

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

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-Promelsa, 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 Pacifipetrol S.A. Andipetróleos 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.

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

Con fecha 27 de diciembre de 1994 se suscribió un contrato entre la ESPOL y PETROPRODUCION, 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 hidrocarbúferas en la Península de Santa Elena, para cuyo objetivo la ESPOL formaría un consorcio con una empresa financiera y petrolera de reconocida competencia que proveería 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 podía 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 periodo 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.

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 consideraba la participación de la contratista en la producción del área del contrato.

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 PETROPRODUCION, 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 PETROPRODUCION.

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%

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 2016 e inscrita el 30 de diciembre de 2016 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

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

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

Petróleos del Pacífico S.A. Pacifipetrol	56%
Seog Oil & Gas Sociedad Anónima	28%
Petróleos Andinos Andipetrol 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 PETROPPRODUCCION, 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 PETROPPRODUCCION, 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, PETROPPRODUCCION 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 PACIFIPETROL continúe con la operación de los campos antes señalados.

Mediante comunicación PAC-UIO-LEG-0203-2015 de fecha 31 de julio del 2016, la compañía Petróleos del Pacífico S.A., en su calidad de operadora de la Asociación Pacifipetrol S.A. Andipetrol S.A. & Gas Sociedad Anónima, comunicó al señor Ministro de Hidrocarburos sobre intención que tenía la compañía SMC Ecuador Inc. de vender su participación del 10% en la Asociación, y asimismo sobre la intención de Pacifipetrol 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 2016, 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. Pacifipetrol. A la fecha de preparación de este informe, la adquisición de la participación de SMC Ecuador Inc. fue concluida.

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 Pacifipetrol S.A. Andipetrol S.A. & 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 2016. 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 2017 a US\$50.22 (2016: US\$49.99). 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 la Secretaría automáticamente liberada 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. Andipetrol y 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 explotación 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 2016, la Asociación Pacifipetrol S.A. Andipetrol y 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 explotación 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.

Actividades de la Sucursal durante el 2017 y 2016

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 overhaul del motor de generación.

Durante el 2016, las actividades realizadas por la Asociación, en la cual la Sucursal participa en el 28% en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron principalmente a trabajos de punzados en pozos, tractamiento hidráulico en pozos, adquisición de repuestos para equipos y reparaciones mayores de equipos y facilidades y la realización de estudios de impacto ambiental necesarios para la perforación de pozos.

La producción fiscalizada del año en el Bloque Gustavo Galindo Velasco fue de 403,999 (2016: 444,791) 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 hidrocarburiífera ecuatoriana durante los años que restan hasta la finalización del contrato.

Situación económica del país

Durante el año 2017, la situación económica del país se vio influenciada por varios factores, especialmente de tipo político, con las elecciones presidenciales efectuadas el 19 de febrero de 2017, cuyos resultados designaron como ganador al candidato del partido de gobierno Lic. Lenin Moreno. El presidente electo y su equipo de gobierno, manifestaron su preocupación por las cifras económicas con las que iniciaban su periodo, y en consecuencia anunciaron que tomarían medidas tendientes para poder manejar la crisis en la cual, en su opinión, estaba sumida la economía del país como resultado de un excesivo endeudamiento externo, entre otras cosas. Una de las medidas que tomó el gobierno con el objetivo de dinamizar el aparato productivo y el comercio fue la eliminación de las salvaguardias a las importaciones a partir del 1 de junio de 2017, las cuales fueron implementadas por el gobierno anterior en el año 2015 y que comenzaron a ser disminuidas gradualmente a partir del año 2016. Sin embargo, en busca de un ambiente de mayor gobernabilidad y apoyo popular, el gobierno anunció la realización de una consulta popular que contenía 7 preguntas de las cuales, las de mayor importancia tenían objetivos políticos más que económicos. Dicha consulta fue ganada por el gobierno en febrero del 2018. Adicionalmente a esta medida, el 29 de diciembre de 2017 se publicó la Ley de Reactivación Económica, 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.

En cuanto a factores externos, el incremento en los precios del petróleo jugó un papel importante en la economía durante el 2017, año en que el precio del barril de crudo WTI cerró con un precio aproximado de US\$60, en comparación a los US\$52 con que cerró a finales del año 2016. 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 a la Secretaría de Hidrocarburos por concepto de tarifa ó, b) la recuperación parcial de los valores acumulados de años anteriores.

Precio de barril de crudo

Considerando que el precio del barril de crudo WTI durante el 2017 aún no permite que la tarifa definida en el contrato sea pagada en un 100% a la Asociación por parte de la 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 la Secretaría de

Hidrocarburos a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago.

Como consecuencia de lo mencionado, durante el año 2017, la Asociación acumuló un monto de US\$4,915,386 millones de tarifa no cobrada a la Secretaría de Hidrocarburos (2016: US\$7,926,375). 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 de la Asociación que conforman la misma para generar oportunidades de negocio que permitan incrementar la producción de hidrocarburos en el Bloque. Para ello, la Administración se encuentra analizando diferentes opciones que le permitirán incrementar las reservas de crudo a través de un plan de inversiones que incluye la perforación de aproximadamente 80 pozos, en zonas prospectivas identificadas a través de la interpretación de los 170 km cuadrados de sísmica 3D que se adquirió en el año 2014 y cuyos resultados se encuentran ya disponibles.

