762)	(312,88)	(49,336)	(10,131)	(186,584)	(183,606)	(156,512)	(15,179,632)
Valor en libros	<u>7,159,402</u>	<u>4,736</u>	<u>45,624</u>	<u>4,881</u>	<u>1241</u>	<u>1,281</u>	<u>36,520</u>	<u>85,492</u>	<u>2,645</u>	<u>7,341,822</u>
Movimientos 2018										
Adiciones (1)	237,654	251,247	-	-	754	-	2,618	20,320	-	512,593
Actualización ARO (2)	-	-	\$8,543	-	-	-	-	-	-	\$8,543
Transferencias	4,736	(4,736)	-	-	-	-	-	-	-	-
Reliros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y depreciación reliros	-	-	(20,668)	(13,46)	(451)	(384)	(7,881)	(23,668)	(479)	(783,519)
Amortización y depreciación del año	(728,742)	-	(43,499)	3,535	1544	887	31257	82,244	2,174	(7089,447)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2018	<u>6,673,050</u>	<u>251,247</u>	<u>43,499</u>	<u>3,535</u>	<u>1544</u>	<u>887</u>	<u>31257</u>	<u>82,244</u>	<u>2,174</u>	<u>7,089,447</u>
Al 31 de diciembre de 2018										
Costo	21,802,275	251,247	215,929	36,099	51,331	11,412	235,722	289,418	\$59,157	23,052,590
Amortización y depreciación del año	(15,129,225)	-	(172,430)	(32,564)	(49,787)	(10,535)	(204,465)	(207,174)	(156,963)	(15,963,143)
Valor en libros	<u>6,673,050</u>	<u>251,247</u>	<u>43,499</u>	<u>3,535</u>	<u>1,544</u>	<u>887</u>	<u>31,257</u>	<u>82,244</u>	<u>2,174</u>	<u>7,089,447</u>

(1) Corresponde principalmente a la adquisición y/o reemplazo de equipo de subsuelo por US\$101,794, trabajos de cañoneo selectivo 8 pozos por US\$58,506, trabajos previos de perforación Morillo 9 por US\$74,780, trabajos previos de perforación Morillo 15 por US\$62,433, trabajos previos de perforación Morillo 17 por US\$65,085, overhaul de motores de generación por US\$41,921, reemplazo gasoducto Tigre 67 por US\$29,822, mantenimiento mayor 5 unidades equipo pesado por US\$19,188, sistema de enfriamiento por US\$27,873, construcción 5 tanques de 80 barriles por US\$21,453, implementación de sistema contra incendios por US\$8,143, implementación sistema monitorio de temperatura por US\$10,266, construcción de 80 contrapozos por US\$10,594, adquisición medidor portátil de vibración por US\$11,060, adquisición overhaul motores por US\$8,947, otras adquisiciones por US\$10,125, otros mantenimientos por US\$27,067, se reclasificaron al costo los AFES CFF177 y CFF179 por US\$(149,106) y construcciones en curso por US\$48,948.

(2) Durante el año 2018, la Asociación efectuó una actualización de esta obligación considerando la fecha de terminación del contrato mencionado en la Nota 1. La obligación futura estimada por la Asociación fue descontada a una tasa del 8.81%. La Administración espera utilizar esta obligación durante los próximos doce meses de la terminación del contrato.

Las inversiones de exploración y producción están sujetas a revisión por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH). Si este Organismo eventualmente objetara tales inversiones, éstas podrían no formar parte de la amortización aceptada para fines del cálculo del impuesto a la renta y participación de los trabajadores en las utilidades, una vez que dichas objeciones sean ratificadas por el SRI y aceptadas por la Administración de la Asociación, en la cual Sucursal participa en el 28%. La ARCH ha auditado las operaciones del Bloque Gustavo Galindo Velasco llevadas por los años 1996 al 2017 y ha emitido los informes correspondientes hasta el año 2017 en los que concluye, principalmente, ciertos ajustes relacionados con las inversiones, Ingresos Operacionales, Costos y Gastos. Las demandas de impugnación realizadas por la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28%, se encuentran en trámite y de acuerdo con el criterio de la Administración y sus asesores legales, su resolución final es incierta.

