

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

1.

INFORMACION GENERAL

La Compañía se constituyó en la ciudad de Quito mediante escritura pública del 13 de junio de 1996 y fue inscrita en el Registro Mercantil el 8 de julio de 1996. Su objeto es llevar a cabo las actividades mineras relacionadas con la prospección, explotación, beneficio o concentración, fundición, refinación y comercialización de metales y/o minerales depositados en minas y yacimientos metálicos, no metálicos, placeres, materiales de construcción y otros yacimientos de cualquier clase que fueren.

Hasta el 31 de diciembre de 2006 Petrobell Inc. (Barbados) fue su única accionista; sin embargo, con fecha 12 de enero de 2007 el Ministerio de Energía y Minas autorizó mediante memorándum No. 122 la transferencia de una acción a Santa Elena Oil & Gas Corp. (Panamá). Petrobell Inc. eliminó todos los trámites necesarios para trasladar su domicilio a Uruguay y cambió su nombre a Petrobell S.A.

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

La última entidad controladora de Grantmining S.A. es Synergy Group. Corp. domiciliada en la Avenida Manuel E. Batista, Torre IBC, Piso 5to, Oficina 505, Panamá City, Panamá.

Contrato de Consorcio

El 10 de diciembre de 1999 se firmó un contrato entre el Consorcio (originalmente constituido por Grantmining S.A., Ingeniería Ambiental y Ecología S.A. (IECONNTSA), Cementaciones Petroleras Venezolanas S.A. (CPVEN) y Petróleos Colombianos Limited (Sucursal Ecuador)), con la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECCUADOR) para la explotación de petróleo crudo y la explotación adicional de hidrocarburos en el Campo Marginal Tigüino, a fin de incrementar la producción actual e incorporar nuevas reservas. Este contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 7 de enero de 2000. Petróleos Colombianos Limited (Sucursal Ecuador) fue designada operadora del Consorcio.

La participación en el Consorcio en dicho año fue la siguiente:

Grantmining S.A.	CPVEN	Petróleos Colombianos Limited (Sucursal Ecuador)	IECONNTSA
%	40	25	25
	10		
	100		

El contrato antes mencionado tenía una duración de hasta 20 años y las actividades de exploración adicional un plazo improrrogable de tres años contados a partir del 22 de mayo de 2001, fecha de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA).

La retribución del Consorcio consistía en una remuneración fija por barril entregado a PETROECCUADOR definido por una curva base de producción y una participación en la producción incremental sobre la curva base.

Cesión de derechos

Según el Acuerdo Ministerial No. 058 del 12 de junio de 2001, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a Petróleos Colombianos Limited (Sucursal Ecuador) a ceder a Petrobell Inc. (Sucursal Ecuador), el 25% de los derechos y obligaciones que mantenía en el contrato firmado entre el Consorcio y PETROECUADOR. El contrato de cesión se formalizó mediante escritura pública del 22 de agosto de 2001, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 31 de agosto de 2001, fecha a partir de la cual entró en vigencia. En dicha escritura también se formalizó la cesión a favor de Petrobell Inc. (Sucursal Ecuador) de las participaciones que mantenían CPVEN (25%), Grantmining S.A. (10%) e IECONTSA (10%), con la cual la participación en el Consorcio quedó estructurada de la siguiente manera:

Petrobell Inc. (Sucursal Ecuador)
Grantmining S.A.

Contrato modificatorio

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

En aplicación a lo dispuesto en la reforma a la Ley de Hidrocarburos mencionada anteriormente, el 22 de enero de 2011, Petrobell Inc. (Sucursal Ecuador) y Grantmining S.A. bajo el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. 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 Tigüino. Dicho contrato fue inscrito en el Registro de la Secretaría de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011, y tenía una fecha de vigencia hasta el 31 de marzo de 2016.

Entre los aspectos más importantes, las partes acordaron que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción de US\$29.6 por cada barril neto, producido y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la misma que se actualizó en el año 2015 a US\$30.57 (2014: US\$30.51). 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.

Con fecha 28 de enero de 2015 mediante Oficio No. MRNNR-COGFJ-2015-0038-OF, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables notificó al Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A., en el cual la Compañía participa con el 30%, la Resolución Ministerial No. MRNNR-DM-2015-1384-RM, a través de la cual acoge la recomendación del Comité de Licitación Hidrocarburífera y aprueba la extensión del plazo del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Tigüino hasta el 31 de diciembre de 2021 comprometiendo una inversión adicional de aproximadamente US\$14 millones.

El 14 de octubre de 2015 mediante oficio PTB-UIO-LEG-0297-2015 el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos que se retomase el proceso de suscripción, manteniendo la propuesta de inversión presentada en el año 2014, pero iniciando su ejecución en el año 2016 y extendiendo el plazo de vigencia del contrato hasta el 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 5 de noviembre de 2015, mediante resolución COLH-0133-05-11-2015, el Comité de Licitaciones Hidrocarbúrrteras (COLH), autorizó la conformación de una comisión técnica-económica-legal para la revisión y negociación de la propuesta presentada por el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. El 1 de diciembre de 2015, luego de realizadas varias reuniones entre los miembros de la comisión negociadora, el Consorcio mediante oficio PTB-UIO-PRS-0337-2015, presentó a la Secretaría de Hidrocarburos la propuesta final para la modificación del Contrato de Operación en el Bloque Tigüino y el 16 de diciembre de 2015 se suscribe una Acta de Negociación para la extensión del contrato. Hasta el 31 de diciembre de 2015, el Consorcio mantenía incertidumbre sobre la suscripción del mencionado contrato modificatorio, único documento que hacia efectiva la extensión del plazo y los acuerdos previos; por esta razón, los supuestos utilizados en la preparación de estos estados financieros consideraron como fecha de terminación el 31 de marzo de 2016.