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 2017, 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 hidrocarburiifera ecuatoriana durante los años que restan hasta la finalización del contrato.

Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2017, han sido emitidos y aprobados para su emisión por el Gerente General con fecha 16 de abril del 2018.

2. RESUMEN DE POLITICAS 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 2017 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 2017, 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 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.

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

Nuevos pronunciamientos contables

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

Estas son de aplicación obligatoria a partir de las fechas indicadas a continuación:

Norma	Tema	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIC 28	Mejoras relacionadas con la medición de una asociada o una empresa conjunta a su valor razonable.	1 de enero 2018
NIC 40	Empleadas referentes a transacciones de propiedades de inversión y que las mismas deben realizarse cuando hay un cambio demostrable en el uso del activo.	1 de enero 2018
NMF 1	Empleadas relacionadas a la eliminación de las excepciones a corto plazo para los adquirentes por primera vez con respecto a la NIC 19 y la NMF 10.	1 de enero 2018
NMF 2	Las emiendas actúan como contabilización de determinados tipos de operaciones de pago basadas en acciones	1 de enero 2018
NMF 4	Empleadas a la NMF 4 "Contratos de seguros" relativas a la aplicación de la NMF 9 (Instrucciones financieras).	1 de enero 2018
NMF 9	Corresponde a la revisión final de la NMF 9, que reemplaza las publicadas anteriormente ya la NIC 39 y sus guías de aplicación.	1 de enero 2018
NMF 15	Publicación de la norma "Reconocimiento de los ingresos procedentes de los contratos con los clientes", esta norma reemplazará a la NIC 11 y 18.	1 de enero 2018
CNMF 22	Actuación sobre transacciones en moneda extranjera o partes de transacciones en las que existe una contraprestación denominada o tasada en una moneda extranjera.	1 de enero 2018
NIC 28	Actuación sobre el registro a largo plazo de una inversión que no está aplicando el valor patrimonial proporcional	1 de enero 2019
NMF 16	Publicación de la norma "Atenuamientos" esta norma reemplazará a la NIC 17.	1 de enero 2019
NMF 9	Empleadas a la NMF 9 relacionada con las compensaciones negativas de ciertas condiciones de pagos adelantados	1 de enero 2019
CNMF 23	Interpretación que clarifica el reconocimiento y medición de las incertidumbres sobre ciertos irrazamientos de impuestos a la renta	1 de enero 2019
NMF 17	Norma que reemplazará a la NMF 4 "Contratos de Seguros".	1 de enero 2021

La Compañía estima que la adopción de las enmiendas a las NIIF y las nuevas interpretaciones antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio desde su aplicación inicial, a excepción de las siguientes:

Impacto de la NIIF 9 (Instrumentos Financieros)

El principal impacto de esta norma en la Compañía es la nueva clasificación que se establece en ella, en el diagnóstico inicial se determinó que los activos financieros se van clasificar como instrumentos de deuda valorados al costo amortizado, las cuentas que se encuentran dentro de esta categoría son: Efectivo y equivalentes de efectivo, clientes y otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar relacionadas, títulos del Banco Central.

Los Pasivos Financieros de la Compañía se clasificarán como instrumentos de deuda y se evaluará si existiera deterioro afectando a resultados, o a otros resultados integrales valorados al costo amortizado, las cuentas que se encuentran dentro de esta categoría son: Proveedores y otras cuentas por pagar, cuentas por pagar entidades relacionadas. La afectación de la norma corresponde al 28% de su participación en Asociación.

Impacto de la NIIF 15 (Ingresos por Contratos con Clientes)

El impacto de esta norma no sería significativo ya que la Asociación donde la compañía es socia posee el Contrato de prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el bloque Gustavo Galindo Velasco en la provincia de Santa Elena con la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, en el cual se determinaron que existe 2 Obligaciones de Desempeño, la primera el precio del barril de crudo neto producido y entregado en el centro de fiscalización y entrega, siendo un valor fijo y la segunda que corresponde a la acumulación que es la diferencia que existe entre el Ingreso Disponible y Tarifa después de impuestos, en este caso el monto varía.

Impacto de la NIIF 16 (Arrendamientos)

La norma indica que se deberá medir por materialidad los contratos de arrendamiento que posea la empresa, en el caso de Asociación donde la compañía es socia se tiene 3 contratos importantes de arrendamiento de oficinas, alquiler de vehículos livianos y pesados, y servicios y alquiler de equipos para la toma de registros eléctricos y corridas para pozos.