13 INVERSIONES AL COSTO AMORTIZADO

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

Banco Guayaquil (1)	
2018	2017
1,180,329	-
(1) Representan certificados de depósitos los mismos que se devengarán a una tasa de interés del 6.25% anual, a un plazo de 1085 días. Durante el año 2018 se registraron US\$60,329 por concepto de intereses ganados.	

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

ACTIVOS, PASIVOS Y RESULTADOS DE LA OPERACION CONJUNTA

14

Los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de la operación conjunta están incluidos en el estado de situación financiera y en el estado de resultados integrales de la siguiente forma:

2018	Participación 28%	Sucursal	Total
ACTIVOS			
Efectivo	964,030	7,876	971,906
Cuentas por cobrar	621,772	-	621,772
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	2,145,787	3,000	2,148,787
Anticipos a proveedores	68,507	478	68,985
Impuestos por recuperar	1,508,061	-	1,508,061
Inventarios	1,344,501	-	1,344,501
Inversiones	1,180,329	-	1,180,329
Propiedad, planta y equipo	7,089,447	-	7,089,447
Impuesto diferido	153,708	-	153,708
PASIVOS			
Obligaciones financieras	283,866	-	283,866
Proveedores y otras cuentas por pagar	597,619	1,814	599,433
Cuentas por pagar a partes relacionadas	838,792	(298,997)	539,795
Beneficios a empleados	201,151	-	201,151
Impuestos por pagar	77,012	15	77,027
Obligaciones financieras L/P	1,141,467	-	1,141,467
Obligación por beneficios definidos	1,454,019	-	1,454,019
Obligación por retiro de bienes	215,928	-	215,928
	4,809,854	(297,168)	4,512,686
PATRIMONIO			
Ingresos por prestación de servicios	5,484,545	-	5,484,545
Costos de operación	(3,439,135)	-	(3,439,135)
Utilidad bruta	2,045,410	-	2,045,410
Gastos administrativos	(778,355)	(53,651)	(832,006)
Utilidad operacional	1,267,055	(53,651)	1,213,404
Gastos financieros	(111,528)	(11)	(111,539)
Ingresos financieros	96,495	-	96,495
Otros ingresos	7,026	-	7,026
Utilidad antes de impuesto a la renta	(8,007)	(11)	(8,018)
Impuesto a la renta	1,259,048	-	1,205,386
Utilidad neta del año	(596,859)	-	(596,859)
Otros resultados integrales	662,189	-	608,527
Ganancias por cambios en premisas actuariales	133,121	-	133,121
Utilidad neta y resultado integral del año	662,189	-	741,648

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

2017	Participación 28% Asociación	Sucursal	Total
ACTIVOS			
Efectivo	1,335,745	4,848	1,340,593
Clientes y otras cuentas por cobrar	631,990	-	631,990
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	821,613	-	821,613
Anticipos a proveedores	67,653	479	68,132
Impuestos por recuperar	1,646,855	-	1,646,855
Inventarios	766,788	-	766,788
Propiedad, planta y equipo	7,341,822	-	7,341,822
Impuesto diferido	127,844	-	127,844
PASIVOS	12,740,310	5,327	12,745,637
Proveedores y otras cuentas por pagar	333,485	2,088	335,573
Cuentas por pagar a partes relacionadas	735,277	(134,998)	600,279
Beneficios a empleados	248,023	-	248,023
Impuestos por pagar	63,328	50	63,378
Obligación por beneficios definidos	1,467,836	-	1,467,836
Obligación por retiro de bienes	197,386	-	197,386
	3,045,335	(132,860)	2,912,475
PATRIMONIO			
Ingresos por prestación de servicios	4,304,568	-	4,304,568
Costos de operación	(3,237,276)	-	(3,237,276)
Utilidad bruta	1,067,292	-	1,067,292
Gastos administrativos	(787,471)	(79,761)	(867,232)
Utilidad operacional	279,821	(79,761)	200,060
Gastos financieros	(55,168)	(12)	(55,180)
Ingresos financieros	1,894	-	1,894
Otros ingresos	69,448	-	69,448
Utilidad antes de impuesto a la renta	16,174	(12)	16,162
Impuesto a la renta	295,995	(79,773)	216,222
Impuesto a la renta	(59,269)	(79,773)	(59,269)
Utilidad neta del año	236,726	(79,773)	156,953
Otros resultados integrales	-	-	-
Pérdidas por cambios en premisas actuariales	(102,125)	-	(102,125)
Utilidad neta y resultado integral del año	236,726	(79,773)	54,828