Sin embargo, con fecha 15 de abril de 2016, el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número uno al contrato modificatorio a contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Tigüino, mediante este instrumento se extiende el plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022, manteniéndose inalteradas las demás cláusulas del contrato modificatorio suscrito entre las partes el 22 de enero de 2011. Dicho contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos con fecha 15 de abril de 2016.

Situación económica del país

A partir del 2014 la disminución sustancial en el precio del petróleo ha afectado la economía del país, cuyos impactos, entre otros, han sido los siguientes: disminución de depósitos en el sector financiero, incremento en los índices de desempleo, incremento en los índices de morosidad en la cartera de crédito de las entidades financieras así como la restricción en el acceso a líneas de crédito en los bancos a nivel nacional. El petróleo constituye la principal fuente de ingresos del Presupuesto General del Estado lo que ha generado importantes reajustes a dicho presupuesto en el año 2015, y a una disminución del mismo para el año 2016. Adicionalmente, la devaluación de otras monedas con respecto al Dólar de los Estados Unidos de América, moneda de uso legal en el Ecuador, ha tenido un impacto negativo en las exportaciones no petroleras del país.

En la actualidad las autoridades económicas están diseñando diferentes alternativas para hacer frente a estas situaciones, tales como: priorización de las inversiones, incremento de la inversión extranjera a través de alianzas público-privadas con beneficios tributarios, disminución del gasto corriente, financiamiento del déficit fiscal mediante la emisión de bonos del Estado, obtención de financiamiento a través de organismos internacionales y gobiernos extranjeros (China), entre otras medidas. Así también, ha mantenido el esquema de restricción de importaciones a través salvaguardas y derechos arancelarios con el fin de mejorar la balanza comercial, aspecto que debe ir desmontando en el 2016. No se cuenta aún con todos los elementos que permitan prever razonablemente la evolución futura de la situación antes comentada.

Considerando que el precio del barril de crudo WTI durante el año 2015 disminuyó a precios inferiores a los que permiten que la tarifa definida en el contrato sea pagada en un 100% por parte de la Secretaría de Hidrocarburos se aplicó 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 con 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 2015, el Consorcio, en cual la Compañía participa con el 30%, acumuló un saldo de US\$3,6 millones aproximadamente de tarifa no cobrada a la Secretaría de Hidrocarburos. Cabe mencionar que sobre dicho saldo, el Consorcio 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.

Para hacer frente a este escenario de precios bajos, la Administración del Consorcio, en cual la Compañía participa con el 30%, ha adoptado 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 adopción de estas medidas ha permitido al Consorcio generar flujos de caja positivos durante el año 2016, manteniendo el normal desarrollo de las operaciones.

Adicionalmente, la suscripción del contrato modificador que extiende el plazo de operación hasta el año 2022, le permitirá al Consorcio, en cual la Compañía participa con el 30%, buscar nuevas oportunidades de negocio tendientes a afianzar su presencia en la industria hidrocarburrifera ecuatoriana.

Contrato de servicios técnicos de redes de IT, gerenciales y de arrendamiento de oficinas, vehículos y equipo pesado.

El Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, ha recibido servicios técnicos de redes de IT por parte de Petróleos del Pacífico S.A. - Pacífpetrol y servicios de arrendamiento de oficinas, vehículos y equipo pesado por parte de Equipenínsula S.A.; así como también ha prestado servicios gerenciales y de geología a la Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacífpetrol S.A. - Andipetróleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. (entidades relacionadas de la Compañía).

Operaciones de la Compañía

La producción fiscalizada del año 2015 en el Bloque Tigüino totalizó 890,978 (2014: 1,056,176). Durante los años 2015 y 2014 las principales actividades realizadas comprendieron reacondicionamientos de pozos para mantener la producción, así como trabajos de mantenimiento en las facilidades de producción del Bloque.

Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2015, han sido emitidos y aprobados para su emisión por los accionistas con fecha 3 de junio de 2016.

2. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros. Estas políticas han sido diseñadas en función a las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015 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 Compañía han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015, 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 Compañía. 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.

Hasta el 31 de diciembre de 2015, el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A., en el cual la Compañía participa con el 30%, mantenía incertidumbre sobre la suscripción del contrato modificador mencionado en la Nota 1, único documento que hacía efectiva la extensión del plazo y los acuerdos previos; por esta razón, los supuestos utilizados en la preparación de estos estados financieros consideraron como fecha de terminación el 31 de marzo de 2016.