Los contratos con montos importantes que tienen un impacto de la norma son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento No. EQP-004-13 (Oficinas), se refiere el arrendamiento de oficinas y mobiliario que utiliza la Asociación en la matriz ubicada en la ciudad de Quito, el monto es significativo por lo que tiene un impacto de la norma. El costo anual es de US\$43,183 y el plazo es de un año y se entenderá por renovado a partir de la fecha de su vencimiento.
- Contrato de provisión de arrendamiento de vehículos No. ASO-031-13 (Vehículos), se refiere al alquiler de vehículos livianos y pesados para el normal funcionamiento de la compañía en campo, alrededor del 90% son equipos rentados y al ser un monto significativo e importante, se verá afectado por la norma. El costo anual es de US\$251,411 y el plazo es de un año y se entenderá por renovado a partir de la fecha de su vencimiento.

- Contrato modificadorio al contrato de prestación de servicios No. ASO-004-13 (Registros y punzados), se refiere a los servicios y alquiler de equipos para la toma de registros eléctricos GAMMA RAY – CCL y cortidas para pozos a efectuarse en el Bloque Gustavo Galindo Velasco. El costo anual es de US\$121,051 y el plazo es de un año y se entenderá por renovado a partir de la fecha de su vencimiento.

2.2 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.

2.3 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.

2.4 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 Pacifpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima. 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.

2.5 Activos y pasivos financieros

2.5.1 Clasificación

La Sucursal clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: "activos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas", "préstamos y cuentas por cobrar", "activos mantenidos hasta su vencimiento" y "activos financieros disponibles para la venta". Los pasivos financieros se clasifican en las siguientes categorías: "pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas" y "otros pasivos financieros". La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron los activos o contrataron los pasivos. La Administración determina la clasificación de sus activos y pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial.

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, la Sucursal mantuvo activos financieros en la categoría de "préstamos, cuentas por cobrar". De igual forma, la Sucursal solo mantuvo pasivos financieros en la categoría de "otros pasivos financieros" cuyas características se explican seguidamente:

Préstamos y cuentas por cobrar: representados en el estado de situación financiera por clientes y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a entidades relacionadas. Son activos financieros no derivados que dan derecho a pagos fijos o determinables y que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en el activo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses cortados desde la fecha del Estado de Situación Financiera.

Otros pasivos financieros: representados en el estado de situación financiera por préstamos bancarios, proveedores y otras cuentas por pagar y cuentas por pagar a entidades relacionadas. Se incluyen en el pasivo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera.

2.5.2 Reconocimiento y medición inicial, y posterior

Reconocimiento

La Sucursal reconoce un activo o pasivo financiero en el estado de situación financiera a la fecha de la negociación y cuando se compromete a comprar o vender el activo o pagar el pasivo.

Medición inicial

Los activos y pasivos financieros son medidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo atribuible a la transacción, que de ser significativo, es reconocido como parte del activo o pasivo; siempre que el activo o pasivo financiero no es designado como de valor razonable a través de ganancias y pérdidas y éste es significativo. Con posterioridad al reconocimiento inicial la Sucursal valoriza los mismos como se describe a continuación:

Medición posterior

Préstamos y cuentas por cobrar: Posterior a su reconocimiento inicial se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo. En específico, la Sucursal presenta las siguientes cuentas dentro de esta categoría:

(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 periodo 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.

Otros pasivos financieros: Posterior a su reconocimiento inicial se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo. En específico, la Sucursal presenta las siguientes cuentas dentro de esta categoría:

- (i) Proveedores y otras cuentas por pagar: Son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores locales y del exterior 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.

- (ii) Cuentas por pagar a entidades 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. La mayoría de obligaciones no devengan intereses y se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado.

2.5.3 Deterioro de activos financieros

La Sucursal establece una provisión para pérdidas por deterioro de sus cuentas por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sucursal 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.

2.5.4 Baja de activos y pasivos financieros

Un activo financiero se elimina cuando expiran los derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o si la Sucursal transfiere el activo a un tercero sin retener sustancialmente los riesgos y beneficios del activo. Un pasivo es eliminado cuando las obligaciones de la Sucursal especificadas en el contrato se han liquidado.

2.6 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.

2.7 Propiedad, planta y equipo

La Sucursal clasifica a la propiedad, planta y equipo en las siguientes categorías: "Inversiones de exploración adicional 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 comienzan el 1 de enero del 2006, se aconseja su aplicación anticipada.

Las principales características por categoría, se describen a continuación:

2.7.1 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.

(ii) 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.

2.7.2 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.

2.7.3 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 posteriores a la compra o adquisición solo son 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		Número de años
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.

2.8 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 la 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 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 7.75% (2016: 7.50%).

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 25% y para regímenes domiciliados en Ecuador se aplicará el 22%, y en el caso de que la participación societaria sea igual o menor al 50% se aplicará la tarifa del 25% porcentualmente de las utilidades gravables, la cual se reduce al 12% y 15% respectivamente. Petróleos del Pacífico S.A. Pacífipetrol, aplicó el 25% 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 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 hidrocarburífera 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.
- (ii) Vacaciones: Se registra el costo correspondiente a las vacaciones del personal sobre base devengada. Débito 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 4.10% (2016: 4.20%) 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 2016 generarían un pasivo para la entidad. No obstante, en el año 2013 con la suscripción del contrato modificador número uno al contrato modificador 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 modificador 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 2.7).
- **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 2017 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% (2016: 25%). (Nota 2.10).