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

15 OBLIGACIONES FINANCIERAS

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

Institución	2018		2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Banco Guayaquil (1) (2)	280,000	1,120,000	-	-
Intereses por pagar	3,866	21,467	-	-
	283,866	1,141,467	-	-

(1) Con fecha 16 de julio de 2018 se contrata con Banco Guayaquil un préstamo por un monto de US\$280,000; a una tasa de interés anual del 7.00%; plazo de 371 días. El destino de este crédito está relacionado directamente con la cancelación a proveedores y pagos relacionados al giro del negocio.

(2) Con fecha 16 de julio de 2018 se contrata con Banco Guayaquil un préstamo por un monto de US\$1,120,000; a una tasa de interés anual del 7.50%; plazo de 990 días. El destino de este crédito está relacionado directamente para la ejecución inversiones.

16 PROVEEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de proveedores y otras cuentas por pagar es como sigue:

	2018	2017
Proveedores locales (1)	454,404	268,822
Proveedores del exterior	93	65,065
Facturas por recibir	144,936	1,686
	599,433	335,573

(1) En diciembre de 2018 se realizaron trabajos previos para la perforación, como la adquisición de tubería, accesorios para corrida de tubería/casing para superficie en perforación, cuyos pagos quedaron pendientes al cierre del ejercicio fiscal. Durante el primer semestre del 2019 estos montos fueron cancelados en su totalidad.

17 SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas durante los años 2018 y 2017 con compañías y partes relacionadas. Se incluye bajo la denominación de compañías relacionadas a las compañías bajo control común:

Servicios		Transacción	
Equipentinsula S.A.	222,856	Renta de vehículos registros y punzados	222,856
Equipentinsula S.A.	46,83	Arrendos y Alquileres	46,83
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifipetrol (1)	76,535	Servicios administrativos y técnicos	76,535
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifipetrol (1)	84,000	Representación legal y operador	84,000
Fundación Ancón Pentinsula	8,405	Donaciones y reembolsos de gastos	8,405
Consortio Petrobell Inc. Grantmining S.A.	88,940	Servicios gerenciales	88,940
	526,99		526,99
			666,78

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

Composición de los saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre:

Cuentas por cobrar		Cuentas por pagar	
HRFS Financiamiento S.A. (2)	Comercial	2,148,787	821,613
Consortio Petrobell S.A. - Grantmanning S.A. (3)	Comercial	1,793,688	821,583
Seog Oil & Gas Sociedad Anónima	Accionista	3,000	-
Fundación Andón Peninsula	Comercial	5	30
Equipenthusia S.A.	Comercial	519	-
2018		2,148,787	821,613
Petróleo del Pacífico S.A. Pacípetrol (1)		Cuentas por cobrar	
Consortio Petrobell S.A. - Grantmanning S.A.	Accionistas	24,177	85,380
Equipenthusia S.A.	Comercial	301,586	297,970
Petróleo del Pacífico S.A. Pacípetrol (4)	Accionistas	37,030	74,727
Petróleo del Pacífico S.A. Pacípetrol (4)	Accionistas	177,000	142,200
Petrosynenergy Inc.	Comercial	2	2
2017		539,795	600,279

(1) Tal como se menciona en la Nota 1, Petróleos del Pacífico S.A. Pacípetrol se desempeña como operador y representante legal de la Asociación, servicio por el cual factura US\$84,000 anuales asimismo, durante el año 2018 facturó servicios técnicos por US\$76,535 (2017: US\$80,155).