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:
NIF 11	Emienda relativa a la adquisición de una participación conjunta "Acuerdos conjuntos".	1 de enero del 2016
NIC 16 y 38	Emiendas a estas Normas relacionadas con los métodos de depreciación y amortización.	1 de enero del 2016
NIC 16 y 41	Emiendas a estas Normas relacionadas con las plantas (activo biológico) portadoras de frutos y su inclusión como parte del rubro "Propiedades, planta y equipo".	1 de enero del 2016
NIF 10 y NIC 7	Emiendas con relacionadas con la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.	1 de enero del 2016
NIC 27	Emienda que trata de la inclusión del método de valor patrimonial proporcional (VPP) para la valoración de inversiones.	1 de enero del 2016
NIF 9	Publicación de la norma "Instrumentos financieros", versión completa.	1 de enero del 2016
NIF 14	Publicación de la norma "Cuentas de Diferimientos de Actividades Reguladas"	1 de enero del 2016
NIF 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 del 2016
NIF 5	Mejoras que clarifica ciertos temas de clasificación entre activos mantenidos para la venta o para su distribución.	1 de enero del 2016
NIF 7	Mejoras que modifican lo relacionado a las revelaciones de los contratos de prestación de servicios y las revelaciones requeridas para los estados financieros interinos.	1 de enero del 2016
NIC 19	Mejoras que clarifican el modo de determinar la tasa de descuento para las obligaciones por beneficios post-empleo.	1 de enero del 2016
NIC 34	Mejoras que clarifican lo relacionado con la información revelada en el reporte interino y las referencias incluidas en el mismo.	1 de enero del 2016
NIC 1	Emiendas a la NIC 1, revelaciones relacionadas con materialidad, disagregación y subtotales, notas y Otros resultados integrales.	1 de enero del 2016
NIF 10, NIF 12 y NIC 28	Emiendas a este grupo de Normas, que clarifican ciertos aspectos sobre la preparación y elaboración de estados financieros consolidados y acerca de la opción del método del valor patrimonial proporcional en entidades que no son entidades de inversión.	1 de enero del 2016

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

2.2 Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas en los estados financieros de la Compañía se expresan en la moneda del ambiente económico primario donde opera la entidad (moneda funcional). Los estados financieros de la Compañía 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, depósitos a la vista en bancos y otras inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos. Los sobregiros bancarios, 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 Compañía en los activos netos y resultados de la operación conjunta del Consorcio Petrobeil Inc. Grantmining S.A. son contabilizados mediante el método conocido como consolidación proporcional. Bajo este método, la participación de la Compañía en los ingresos, costos y gastos, activos, pasivos y flujos de efectivo derivados de la operación conjunta de dicho Consorcio son combinados línea por línea en los estados financieros de la Compañía.

2.5 Activos y pasivos financieros**2.5.1 Clasificación**

La Compañía 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 de 2015 y 2014, la Compañía mantuvo activos financieros en la categoría de "préstamos y cuentas por cobrar". De igual forma, la Compañía 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 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 Compañía 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 Compañía 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 Compañía 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. El período de crédito sobre la prestación de servicios es de hasta 60 días. Adicionalmente dentro de otras cuentas por cobrar se incluyen garantías entregadas al Servicio de Rentas Internas y otros créditos por cobrar.

(ii) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas: Corresponden a los montos adeudados por entidades relacionadas por servicios prestados en el curso normal de los negocios, correspondientes a servicios gerenciales y geología, y venta de equipos. Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y son exigibles hasta en 90 días.

Otros pasivos financieros: Posterior a su reconocimiento inicial se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo. En específico, la Compañía 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 o 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 en 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 correspondientes a alquiler de vehículos y administración de redes IT principalmente, y deudas adquiridas que son exigibles por parte del acreedor en el corto plazo. Las deudas adquiridas devengan intereses y se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado. Los dividendos declarados y operaciones consorciales se presentan como activos no corrientes y se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado.

2.5.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía establece una provisión para pérdidas por deterioro de sus cuentas por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la misma no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo

con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta a cobrar se ha deteriorado. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no fue necesario el registro de provisiones por deterioro.

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 Compañía transfiere el activo a un tercero sin retener sustancialmente los riesgos y beneficios del activo. Un pasivo es eliminado cuando las obligaciones de la Compañía 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 equipos

La Compañía clasifica a la propiedad, planta y equipos 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 con la etapa de exploración y evaluación, la Norma Internacional de Información Financiera - NIIF 6 "Exploración y evaluación de recursos minerales", establece que la fecha de vigencia para su aplicación es a partir de los periodos anuales que comiencen el 1 de enero de 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, menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro en el valor, en caso de producirse.

La Compañía 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 Compañía utilizó el volumen de reservas probadas desarrolladas al inicio de cada año, las mismas que para el año 2015 se encuentran en proceso de aprobación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos.
- (ii) Las obras en curso se amortizan únicamente una vez que 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 2.9.

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 Compañía 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 del activo fijo, o de componentes significativos identificables que posean vidas útiles diferenciadas y no considera valores residuales, pues se estima que el valor de realización de sus activos fijos al término de su vida útil será irrelevante. Las estimaciones de vidas útiles y valores residuales de los activos fijos 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 activos fijos son las siguientes:

Tipo de bienes	
Maquinarias y equipos	10
Equipos de computación	3
Muebles y enseres	10
Vehículos	5
Número de años	

2.8 Deterioro de activos no financieros (propiedad, planta y equipos)

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 mas 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 Tíltimo.