4. ADMINISTRACION 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 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 devengan 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 la 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 modificado 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 la 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 el 28%, aún no cancelados, la Secretaría de Hidrocarburos quedará liberada de obligación y las diferencias no serán pagadas a la Asociación según lo estipulado en el contrato.

Durante los años 2017 y 2016, 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\$4,915,386 millones (2016: US\$7,926,375), 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 2017, la Asociación donde la Compañía participa en el 28% dejó registrado como ingreso del periodo, el monto efectivamente cobrado a la 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:

Entre 2 y 5 años	año	Al 31 de diciembre del 2017		Al 31 de diciembre del 2016	
		Proveedores y otras cuentas por pagar	Cuentas por pagar a partes relacionadas	Proveedores y otras cuentas por pagar	Cuentas por pagar a partes relacionadas
	Menos de 1 año	335,573	600,279	382,306	1,054,561
		-	-	-	-

(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.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(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 2017		Al 31 de diciembre del 2016	
	Comente	No comente	Comente	No comente
Activos financieros medidos al costo	1,340,593	-	71,091	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	631,990	-	1,487,615	-
Cuentas y otras cuentas por cobrar	821,613	-	1,703,548	-
Total activos financieros	2,794,196	-	3,262,254	-
Pasivos financieros medidos al costo amortizado	335,573	-	382,306	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	600,279	-	1,054,561	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	935,852	-	1,436,867	-
Total pasivos financieros	935,852	-	1,436,867	-

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 la Secretaría de Hidrocarburos. Un resumen es como sigue:

2017		2016	
Ingresos por servicios	5,173,424	5,699,839	
Ventas por Factura	507,452	522,573	
Acumulación Tarifa SH (1)	(1,376,308)	(2,219,385)	
	4,304,568	4,003,027	

(1) Corresponde a la acumulación de la tarifa no cobrada a la Secretaría de Hidrocarburos, 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 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES

7.

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

	2017		2016	
	Costos de operación	Gastos administrativos	Costos de operación	Gastos administrativos
Costos laborales	1,340,676	303,578	1,305,854	288,467
Suministros y materiales de la operación	288,697	-	264,096	-
Amortizaciones y depreciaciones	728,167	-	703,075	-
Renta y arrendamientos	272,198	67,872	239,357	58,968
Otros costos	370,887	-	273,019	-
Mantenimiento	51,445	42,831	41,486	31,121
Medio ambiente	73,468	-	41,082	-
Seguros	62,967	-	60,538	-
Impuestos no recuperables	40,321	160,262	37,982	210,380
Representación legal	-	84,000	-	84,000
Servicios técnicos de redes e IT	-	117,854	-	150,429
Otros gastos	8,450	90,835	8,297	93,980
	<u>3,237,276</u>	<u>867,232</u>	<u>2,974,786</u>	<u>917,345</u>
Total	1,644,254	1,644,254	1,594,321	3,892,131
	<u>4,104,508</u>	<u>4,104,508</u>	<u>3,892,131</u>	<u>3,892,131</u>

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

Efectivo en caja
Bancos
Otros (1)

2017	2016
1,008	1,008
838,173	70,083
501,412	-
1,340,593	71,091

(1) Corresponde al pago que realizó la Secretaría de Hidrocarburos por los valores del 50% de retención en la fuente del IVA del período comprendido de mayo 2016 a junio 2017 por un monto de US\$521,437, mediante un Título del Banco Central (TBC). Del monto en mención se destinaron US\$20,024 para el pago de impuestos del 2017, US\$137,476 se destinaron para el pago de impuestos mensuales el 2018 y US\$363,937 se los destinará para la venta en el próximo año.

9. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

Secretaría de Hidrocarburos (1)

2017	2016
631,990	1,487,615

(1) El saldo presentado incluye: i) Retenciones en la fuente de Impuesto al Valor Agregado - IVA desde julio a noviembre 2017 no pagados por la Secretaría de Hidrocarburos por un monto de US\$149,526 (2016: US\$625,326) durante el 2017 este rubro ha disminuido debido a la cancelación de la SH a través de bonos emitidos por el estado, (ii) Valores por acumulación de tarifa que corresponden a años anteriores por un monto de US\$192,092 (2016: US\$192,092) y (iii) Valores pendientes de recuperar por la prestación de servicios de los meses de noviembre y diciembre a la Secretaría de Hidrocarburos por un monto US\$290,372 (2016: US\$670,197), los cuales a la fecha de preparación de estos estados financieros han sido cedidos a HRFS Financiamiento SA, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 15.

10. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Un resumen de impuestos por recuperar es como sigue:

Crédito Tributario de Impuesto a la Renta (1)
Crédito Tributario de Impuesto al Valor Agregado IVA (2)

2017	2016
845,666	622,723
801,189	500,113
1,646,855	1,122,836

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

- (1) Incluye: (i) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta de años anteriores por US\$622,723 (2016: US\$276,011) y (ii) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta año corriente por US\$222,943 (2016: US\$346,712).
- (2) Incluye: (i) Retenciones de Impuesto al valor agregado por US\$722,543 (2016: US\$463,022) y (ii) Crédito tributario por Impuesto al Valor Agregado por US\$78,646 (2016: US\$37,091).

11. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	2017	2016
Petróleo crudo (1)	56,184	56,462
Repuestos, materiales y otros	779,900	819,501
Provisión por deterioro de inventarios (2)	836,084	875,963
	(69,296)	(16,002)
	766,788	859,961

(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:

	2016	2017
Saldo al 1 enero	16,002	52,991
Incrementos (gastos del año)	53,294	16,002
Reversión de provisiones	-	(52,991)
Saldo al 31 de diciembre	69,296	16,002

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\$601,922 (2016: US\$597,471).

SANTA ELENA OIL & GAS CORP. (Sucursal Ecuador)

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2017
(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	Retiro de bienes	Activos fijos						Total
				Nuevas y mejoras	Equipo de comunicación	Equipo de comunicación	Vehículos	Maquinarias y herramientas	Instalaciones	
Al 1 de enero de 2016										
Costo	19,955,676	430,383	262,480	38,407	58,486	14,753	203,992	263,715	159,207	21,386,799
Amortización y depreciación acumulada	(13,406,945)	-	(205,589)	(29,736)	(57,844)	(12,477)	(193,489)	(138,790)	(155,620)	(13,900,460)
Valor en libros	6,548,731	430,383	56,891	8,371	672	2,276	10,803	124,925	3,587	7,486,339
Movimientos 2016										
Adiciones	69,144	196,467	25,758	-	-	-	1,180	2,554	-	917,373
Transferencias	430,383	(430,383)	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(715,80)	-	-	(2,008)	(9,186)	(3,341)	(8,614)	(4,498)	(50)	(99,207)
Amortización y depreciación retiros	60,700	-	-	16,57	9,186	3,336	8,614	4,303	50	87,846
Amortización y depreciación del año	(660,238)	-	(6,469)	(1,729)	(543)	(542)	(8,624)	(24,759)	(471)	(703,075)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2016	7,239,480	196,467	76,480	6,391	129	1,729	3,359	102,525	3,116	7,689,576
Al 31 de diciembre de 2016										
Costo	21,005,963	196,467	288,238	36,099	49,300	11,412	196,558	261,771	159,157	22,204,965
Amortización y depreciación del año	(13,706,483)	-	(211,758)	(29,808)	(49,171)	(9,663)	(193,499)	(159,246)	(156,041)	(14,515,389)
Valor en libros	7,299,480	196,467	76,480	6,291	129	1,729	3,359	102,525	3,116	7,689,576
Movimientos 2017										
Adiciones (1)	542,793	4,736	-	-	1,277	-	36,546	7,327	-	592,679
Transferencias	11,129	(11,129)	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros (2)	-	(185,338)	(90,852)	-	-	-	-	-	-	(276,190)
Amortización y depreciación retiros	(2,821)	-	66,745	-	-	-	-	-	-	63,924
Amortización y depreciación del año	(691,179)	-	(6,749)	(4,410)	(165)	(448)	(13,385)	(23,360)	(471)	(728,167)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2017	7,159,402	4,736	45,624	4,881	1,241	1,281	36,520	85,492	2,645	7,341,822
Al 31 de diciembre de 2017										
Costo	21,559,885	4,736	197,386	36,099	50,577	11,412	233,404	269,098	159,157	22,521,454
Amortización y depreciación del año	(14,400,483)	-	(151,762)	(31,218)	(49,336)	(10,131)	(196,584)	(183,606)	(156,512)	(15,179,632)
Valor en libros	7,159,402	4,736	45,624	4,881	1,241	1,281	36,520	85,492	2,645	7,341,822

- (1) Corresponde principalmente al trabajo de cañoneo selectivos 2017 por US\$123,116, adquisición y reemplazo de equipo de subsuelo por US\$85,418, optimización central de generación por US\$56,493, overhaul motor de generación por US\$39,195, reemplazo gasoducto por US\$35,537, adquisición balancines US\$30,849, repotenciación unidad de pulling por US\$27,333, construcción de bunker por US\$25,528, mantenimientos menores y adquisición de repuestos por US\$124,060. El año 2016 corresponde principalmente al frakturamiento hidráulico 2017 por US\$532,222, adquisición de equipo de subsuelo por US\$65,333, instalación generador eléctrico por US\$50,180, adquisición de repuestos US\$61,692 y mantenimientos menores US\$164,822.

- (2) El saldo corresponde al valor reportado como obras en curso en el año 2016 por US\$185,338 que eran parte de los trabajos realizados por CPVEN, de los cuales para el año 2017 se registraron en la cuenta de Actividades no exitosas y los US\$(90,852) corresponde a la disminución de la provisión por abandono de pozos para el año 2017 según estudio técnico.
- 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 2016 y ha emitido los informes correspondientes hasta el año 2016 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.