(2) Mediante Oficio No. 2216 SH-SCH-ULG-2011 del 14 de julio del 2011 la Secretaría de Hidrocarburos aceptó la designación como tercer beneficiario a la Compañía HRFS Financiamiento S.A. para que conforme a los términos del contrato modificado mencionado en la Nota 2, reciba el crudo correspondiente al pago en especie del servicio recibido bimestralmente.

(3) Incluye un monto por US\$1,253,641 que la Asociación cedió al Consorcio Petrobell S.A. - Grantmanning S.A., para compensar obligaciones tributarias de este último, conforme al Acuerdo Transaccional efectuado entre la Asociación y el Ministerio de Energía, dentro del proceso de remisión tributaria. El valor fue cancelado en su totalidad durante el primer trimestre del 2019.

(4) Saldos correspondientes a dividendos a favor de los socios de la operación conjunta del Bloque Gustavo Galindo Velasco, de los cuales durante el año 2018, la Asociación canceló US\$60,000 a Seog Oil & Gas Sociedad Anónima y US\$30,000 a Petróleos Andinos S.A. (2017: Seog Oil & Gas Sociedad Anónima US\$55,000 y Petróleos Andinos US\$40,000).

Durante el 2018, mediante Acta de Comité Ejecutivo con fecha de 31 de diciembre la Asociación decretó dividendos por US\$800,000 a favor de los socios de la operación conjunta del Bloque Gustavo Galindo Velasco de los cuales a Petróleos del Pacífico S.A. Pacípetrol, le corresponde US\$ 448,000; a Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos, le corresponde US\$128,000; a Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, le corresponde US\$224,000.

Excepto por lo mencionado en los numerales anteriores, los saldos por cobrar y por pagar a entidades relacionadas y accionistas no devengan intereses y no tienen plazos definidos de cobro y/o pago, pero se estiman cobrar y/o cancelar en el corto plazo.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

Remuneraciones personal clave de la gerencia

El personal clave de la gerencia de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 28%, está conformado por personal que se encuentra en relación de dependencia de dicha entidad y adicionalmente de su compañía relacionada el Consorcio Petrobell S.A. - Grantmining S.A. y comprende Director de Operaciones, y gerentes de diferentes áreas de apoyo. Durante el 2018, la Asociación pagó la suma de US\$78,288 (2017: US\$133,176) por concepto de servicios gerenciales, incluidos en los estados de resultados integrales adjuntos.

18 PROVISIONES

Composición y movimiento:

2018	Saldo inicial	Incrementos	Pagos y/o utilizaciones	Saldo final
<u>Pasivos corrientes</u>				
Beneficios a empleados (1)	248,023	1,709,124	(1,755,996)	201,151
Impuestos por pagar (2)	63,378	905,888	(892,239)	77,027
<u>Pasivos no corrientes</u>				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	1,467,836	155,064	(168,881)	1,454,019
2017				
<u>Pasivos corrientes</u>				
Beneficios a empleados (1)	307,082	2,284,682	(2,343,741)	248,023
Impuestos por pagar (2)	62,106	486,641	(485,369)	63,378
<u>Pasivos no corrientes</u>				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	1,267,633	265,040	(64,837)	1,467,836
(1) Incluye principalmente la participación de los trabajadores en las utilidades año 2017 por US\$43,690, décimo tercero, cuarto sueldos y terceros por pagar por US\$29,522 (2017: US\$23,380), fondos de reserva por US\$2,753 (2017: US\$2,932), vacaciones por US\$134,123 (2017: US\$133,458), provisión por remuneración variable año 2017: US\$98,954, aportes al IESS US\$17,453 (2017: US\$31,540), préstamos quirografarios por US\$12,827 (2017: US\$12,631) y otros descuentos US\$4,473 (2017: US\$3,306).				
(2) Incluye: (i) Retenciones en la fuente y retenciones de impuestos al valor agregado por US\$19,825 (2017: US\$21,388) y (iii) Crédito tributario por impuesto al Valor Agregado por US\$57,202 (2017: US\$41,990).				