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 Compañía 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 Compañía a través del Consorcio en el cual participa con el 30%, 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 del 7.5%.

Con base en los cambios tecnológicos y las variaciones en los costos de recuperación necesarios para proteger el medioambiente, la Compañía 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 el 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%. 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 si las utilidades son reinvertidas por el contribuyente. La Compañía aplica el 25% después del análisis realizado.

En el año 2014 las normas tributarias vigentes establecían una tasa de impuesto del 22% de las utilidades gravables.

2.10.2 Impuesto a la renta diferido

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

Los impuestos a la renta diferidos activos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales. Los saldos de impuestos a la renta diferidos activos y pasivos se compensan cuando exista el derecho legal exigible a compensar impuestos activos corrientes con impuestos pasivos corrientes y cuando los saldos de Impuesto a la renta diferido activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

2.11 Beneficios a los empleados

2.11.1 Beneficios de corto plazo: Se registran en el rubro de beneficios empleados del estado de situación

financiera y corresponden principalmente a:

(1) Participación de los trabajadores en las utilidades: El Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, 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.

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 de 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

**NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**
(Expresado en dólares estadounidenses)

actividad hidrocarbúrfica 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.
- (iii) Décimo tercer y décimo 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 por desahucio e indemnización por terminación contractual, definidos por la ley laboral ecuatoriana, se determinaron hasta el 31 de diciembre de 2014 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 6.31% anual equivalente a la tasa promedio de los bonos de gobierno, publicada por el Banco Central del Ecuador que están 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 por pensiones hasta su vencimiento.

Las hipótesis actuariales incluyen las siguientes variables en adición a la tasa de descuento mencionada anteriormente: años de servicio, remuneraciones actuales, tasa de rotación, tasa de incremento salarial anual, entre otras.

Al 31 de diciembre de 2015, el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, registró como provisión por terminación de contrato, el valor calculado internamente, equivalente al monto de indemnizaciones pagaderas al 30 de abril de 2016.

Debido al cambio en la fecha de vigencia de las operaciones del Consorcio en el Bloque Tigüino, de acuerdo al contrato modificadorio mencionado en la Nota 1, la provisión por jubilación patronal mantenida hasta el 31 de diciembre de 2009, fue reemplazada por la provisión laboral por terminación contractual.

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.

Al cierre del año estas provisiones representan el 30% de las obligaciones que mantiene el Consorcio con sus trabajadores.

2.12 Provisiones corrientes

En adición a lo que se describe en la Nota 2.11 la Compañía 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

Hasta el año 2014 los ingresos por la prestación de servicios del Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, se reconocían sobre la base de una tarifa fija por cada barril neto producido y entregado en el centro de fiscalización. A partir del año 2015 los ingresos por la prestación de servicios corresponden a los ingresos generados por el contrato de prestación de servicios, el cual se registra en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha de los estados financieros, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad y sea probable que los beneficios económicos fluyan hacia el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, y cuando el Consorcio hace entrega de 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 a los accionistas, se deduce del patrimonio y reconoce como pasivo corriente o de largo plazo (según haya sido aprobado por los accionistas) en los estados financieros en el periodo en el que los dividendos se autorizan a ser distribuidos.

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 Compañía 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 Compañía 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 método 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 Administración 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 2.9).
- Obligaciones por beneficios definidos: Las hipótesis empleadas en los cálculos actuariales de la indemnización por terminación de contrato y por desahucio, para lo cual utiliza estudios actuariales practicados por profesionales independientes y estudios internos. (Nota 2.11).
- Impuesto a la renta diferido: La Compañía 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. (Nota 2.10).

4. ADMINISTRACION DE RIESGOS

Factores de riesgo financiero

La Compañía 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 Compañía 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 Compañía, 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 Compañía 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 tasas de interés de la Compañía surge de los préstamos con entidades relacionadas emitidos a tasas de interés variables que exponen a la Compañía a un flujo de caja con riesgos de tasas de interés. Durante los años 2015 y 2014 la Compañía no ha contratado préstamos con tasas de interés variables.

(b) Concentración de riesgo crediticio

Los activos financieros de la Compañía 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 Compañía 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 Compañía 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-
Citi Private Bank	AAA

El riesgo relacionado a crédito se disminuye pues el único cliente para el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, es la Secretaría de Hidrocarburos, con quien mantiene una política de crédito establecido contractualmente de hasta 60 días, misma que ha sido cumplida sin demoras. El contrato modificadorio a contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Tigüino 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 a favor del Consorcio, aún no cancelados, la Secretaría de Hidrocarburos quedará liberada de su obligación y las diferencias no serán pagadas al Consorcio según lo estipulado en el contrato. Durante el año 2015, se registró una acumulación de tarifa derivada de la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales. La Administración de la Sucursal ha evaluado el comportamiento de dichos precios para los años futuros, y estima que dicha acumulación podría ser recuperada.