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

13. ACTIVOS, PASIVOS Y RESULTADOS DE LA OPERACION CONJUNTA

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:

2017	Participación 28%	Sucursal	Total
ACTIVOS			
Efectivo	1,335,745	4,848	1,340,593
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
	<u>12,740,310</u>	<u>5,327</u>	<u>12,745,637</u>
PASIVOS			
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 retro de bienes	197,386	-	197,386
	<u>3,045,335</u>	<u>(132,860)</u>	<u>2,912,475</u>
	9,694,975	138,187	9,833,162
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 (Pérdida) 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
	16,174	(12)	16,162
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a la renta	295,995	(79,773)	216,222
Impuesto a la renta	(59,269)	-	(59,269)
Utilidad (Pérdida) neta del año	236,726	(79,773)	156,953
Otros resultados integrales	-	-	-
Pérdidas por cambios en permisos actuariales	(102,125)	-	(102,125)
Utilidad (Pérdida) 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 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

2016	Participación 28%	Sucursal	Total
ACTIVOS			
Efectivo	67,881	3,210	71,091
Clientes y otras cuentas por cobrar	1,487,615	-	1,487,615
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,703,548	-	1,703,548
Anticipos a proveedores	52,257	28,157	80,414
Inventarios	859,961	-	859,961
Propiedad, planta y equipo	7,689,576	-	7,689,576
Impuesto diferido	125,219	-	125,219
Impuestos por recuperar	1,122,836	-	1,122,836
	<u>13,108,893</u>	<u>31,367</u>	<u>13,140,260</u>
PASIVOS			
Préstamos bancarios corrientes	-	-	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	378,899	3,407	382,306
Cuentas por pagar a partes relacionadas	1,244,558	(189,997)	1,054,561
Beneficios a empleados	307,082	-	307,082
Impuestos por pagar	62,106	-	62,106
Préstamos bancarios no corrientes	-	-	-
Obligación por beneficios definidos	1,267,633	-	1,267,633
Obligación por retiro de bienes	288,238	-	288,238
	<u>3,548,516</u>	<u>(186,590)</u>	<u>3,361,926</u>
PATRIMONIO			
Ingresos por prestación de servicios	4,003,027	-	4,003,027
Costos de operación	(2,974,786)	-	(2,974,786)
Utilidad bruta	1,028,241	-	1,028,241
Gastos administrativos	(811,294)	(106,051)	(917,345)
Utilidad (Pérdida) operacional	216,947	(106,051)	110,896
Gastos financieros	(89,421)	(39)	(89,460)
Ingresos financieros	14,012	-	14,012
Otros ingresos	17,305	-	17,305
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a la renta	(58,104)	(39)	(58,143)
Impuesto a la renta	158,843	(106,090)	52,753
Utilidad (Pérdida) neta del año	98,190	(106,090)	(7,900)
Otros resultados integrales	-	-	-
Pérdidas por cambios en permisos actuariales	(64,507)	-	(64,507)
Utilidad (Pérdida) neta y resultado integral del año	<u>33,683</u>	<u>(106,090)</u>	<u>(72,407)</u>

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017
(Expresado en dólares estadounidenses)

14. PROVEEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

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

	2017	2016
Proveedores locales	268,822	188,534
Proveedores del exterior	65,065	1,928
Facturas por recibir	1,686	191,844
	<u>335,573</u>	<u>382,306</u>

15. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas durante los años 2017 y 2016 con compañías y partes relacionadas. Se incluye bajo la denominación de compañías relacionadas a las compañías bajo control común:

	2017	2016
<u>Transacción</u>	<u>369,662</u>	<u>244,250</u>
Receita de vehículos registros y ponzados		
Arrendos y Alquileres	46,183	46,183
Servicios administrativos y técnicos	80,155	85,260
Representación legal y operador	84,000	84,000
Donaciones y reembolsos de gastos	8,430	8,493
Servicios gerenciales	78,288	133,176
	<u>666,718</u>	<u>601,362</u>

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

	2017	2016
<u>Relación</u>	<u>821,583</u>	<u>1,626,546</u>
Comercial		
Comercial	30	93
Comercial		76,909
	<u>821,613</u>	<u>1,703,548</u>
<u>Accionistas</u>	<u>85,380</u>	<u>286,462</u>
Comercial	297,970	483,012
Comercial	74,727	285,085
Accionistas	42,200	-
Comercial		2
	<u>600,279</u>	<u>1,054,561</u>

(1) Tal como se menciona en la Nota 1, Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol se desempeña como operador y representante legal de la Asociación, servicio por cual factura US\$84,000 anuales asimismo, durante el año 2017 facturó servicios técnicos por US\$80,155 (2016: US\$85,260).

(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 Financial Services SA. 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) Saldos correspondientes a dividendos a favor de los socios de la operación conjunta del Bloque Gustavo Galindo Velasco, de los cuales durante el año 2017, la Asociación canceló US\$55,000 a Seog Oil & Gas Sociedad Anónima y US\$40,000 a la Petróleos Andinos S.A. (2016: Seog Oil & Gas

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

Sociedad Anónima US\$130,000 y Petróleos Andinos US\$85,000). De estos valores el 28% le corresponden a Seog Oil & Gas Sociedad Anónima.

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.

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 Inc. - Grantmining S.A. y comprende Director de Operaciones, y gerentes de diferentes áreas de apoyo. Durante el 2017, la Asociación pagó la suma de US\$78,288 (2016: US\$133,176) por concepto de servicios gerenciales, incluidos en los estados de resultados integrales adjuntos.