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

- (3) Incluye (i) US\$869,002 (2017: US\$882,987) de provisión laboral por terminación contractual, (ii) US\$197,284 (2017: US\$199,008) de provisión bonificación por desahucio, y; (iii) US\$387,733 (2017: US\$285,841) por jubilación patronal de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.11. Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:

	2018	2017
Tasa de descuento	4.30%	4.10%
Tasa de incremento salarial	2%	3%
Tasa de incremento de pensiones	2.00%	2.00%
Tasa de mortalidad e invalidez (a)	TM IESS 2002	TM IESS 2002
Tasa de rotación	6.60%	7.03
Vida laboral promedio remanente (años)	7.03	3.02%

- (a) Corresponden a las tablas de mortalidad publicadas por el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social en el año 2002.

El movimiento de la provisión para la jubilación patronal, desahucio y provisión laboral por terminación contractual en el pasivo ha sido el siguiente:

	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Al 1 de enero	385,841	323,235	199,008	175,185	882,987	769,212	1,467,836	1,267,632
Costo laboral por servicios actuariales	39,202	43,179	12,450	17,359	43,838	33,445	95,490	93,983
Costo financiero	15,834	13,576	8,044	7,358	35,696	32,307	59,574	53,241
Pérdidas/(ganancias) actuariales OFI	(12,292)	21,542	3,378	9,116	11,225	87,158	2,311	117,816
Transferencia de empleados desde/(hacia) otras empresas del Grupo	(29,610)	-	(17,211)	-	(77,372)	-	(124,193)	-
liquidaciones anticipadas	(11,241)	(15,691)	-	-	-	-	(11,241)	(15,691)
(Beneficios pagados)	-	-	(8,384)	(10,010)	(27,374)	(39,135)	(35,758)	(49,145)
Al 31 de diciembre	387,734	385,841	197,285	199,008	869,000	882,987	1,454,019	1,467,836

Los importes reconocidos en las cuentas de resultados son los siguientes:

	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Jubilación	39,202	43,179	12,450	17,359	43,838	33,445	95,490	93,983
Desahucio	8,044	7,358	8,044	7,358	35,696	32,307	59,574	53,241
Terminación contractual	15,834	13,576	15,834	13,576	35,696	32,307	59,574	53,241
Total	55,036	56,755	20,494	24,717	79,534	65,752	155,064	147,224

Costos por servicios corrientes

Costos por intereses

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

Los importes reconocidos en otros resultados integrales son los siguientes:

Transferencia de empleados desde/hacia) otras empresas del		Pérdidas actuariales - OPI	
2018	2017	2018	2017
Jubilación	Desahucio	Terminación contractual	Total
(53,142)	(13,833)	87,158	102,125
(23,532)	(17,211)	-	-
(29,610)	3,378	(124,193)	102,125
5,851	9,116	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	9,116	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-	11,226	(8,928)
-	-	(77,372)	(124,193)
-	-	-	-
-	-	87,158	102,125
-	-	(66,146)	(133,121)
-	-		

19 OBLIGACION POR RETIRO DE BIENES

El movimiento de la obligación por retiro de bienes es como sigue:

Saldo al 1 de enero	197,386	288,238
Intereses financieros del año cargados a resultados	18,542	(90,852)
Saldo al 31 de diciembre	215,928	197,386

durante el año 2018 la Asociación, en la cual la Sucursal participa con el 28%, efectuó una actualización de esta obligación considerando la fecha de terminación del contrato mencionado en la Nota 1. El monto estimado por la Asociación de la obligación futura es de US\$546,596 (2017: US\$470,129) la cual fue descontada a una tasa del 8.81% (2017: 7.75%). La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses del contrato.

20 IMPUESTOS

20.1 Impuesto a la renta

La composición del gasto impuesto a la renta es como sigue:

Impuesto a la renta corriente años anteriores	596,859	59,269
Impuesto a la renta diferido	(25,863)	(2,625)
	622,722	61,894
	2018	2017

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

20.2 Conciliación contable - tributaria del Impuesto a la renta corriente

A continuación se detalla la determinación del Impuesto a la renta corriente sobre los años terminados al 31 de diciembre:

	2018	2017
Utilidad del año antes de impuesto a la renta (1)	1,205,386	216,222
Otros resultados integrales	133,121	(102,125)
Menos - Efectos Remisión 2018 (2)	1,338,507	114,097
Más - Gastos no deducibles (3)	(1,755,198)	-
Base imponible	280,562	133,481
Tasa impositiva (%)	(136,129)	247,578
Impuesto a la renta corriente	28%	25%
Impuesto a la renta años anteriores (4)	-	61,894
Impuesto a la renta diferido (5)	622,722	(2,625)
	596,859	59,269

- (1) Incluye participación de trabajadores por el año 2017: US\$18,847.
- (2) Corresponde a: (i) Recuperación de tarifa durante el año 2018 por un monto de US\$298,536; (ii) Acumulación de tarifa en los meses de enero, febrero, marzo, abril, junio, noviembre y diciembre de 2018 por un monto de US\$1,134,838; (iii) Reverso del castigo de cartera por acumulación 2015 y 2016 por un monto de US\$7,104,867. Seog Oil & Gas Sociedad Anónima participa en el 28%.

- (3) Incluyen principalmente gastos no deducibles de la Asociación que le corresponden a la Sucursal de acuerdo con la participación del 28% que mantiene en la misma.

- (4) El 21 de agosto del 2018, el gobierno publicó en el Registro Oficial Suplemento 309, la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal. Uno de los aspectos más importantes de esta ley fue el relacionado con la remisión de intereses, multas y recargos, dirigido a personas naturales y jurídicas que tuvieran deudas pendientes con el estado hasta el 2 de abril del 2018. La Asociación, luego de efectuar varios análisis y con el objetivo de acogerse a los beneficios derivados de esta normativa, incluida en la mencionada Ley, decidió cancelar el impuesto a la renta originado por la acumulación de la tarifa correspondiente a los años 2015, 2016 y 2017, para lo cual suscribió un Acuerdo Transaccional con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, con fecha 27 de diciembre, en cuyo numeral 3.1.1 a la letra manifiesta: "La Contratista presentará hasta el 28 de diciembre de 2018, las declaraciones sustitutivas de impuesto a la renta de los ejercicios 2015, 2016 y 2017, en las que se incluirá como ingresos gravables los valores correspondientes a la acumulación; y, por tanto, pagará, exclusivamente, el impuesto a la renta correspondiente de conformidad con lo que establece el SRI en la Absolución a la consulta mediante oficio No. 917012018COCOC003705, detallada en el numeral 13 de los Antecedentes". La acumulación de tarifa de los referidos años suma un total de US\$22,9 millones de dólares y el impuesto a la renta generado fue de US\$5,1 millones, de los cuales se canceló US\$2,282,810 de impuesto a la renta, con la compensación del pago realizado contablemente se registró un gasto impuesto a la renta años anteriores por un monto de US\$2,224,009. Es importante indicar que el año 2015 se registró un gasto impuesto a la

renta por un monto de US\$326,009 y en el año 2016 por un monto de US\$95,357; valores que no deben ser considerados en el saldo de impuesto a la renta años anteriores.

Con el fin de poder reflejar estos movimientos en los respectivos años, y conforme al Acuerdo Transaccional y absolución de consulta emitida por el SRI mediante oficio de contestación No. 917012018OCOC003705, la Asociación presentó declaraciones sustitutivas de impuesto a la renta por los años 2015, 2016 y 2017, incluyendo en cada ejercicio económico como ingreso, el valor total de la facturación efectuada al estado (tarifa por producción), así como la correspondiente cuenta por cobrar, en cada uno de los ejercicios económicos mencionados. Seog Oil & Gas Sociedad Anónima participa en el 28%.

(5) Ver Nota 20.6.