(c) Riesgo de liquidez

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

La Compañía 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 Compañía remanentes a la fecha del estado de situación financiera y hasta la fecha de su vencimiento. Los montos revelados en el cuadro son los flujos de efectivo no descontados.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

Entre 2 y 5 años	Menos de 1 año	<i>(d) Riesgo de capital</i>	
		Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014
-	695,151	Proveedores y otras cuentas por pagar	Proveedores y otras cuentas por pagar
3,569,105	8,597,840	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Cuentas por pagar a entidades relacionadas
-	776,745		
3,569,105	235,650		

Los objetivos de la Compañía 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 accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

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 de 2015	No corriente	Corriente	Al 31 de diciembre de 2014	Corriente	No corriente
Activos financieros medidos al costo					
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,143,037	-	6,845,587	-	-
Efectivo en bancos	-	-	-	-	-
Activos financieros medidos al costo amortizado	9,143,037	-	6,845,587	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1,385,368	465,307	724,591	1,437,366	1,437,366
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	2,035,586	2,821,512	1,560,494	3,532,513	2,161,957
Total activos financieros	3,420,954	3,286,819	2,161,957	9,007,644	3,569,105
Pasivos financieros medidos al costo amortizado	12,563,991	3,286,819	9,224,443	3,569,105	3,569,105
Proveedores y otras cuentas por pagar	695,151	-	776,745	235,650	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8,597,840	3,569,105	3,569,105	1,012,395	3,569,105
Total pasivos financieros	9,292,991	3,569,105	4,345,850	3,569,105	3,569,105

5.2. Valor razonable de instrumentos financieros

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

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

	2015	2014
Activo corriente		
Efectivo en caja	180	180
Bancos (2)	9,142,857	1,478,625
Inversiones temporales (1)	-	913,125
Activo no corriente		
Efectivo en bancos (2)	-	6,845,687
	9,143,037	2,391,930
	<u>9,143,037</u>	<u>9,237,617</u>

(1) Representan certificados de depósito mantenidos en el Banco Pichincha C.A., los mismos que devengan una tasa de interés del 6.25% anual. Estas inversiones tuvieron como fecha de vencimiento febrero 2015 y fueron renovadas a su vencimiento por 60 días a una tasa del 5.25% anual. Durante el año 2015 se registraron US\$14,230 (2014: US\$28,926) por concepto de intereses ganados. El capital más intereses fueron cobrados íntegramente el 6 de abril de 2015.

(2) Incluye principalmente efectivo mantenido en depósito bancario restringido en Cití Private Bank, que respaldaba el programa de inversión del Grupo Synergy en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en países de América del Sur, así como también en diversificación de negocios, entre los cuales se incluyen astilleros donde se construyen buques petroleros. Dichos fondos se encuentran disponibles a partir del año 2016.

7. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	2015	2014
Activo corriente		
Clientes locales (1)	1,003,622	1,180,464
Servicios por facturar (1)	381,746	791,555
Activo no corriente		
Otras cuentas por cobrar	465,307	724,591
	<u>1,850,675</u>	<u>2,696,610</u>

(1) Incluyen principalmente: i) retenciones en la fuente. Impuesto al Valor Agregado - IVA desde diciembre 2014 a abril 2015 no pagado por la Secretaría de Hidrocarburos por un monto de US\$420,291 y ii) valores pendientes por recuperar por la prestación de servicios de los meses de noviembre y diciembre a la Secretaría de Hidrocarburos, por un monto de US\$559,025 y US\$381,746 respectivamente, donde la

Compañía participa en el 30%, los cuales a la fecha de preparación de estos estados financieros han sido cedidos a HR Financial Services Ltd. de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11.

8. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

Petróleo crudo (1)
Repuestos, materiales y otros

Provisión por deterioro de inventarios (2)

2015	2014
93,591	129,947
855,480	1,342,395
949,071	1,472,342
(527,559)	(844,159)
421,512	628,183

Los inventarios reconocidos dentro de propiedad, planta y equipos y/o en costos de operación dependiendo del destino y uso que se dio a los mismo fueron de aproximadamente US\$2,000,000 (2014: US\$1,800,000).

- (1) El saldo incluye petróleo crudo en tanques de almacenaje, líneas de flujo y oleoductos secundarios.
- (2) Ver Nota 13.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

9. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS

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

Inversiones de exploración adicional y producción	Obras en curso	Retiro de bienes	Muebles y enseres	Maquinaria y equipo	Equipos de computación	Equipos de comunicación	Activos fijos	Total
Al 1 de enero de 2014	Costo histórico	40,050,607	1,771,934	100,413	23,885	87,069	14,283	42,048,191
	Amortización y depreciación acumulada	(34,635,634)	-	(72,703)	(11,168)	(16,332)	(13,163)	(34,769,000)
	Valor en libros	5,414,973	1,771,934	27,710	12,717	50,737	1,120	7,279,191
Movimientos 2014	Adiciones (1)	448,978	-	98,608	-	10,664	834	559,084
	Transferencias	1,771,934	(1,771,934)	-	-	-	-	-
	Actividades no extensas (2)	(1,486,472)	-	-	-	-	-	-
	Retiros (3)	(360,751)	-	-	(3,000)	(2,550)	-	(1,486,472)
	Amortización y depreciación del año	(2,652,841)	(13,158)	(1,701)	(6,743)	(906)	-	(366,301)
	Valor en libros al 31 de diciembre de 2014	3,239,832	113,160	10,882	54,658	1,048	-	3,419,580
Al 31 de diciembre de 2014	Costo histórico	40,424,296	199,021	20,885	95,183	15,117	-	40,754,502
	Amortización y depreciación acumulada	(37,184,464)	(85,861)	(10,003)	(40,525)	(14,069)	-	(37,334,922)
	Valor en libros	3,239,832	113,160	10,882	54,658	1,048	-	3,419,580
Movimientos 2015	Adiciones (1)	756,712	10,368	691	12,973	7,650	-	789,944
	Retiros (3)	(162,696)	-	-	-	-	-	(162,696)
	Amortización y depreciación del año	(2,591,275)	(87,673)	(1,720)	(7,794)	(1,261)	-	(2,689,774)
	Valor en libros al 31 de diciembre de 2015	1,400,625	10,368	9,853	59,837	7,437	-	1,515,106
Al 31 de diciembre de 2015	Costo histórico	41,018,112	10,368	21,576	108,156	22,767	-	41,381,750
	Amortización y depreciación acumulada	(39,617,687)	-	(173,534)	(48,319)	(15,330)	-	(39,866,644)
	Valor en libros	1,400,625	10,368	9,853	59,837	7,437	-	1,515,106