16. PROVISIONES

Composición y movimiento:

2017	Saldo inicial	Incrementos	Pagos y/o utilizaciones	Saldo final
Pasivos corrientes				
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
Pasivos no corrientes				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	1,267,633	280,368	(80,165)	1,467,836
2016				
Pasivos corrientes				
Beneficios a empleados (1)	246,318	1,627,173	(1,566,409)	307,082
Impuestos por pagar (2)	84,321	237,166	(259,381)	62,106
Pasivos no corrientes				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	1,186,807	385,830	(305,004)	1,267,633
(1) Incluye principalmente la participación de los trabajadores en las utilidades por US\$43,690 (2016: US\$18,847), décimo tercero y cuarto sueldos por US\$23,380 (2016: US\$23,833), fondos de reserva por US\$2,932 (2016: US\$3,325), vacaciones por US\$133,458 (2016: US\$121,622), provisión por remuneración variable por US\$9,717 (2016: US\$98,954), aportes al IESS US\$31,540 (2016: US\$30,255) y otros descuentos US\$3,306 (2016: US\$10,246).				
(2) Incluye: (i) Retenciones en la fuente y retenciones de Impuesto al valor agregado por US\$1,568,209 (2016: US\$1,075,189) y (ii) Crédito tributario por Impuesto al Valor Agregado por US\$78,646 (2016: US\$47,646).				
(3) Incluye (i) US\$882,987 (2016: US\$769,212) de provisión laboral por terminación contractual, (ii) US\$199,008 (2016: US\$175,185) de provisión bonificación por desahucio, y; (iii) US\$385,841 (2016: US\$323,235) por jubilación patronal de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.11. Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:				

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

	2017	2016
Tasa de descuento	4.10%	4.20%
Tasa de incremento salarial	3%	3%
Tasa de incremento de pensiones	2.00%	2.00%
Tasa de mortalidad e invalidez (a)		
Tasa de rotación	3.02%	13.12%
Vida laboral promedio remanente (años)	7.03	9.46
(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:

	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Al 1 de enero	323,235	249,518	175,185	184,223	769,212	753,066	1,267,632	1,186,807
Costo laboral por servicios actuariales	43,179	39,447	17,359	18,860	33,445	34,448	93,983	92,756
Costo financiero	13,576	11,677	7,358	8,622	32,307	35,244	53,241	55,543
Pérdidas/(ganancias) actuariales OR	21,542	33,835	9,116	(25,275)	87,158	55,947	117,816	64,507
Costos por servicios pasados	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	-	-	-	-	-	-	-	-
(Beneficios pagados)	(15,691)	(11,243)	-	-	(70,311)	(15,691)	(81,554)	(50,425)
Al 31 de diciembre	385,841	323,235	199,008	175,185	882,987	769,212	1,467,836	1,267,633

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

	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Jubilación	43,179	39,447	17,359	18,860	33,445	34,449	93,983	92,756
Costos por intereses	13,576	11,677	7,358	8,622	32,307	35,243	53,241	55,542
Costo de servicios pasados	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros costos	56,755	51,124	24,717	27,482	65,752	69,692	147,224	148,298

Los importes reconocidos en otros resultados integrales son los siguientes:

	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Jubilación	43,179	39,447	17,359	18,860	33,445	34,449	93,983	92,756
Desahucio	24,717	27,482	65,752	69,692	147,224	148,298	102,125	64,507
Terminación contractual	56,755	51,124	24,717	27,482	65,752	69,692	147,224	148,298
Pérdidas actuariales - ORI	5,851	33,835	9,116	(25,275)	87,158	55,947	102,125	64,507
Total	148,298	148,298	148,298	148,298	148,298	148,298	148,298	148,298

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

17. OBLIGACION POR RETIRO DE BIENES

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

	2017	2016
Saldo al 1 de enero	288,238	282,166
Intereses financieros del año cargados a resultados	(90,852)	6,072
Saldo al 31 de diciembre	197,386	288,238

Durante el año 2017 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\$470,129 (2016: US\$ 738,007) la cual fue descontada a una tasa del 7.75% (2016: 7.50%). La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses del contrato.

18. IMPUESTOS

18.1 Impuesto a la renta

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

	2017	2016
Impuesto a la renta corriente	61,894	26,700
Impuesto a la renta diferido	(2,625)	33,953
	<u>59,269</u>	<u>60,653</u>

18.2 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:

	2017	2016
Utilidad del año antes de Impuesto a la renta (1)	216,222	52,754
Otros resultados integrales	(102,125)	(64,507)
Más - Gastos no deducibles (2)	114,097	(11,753)
Base imponible	133,481	118,554
Tasa impositiva (%)	247,578	106,801
Impuesto a la renta corriente	25%	25%
Impuesto a la renta diferido (3)	61,894	26,700
	<u>(2,625)</u>	<u>33,953</u>
	<u>59,269</u>	<u>60,653</u>

(1) Incluye participación de trabajadores por US\$43,690 (2016: US\$18,847).

(2) 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.