20.3 Situación fiscal

La Compañía no ha sido fiscalizada desde la fecha de su constitución. A la fecha de emisión de estos estados financieros, los ejercicios fiscales 2016 a 2018, están sujetos a una posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

20.4 Legislación sobre precios de transferencia

Las normas tributarias vigentes incorporan el principio de plena competencia para las operaciones realizadas con partes relacionadas. Por su parte el Servicio de Rentas Internas solicita se prepare y remita por parte de la empresa un Anexo de operaciones con partes relacionadas siempre y cuando se hayan efectuado operaciones con sus compañías relacionadas domiciliadas en el exterior o locales en el mismo período fiscal y cuyo monto acumulado sea superior a US\$3,000,000, y un informe de precios de transferencia, si tal monto es superior a US\$15,000,000. Se incluye como partes relacionadas a las empresas domiciliadas en paraísos fiscales. Adicionalmente, exige que en su declaración de impuesto a la Renta anual declare las operaciones de activos, pasivos, ingresos y egresos. La Administración de la Sucursal con el apoyo de sus asesores tributarios, ha concluido que no existe impacto sobre la provisión de impuesto a la renta del ejercicio 2017.

Aquellos contribuyentes con un impuesto causado superior al 3% de los ingresos gravados y que no tengan transacciones con paraísos fiscales o exploten recursos naturales están exentos de la referida normativa.

La Administración de la Asociación considera que: (i) basada en los resultados del estudio de precios de transferencias del 2017, el que concluyó que no existían ajustes a los montos de impuesto a la renta de ese año y (ii) basada en el diagnóstico preliminar realizado con el apoyo de sus asesores tributarios, para las transacciones del 2018, ha concluido que no habrá impacto sobre la provisión de impuesto a la renta del año 2018. El estudio final estará disponible en las fechas que requieran las autoridades tributarias.

20.5 Otros asuntos - Reformas tributarias

El 21 de agosto del 2018 se publicó la "Ley orgánica para el fomento productivo, atracción de inversiones, generación de empleo, y estabilidad y equilibrio fiscal" en el Suplemento del Registro Oficial No. 309.

Las principales reformas que introdujo el mencionado cuerpo legal son las siguientes:

- Remisión del 100% de intereses, multas y recargos sobre impuestos nacionales administrados y/o recaudados por el SRI para obligaciones vencidas posterior al 2 de abril del 2018. Adicionalmente, aplicación de remisión sobre obligaciones aduaneras, seguridad social (con excepciones), servicios básicos, créditos educativos y becas, etc.
- Dividendos considerados como ingresos exentos a excepción si el beneficiario efectivo es una persona natural residente en Ecuador; y, si la sociedad que distribuye el dividendo no cumple con el deber de informar sobre sus beneficiarios efectivos.
- Cambios en la aplicación de la tarifa de IR a partir del año 2019 desde el 25% al 28%.
- Establecimiento el IR único mediante tarifa progresiva a la utilidad de enajenación de acciones.
- Eliminación del saldo del anticipo a liquidarse en declaración del próximo año y se elimina devolución del anticipo mediante el tipo impositivo efectivo (TIE); contemplando la devolución del valor del anticipo que sobrepase al valor del IR causado para sociedades (eliminación impuesto mínimo).
- Establecimiento del uso del crédito tributario de IVA en compras hasta dentro de 5 años desde la fecha de pago, o la devolución o compensación del crédito tributario de retenciones de IVA hasta dentro de 5 años desde la fecha de pago.

- Eliminación a la compensación como base imponible para el impuesto a la Salida de Divisas.
- El 20 de diciembre de 2018, con Registro Oficial No. 392, se aprobó el reglamento a la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal, cuyos principales puntos resumimos a continuación:

- Exoneración del ISD para las nuevas inversiones productivas que susciban contratos de inversión.
- Exoneración del impuesto a la renta para las nuevas inversiones productivas en sectores priorizados y en industrias básicas.
- Exoneración por reinversión de utilidades.
- Sustitución de los numerales 1 y 2 del artículo 240 de la Ley de Régimen Tributario Interno, por los siguientes:

- "1.- La tarifa efectivamente pagada por servicios, por cada unidad de hidrocarburo producida y entregada al Estado en el punto de fiscalización.
- 2.- La recuperación de la acumulación será considerada como ingreso gravado en el ejercicio fiscal en el cual se produzca tal recuperación.