(1) Incluye principalmente inversiones en facilidades de producción.

(2) La Administración registró en los resultados del ejercicio un total de US\$ 1,486,472 por trabajos realizados en el re-entry del pozo Tíguino 18, en vista que los mismos una vez concluidos los mismos no arrojaron resultados satisfactorios.

(3) En el año 2015 corresponden a la baja realizada para dar cumplimiento a la Resolución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo No. ARCH-DAHCE-2014-0050-OF del 31 de enero de 2014 de bienes con un costo histórico de US\$34,932 con una amortización acumulada de US\$34,226; y a la venta de Planta de Gas para dar cumplimiento a la Resolución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo No. OF-560-ARCH-EE-SEE-2014 del 1 de junio de 2011, con un costo histórico US\$127,764 con una amortización acumulada de US\$119,182.

En el año 2014, corresponden a la baja realizada para dar cumplimiento a la Resolución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo No. ARCH-DAHCE-2014-0004-RFS del 31 de enero de 2014 de bienes con un costo histórico de US\$123,587 con una amortización acumulada de US\$104,011. La diferencia corresponde a una parte de la provisión del re-entry del pozo Tíguino 18 que se reversó durante el año 2014 porque no fue utilizada.

US\$104,011. La diferencia corresponde a una parte de la provisión del re-entry del pozo Tigüino 18 que se reversó durante el año 2014 porque no fue utilizada.

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 SRL y aceptadas por la Administración del Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%.

La ARCH ha auditado las operaciones del Bloque Tigüino desde los años 2000 al 2014, y ha emitido los informes correspondientes hasta el año 2014, en los que concluye, principalmente ajustes relacionados con las Inversiones, Ingresos Operacionales, Costos y Gastos. El Consorcio ha impugnado los informes correspondientes a los ejercicios fiscales 2006 al 2013, y está preparando la impugnación correspondiente al año 2014, mientras que el Operador Petrobell Inc. (Sucursal Ecuador) impugnó los informes del 2002 al 2005. Dichas demandas de impugnación, de acuerdo con el criterio de la Administración y sus asesores legales se encuentran en trámite y su resolución final es incierta.

GRANTMINING S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

10. 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:

2015	Participación Consortio 30%	Compañía	Total
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,182,260	(39,223)	9,143,037
Cilientes y otras cuentas por cobrar	1,385,368	-	1,385,368
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2,031,949	3,637	2,035,586
Impuestos por recuperar	1,247,939	631	1,248,570
Anticipos a proveedores	99,712	13,425	113,137
Inventarios	421,512	-	421,512
Propiedad, planta y equipo	1,515,106	-	1,515,106
Impuesto diferido	-	239,187	239,187
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2,183	2,819,329	2,821,512
Otras cuentas por cobrar	457,921	7,386	465,307
	<u>16,343,950</u>	<u>3,044,372</u>	<u>19,388,322</u>
PASIVOS			
Proveedores y otras cuentas por pagar	593,305	101,846	695,151
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	825,827	7,772,013	8,597,840
Beneficios a empleados	94,849	-	94,849
Impuestos por pagar	113,485	(1,455)	112,030
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,083,337	2,485,768	3,569,105
Obligación por beneficios definidos	515,135	-	515,135
Obligación por retiro de bienes	217,743	-	217,743
	<u>3,443,681</u>	<u>10,358,172</u>	<u>13,801,853</u>
RESULTADOS			
Ingresos por prestación de servicios	7,098,588	-	7,098,588
Costos de operación	(6,521,821)	-	(6,521,821)
Utilidad bruta	576,767	-	576,767
Gastos de administración	(900,058)	(284,278)	(1,184,336)
Otros ingresos operacionales	615,441	112,181	727,622
Utilidad (Pérdida) operacional	292,150	(172,097)	120,053
Gastos financieros	(20,910)	(24)	(20,934)
Ingresos financieros	49,843	-	49,843
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a la renta	28,933	(24)	28,909
Impuesto a la renta	(437,879)	-	(437,879)
Pérdida neta y resultado integral del año	<u>(116,796)</u>	<u>(172,121)</u>	<u>(288,917)</u>