(3) Ver Nota 18.6.

18.3 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 2015 a 2017, están sujetos a una posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

18.4 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 2016.

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 2016, 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 2017, ha concluido que no habrá impacto sobre la provisión de Impuesto a la Renta del año 2017. El estudio final estará disponible en las fechas que requieran las autoridades tributarias.

18.5 Otros asuntos - Reformas tributarias

El 29 de diciembre del 2017 se publicó la "Ley Orgánica para la Reactivación de la Economía, Fortalecimiento de la Dolarización y Modernización de la Gestión Financiera (Ley de Reactivación de la Economía)" en el Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 150. Las principales reformas que entrarán en vigencia en el 2018, están relacionadas con los siguientes aspectos:

- Eliminación de la obligación de contar con estudio actuarial para sustentar la deducibilidad de la jubilación patronal y desahucio sólo serán deducibles los pagos por estos conceptos siempre que no provengan de provisiones declaradas en ejercicios anteriores.
- Aumento de la tarifa general de impuesto a la renta del 22% al 25%. Para los casos de sociedades con accionistas en paraísos fiscales, regímenes fiscales preferentes o jurisdicciones de menor imposición, la tarifa pasará del 25% al 28% en la parte correspondiente a dicha participación.
- Cambios en los criterios para la reducción de tarifa de impuesto a la renta por la reinversión de utilidades. La reducción de la tarifa de impuesto a la renta del 10% sobre el monto de utilidades reinvertidas, aplicará únicamente a: i) sociedades exportadoras habituales; ii) a las que se dediquen a la producción de bienes, incluidas las del sector manufacturero, que posean 50% o más de componente nacional, y; iii) aquellas sociedades de turismo receptivo.

- Reducción de tarifa de impuesto a la renta para micro y pequeñas empresas o exportadores habituales del 3% en la tarifa de impuesto a la renta. Para exportadores habituales, esta tarifa se aplicará siempre que en el correspondiente ejercicio fiscal se mantenga o incremente el empleo.
- El Servicio de Rentas Internas podrá devolver total o parcialmente el excedente entre el anticipo de impuesto a la renta pagado y el impuesto a la renta causado, siempre que se verifique que se ha mantenido o incrementado el empleo neto. Así también para el cálculo del anticipo del impuesto a la renta se excluirá los pasivos relacionados con sueldos por pagar, décimo tercera y décimo cuarta remuneración, así como aportes patronales al seguro social obligatorio.
- Disminución del monto para la obligatoriedad de efectuar pagos a través del Sistema Financiero de US\$5,000 a US\$1,000 el monto determinado para la obligatoriedad de utilizar a cualquier institución del sistema financiero para realizar el pago, a través de giros, transferencias de fondos, tarjetas de crédito y débito, cheques o cualquier otro medio de pago electrónico.
- Se establece la devolución Impuesto a la Salida de Divisas para exportadores habituales, en la parte que no sea utilizada como crédito tributario.

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.

18.6 Impuesto a la renta diferido

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

Impuesto a la renta diferido activo:	
Impuesto a la renta diferido activo que se recuperará después de 12 meses	
2017	2016
127,844	125,219

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

Al 1 de enero del 2016	159,172
Crédito a resultados por impuesto a la renta diferido	(33,953)
Al 31 de diciembre del 2016	125,219
Crédito a resultados por impuesto a la renta diferido	2,625
Al 31 de diciembre del 2017	127,844

SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

(Expresado en dólares estadounidenses)

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

	Proiedad, planta y equipos	Abandono de pozos	Patronal	Jubilación	Terminación	Contribución tecnológica	Total
Al 1 de enero del 2016	(21,161)	98,519	28,314	41,933	11,567	159,172	159,172
Crédito (débito) a resultados	(90,433)	-	5,575	52,577	(1,672)	(33,953)	(33,953)
Al 31 de diciembre del 2016	(111,594)	98,519	33,889	94,510	9,895	125,219	125,219
Crédito (débito) a resultados	(32,520)	11,822	10,118	11,342	1,863	2,625	2,625
Al 31 de diciembre del 2017	(144,114)	110,341	44,007	105,852	11,758	127,844	127,844

La relación entre el gasto por Impuesto a la renta y la utilidad antes de impuestos de los años 2017 y 2016 se muestra a continuación:

	2017	2016
Utilidad del año antes de impuestos	216,222	52,754
Tasa impositiva vigente (%)	25%	25%
Impuesto a la tasa vigente	54,056	13,189
Efecto fiscal de los ingresos exentos / gastos no deducibles al calcular la ganancia fiscal	7,839	(39,889)
Impuesto a la renta cargado a resultados	61,894	(26,700)
Impuesto a la renta diferido	(2,625)	(33,953)
Impuesto a la renta cargado a resultados	59,269	(60,653)
Tasa efectiva	27%	51%

19. CAPITAL SOCIAL

El capital asignado de la Sucursal al 31 de diciembre del 2017 y 2016 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.

20. RESERVA LEGAL

De acuerdo con la legislación vigente, la Sucursal debe apropiarse 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.

21. 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 sueres 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 Companías 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.

22. EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre del 2017 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