La Administración de la Asociación ha evaluado dichas reformas y considera que no existirá impacto directo de los aspectos mencionados anteriormente en sus operaciones, salvo la relacionada con el incremento del porcentaje de impuesto a la renta del 25% al 28%. Por este motivo, la Administración de la Asociación ha iniciado un proceso de reestructuración y redomiciliación de sus casas matrices.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

(Expresado en dólares estadounidenses)

20.6 Impuesto a la renta diferido

El análisis del impuesto a la renta diferido es el siguiente:

	2018	2017
Impuesto a la renta diferido activo:		
Impuesto a la renta diferido activo que se recuperará después de 12 meses	153,708	127,844

El movimiento de la cuenta impuesto a la renta diferido es el siguiente:

Al 1 de enero del 2017	125,219
Crédito a resultados por impuesto a la renta diferido	2,625
Al 31 de diciembre del 2017	127,844
Crédito a resultados por impuesto a la renta diferido	25,864
Al 31 de diciembre del 2018	153,708

El movimiento del impuesto a la renta diferido sin considerar compensación es el siguiente:

	Propiedad, planta y equipos	Abandono de pozos	Jubilación patronal	Provisiones	Terminación contrato	Contribución tecnológica	Total
Al 1 de enero del 2017	(111,594)	98,519	33,889	94,510	9,895	1,863	125,219
Crédito (débito) a resultados	(32,520)	11,822	10,118	11,342	1,863	1,863	2,625
Al 31 de diciembre del 2017	(144,114)	110,341	44,007	105,852	11,758	1,863	127,844
Crédito (débito) a resultados	21,659	(12,018)	11,968	-	4,255	16,013	25,864
Al 31 de diciembre del 2018	(122,455)	98,323	55,975	105,852	16,013	16,013	153,708

La relación entre el gasto por impuesto a la renta y la utilidad antes de impuestos de los años 2018 y 2017 se muestra a continuación:

Utilidad del año antes de impuestos	1,205,387	2018	2017
Tasa impositiva vigente (%)	28%		
Impuesto a la tasa vigente	337,508		
Efecto fiscal de los ingresos exentos / gastos no deducibles al calcular la ganancia fiscal	(337,508)		
Impuesto a la renta cargado a resultados	-		
Impuesto a la renta años anteriores	622,722		
Impuesto a la renta diferido	(25,863)		
Impuesto a la renta cargado a resultados	596,859		
Tasa efectiva	50%		
Impuesto a la renta cargado a resultados	59,269		
	27%		

El capital asignado de la Sucursal al 31 de diciembre del 2018 y 2017 asciende a US\$3,483; aportado en un 100% por su Casa Matriz domiciliada en Uruguay, por lo cual es considerada una sucursal de compañía extranjera según el Régimen Común de Tratamiento a los capitales extranjeros previsto en la Decisión 201 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, lo que le permite transferir libremente sus utilidades al exterior, una vez que se hayan pagado los impuestos correspondientes.

22 RESERVA LEGAL

De acuerdo con la legislación vigente, la Sucursal 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.

23 RESULTADOS ACUMULADOS

Reserva de capital: Este rubro incluye los saldos que la Sucursal registró como resultado del proceso de conversión de los registros contables de sucres a dólares estadounidenses realizado por exigencia legal al 31 de marzo del 2000. De acuerdo con disposiciones legales vigentes, el saldo acreedor de esta reserva podrá capitalizarse en la parte que exceda las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio económico concluido, si las hubiere; utilizado para absorber pérdidas; o devuelto en el caso de liquidación de la Asociación. El saldo de esta cuenta se reclasificó a resultados acumulados al momento de adopción de NIIF.

Resultados acumulados - Ajustes provenientes de la adopción por aplicación inicial de NIIF: De acuerdo a lo establecido por la Superintendencia de Compañías los ajustes de adopción por primera vez de las NIIF, se registran en los resultados acumulados en la subcuenta denominada "Para aplicación inicial de NIIF", separada del resto de los resultados acumulados y su saldo acreedor solo podrá ser capitalizado en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio económico concluido, si las hubieren utilizado en absorber pérdidas o devuelto en el caso de liquidación de la Asociación.

24 EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre del 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron otros eventos a los divulgados en notas y que, en opinión de la Administración de la Asociación, pudieran tener un efecto significativo sobre los estados financieros o que requieran revelación