GRANTMINING S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

2014			
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,398,379	(6,449)	2,391,930
Clientes y otras cuentas por cobrar	1,972,019	-	1,972,019
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1,560,494	-	1,560,494
Impuestos por recuperar	555,723	631	556,354
Anticipos a proveedores	198,963	(145)	198,818
Inventarios	628,183	-	628,183
Efectivo en bancos	6,845,687	-	6,845,687
Propiedad, planta y equipo	3,505,440	(85,860)	3,419,580
Impuesto diferido	-	317,440	317,440
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	1,437,366	1,437,366
Otras cuentas por cobrar	723,342	1,249	724,591
	<u>18,388,230</u>	<u>1,664,232</u>	<u>20,052,462</u>
PASIVOS			
Proveedores y otras cuentas por pagar	679,397	97,348	776,745
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	585,619	(349,969)	235,650
Beneficios a empleados	216,035	(1,773)	214,262
Impuestos por pagar	89,185	110,729	199,914
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	3,569,105	3,569,105
Obligación por beneficios definidos	624,968	-	624,968
Obligación por retiro de bienes	199,021	-	199,021
	<u>2,394,225</u>	<u>3,425,440</u>	<u>5,819,665</u>
RESULTADOS			
Ingresos por prestación de servicios	9,667,175	-	9,667,175
Costos de operación	(9,430,469)	14,550	(9,415,919)
Utilidad bruta	236,706	14,550	251,256
Gastos de administración	(996,895)	(27,583)	(1,024,478)
Otros ingresos operacionales	585,930	1,554	587,484
Pérdida operacional	(174,259)	(11,479)	(185,738)
Gastos financieros	(2,091)	(10,079)	(12,170)
Ingresos financieros	23,734	169	23,903
Pérdida antes de impuesto a la renta	21,643	(9,910)	11,733
Impuesto a la renta	(152,616)	(21,389)	(174,005)
Pérdida neta del año	4,159	2,210	6,369
Otros resultados integrales	(148,457)	(19,179)	(167,636)
Ganancias por cambios en premisas actuariales	188,853	-	188,853
Utilidad (pérdida) neta y resultado integral del año	<u>40,396</u>	<u>(19,179)</u>	<u>21,217</u>

GRANTMINING S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas durante los años 2015 y 2014 con compañías y partes relacionadas. Se incluye bajo la denominación de compañías relacionadas a las compañías bajo control común:

Ingresos		Transacción		2015		2014									
Asociación SMC Ecuador Inc.- Pacifpetrol S.A.- Andipetrol S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. Andipetrol S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. Asociación SMC Ecuador Inc.- Pacifpetrol S.A.- Andipetrol S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. Andipetrol S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. (1)	Costos y gastos	Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol	Fundación Ancón Peninsula	Petróbel Inc. (Sucursal Ecuador)	Consorcio Petróbel Inc Grantmining S.A. Equipeninsula S.A. Equipeninsula S.A.	187,868	300,000								
								Servicios técnicos	Gastos efectuados por cuenta de la	Compañía, contribuciones y otros	servicios	Reembolso de gastos	Reembolso de gastos	Renta de vehículos	Alquiler de oficina
152,371	143,028	Servicios gerenciales	Servicios de geología	57,133	35,497	Venta de bienes									
				500,161	187,868										
				131,943	129,448										
				18,000	18,027										
				34,001	-										
				17,052	-										
				102,672	94,231										
				49,482	49,482										
				353,150	291,188										

Composición de los saldos con entidades relacionadas al 31 de diciembre:		Transacción		2015		2014					
Asociación SMC. - Ecuador Inc. - Pacifpetrol S.A. - Andipetrol S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. (3)	Cesión de derechos de cobro	Servicios gerenciales	Cuentas por cobrar	2,035,586	3,637	1,560,494	-				
								Cuentas por cobrar largo plazo	Petróbel Inc. (Sucursal Ecuador)	2,821,512	1,437,366
Petróbel Inc. (Sucursal Ecuador)	Operación consorcial	2,821,512	1,437,366	16,034	8,054	212,704	3,637				
								Dividendos	Dividendos	8,357,244	167
Petróbel Inc. (Sucursal Ecuador)	Servicios técnicos	Renta de vehículos	Operación consorcial	8,597,840	235,650	12,276	12,125				
								Equipeninsula S.A.	Consorcio Petróbel Inc. Grantmining S.A. Petróbel S.A. (Antes Petróbel Inc.) (4)	SEOG OIL & GAS S.A. (Antes Santa Elena Oil & Gas Corp.)	Dividendos

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

Transacción	2015	2014	Cuentas por pagar largo plazo	
			Petrobell S.A. (Antes Petrobell Inc.) (5)	SEOG OIL & GAS S.A. (Antes Santa Elena Oil and Gas Corp.)
			Devolución de utilidades	Devolución de utilidades
	2,504,999	2,504,999	50	50
	1,064,056	1,064,056	Préstamos	
	3,569,105	3,569,105		

(1) Con fecha 22 de diciembre de 2015, el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. vendió a la Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifipetrol S.A. - Andipetroleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. activos fijos correspondientes a grupo electrógeno marca Palmiero, tablero de distribución y planta de gas por US\$1,000,000 de los cuales el 30% corresponde a la Compañía.

(2) Mediante oficio No. 2215 SH-SCH-ULG-2011 del 14 de julio de 2011 la Secretaría de Hidrocarburos aceptó la designación como tercer beneficiario a la Compañía HR Financial Services Ltd. para que conforme a los términos del contrato modificado descrito en la Nota 1, reciba el crudo correspondiente al pago en especie del servicio recibido bimestralmente.

(3) Corresponde a saldos pendientes de cobro por servicios gerenciales, de geología, venta de activos e inventarios, provistos por el Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. en la cual la Compañía participa con el 30%.

(4) Mediante acta de Directorio celebrada el 30 de diciembre de 2015, Grantmining S.A. decretó el pago de dividendos a sus accionistas por un monto de US\$8,357,411, los cuales a la fecha de emisión de estos informes, fueron íntegramente cancelados por medio de compensación de saldos.

(5) Con fecha 1 de diciembre 2009, mediante Acta de Junta General de Accionistas, se resuelve la repartición de dividendos de los resultados netos de años anteriores, correspondiente a los ejercicios económicos 2006, 2007 y 2008. Estos dividendos serán cancelados a la Casa Matriz en función de la disponibilidad de fondos de la Compañía.

Excepto por lo mencionado en los párrafos anteriores, los saldos por cobrar y por pagar a entidades relacionadas no devengan intereses y no tienen plazos definidos de cobro y/o pago.

No se han efectuado operaciones equiparables a las indicadas precedentemente con partes no vinculadas.

Remuneraciones personal clave de la gerencia

La Compañía no tiene empleados ya que todo el personal que presta sus servicios para el cumplimiento del contrato mencionado en la Nota 1, se encuentra bajo relación de dependencia en el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%. La Administración de la Compañía incluye miembros clave a la plana gerencial del Consorcio conformado por el Representante Legal, Director de Operaciones, Gerentes de la Unidad de Negocio principalmente. La remuneración de dicho grupo para el año 2015 ascendió a US\$1,162,464 (2014: US\$1,271,132) de la cual US\$476,759 (2014: US\$507,904) es facturada a la Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifipetrol S.A. - Andipetroleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. En consecuencia, el valor final que se contabiliza como costos y gastos en el Consorcio asciende a US\$685,705 (2014: US\$763,228), de los cuales US\$205,712 (2014: US\$228,968) corresponden a la Compañía mismos que se presentan dentro de los costos operativos y gastos administrativos de los estados de resultados integrales adjuntos.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

12. PROVEEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

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

	2015	2014
Proveedores locales	270,280	747,674
EP Petroecuador (1)	16,715	27,980
Proveedores del exterior	53	750
Otros cuentas por pagar	408,103	341
	<u>695,151</u>	<u>776,745</u>

(1) Saldo correspondiente al sobrelevante de 591 barriles valorados al precio de referencia del mes de diciembre de US\$ 28.27 (2014: US\$47.32). Este sobrelevante se originó en el contrato anterior, y será pagado una vez que se efectúe la liquidación del contrato.

13. PROVISIONES

Composición y movimiento:

	Saldo Inicial	Incrementos	Pagos y/o Utilizaciones	Saldo Final
2015				
Activos corrientes	672	-	(672)	-
Provisión por deterioro de inventarios	844,159	-	(316,600)	527,559
Provisión por deterioro de anticipo a proveedores	214,262	1,338,187	(1,457,600)	94,849
Impuestos por pagar (2)	199,914	862,239	(950,123)	112,030
Beneficios a empleados (1)	124,994	17,916	(55,145)	87,765
Provisión por desahucio (3)	499,974	170,643	(243,247)	427,370
Provisión por terminación contractual (3)	<u>624,968</u>	<u>188,559</u>	<u>(298,192)</u>	<u>515,135</u>
2014				
Activos corrientes	672	-	-	672
Provisión por deterioro de inventarios	845,672	-	(1,513)	844,159
Provisión por deterioro de anticipo a proveedores	409,285	1,518,697	(1,713,720)	214,262
Impuestos por pagar (2)	155,056	763,172	(718,914)	199,914
Beneficios a empleados (1)	151,017	-	(26,023)	124,994
Provisión por desahucio (3)	604,071	-	(104,097)	499,974
Provisión por terminación contractual (3)	<u>755,088</u>	<u>-</u>	<u>(130,120)</u>	<u>624,968</u>
(1) Incluye provisiones de décimo tercero y décimo cuarto sueldos, vacaciones y fondos de reserva y participación a trabajadores.				

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

(2) Incluye retenciones en la fuente del Impuesto a la renta, retenciones del Impuesto al Valor Agregado - IVA e Impuesto a la renta.

(3) Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:

2014	Tasa de descuento
7%	Tasa de incremento salarial
3%	Tasa de incremento de pensiones
2.50%	Tasa de mortalidad e invalidez (a)
TM IESS 2002	Tasa de rotación
8.90%	Vida laboral promedio remanente (años)
7.6	

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

El movimiento de la provisión por desahucio y provisión por terminación contractual en el pasivo ha sido el siguiente:

	Desahucio	Provisión por terminación contractual	Total
Al 1 de enero de 2014	151,017	604,071	755,088
Costo laboral por servicios actuariales	10,982	43,927	54,909
Costo financiero	10,571	42,285	52,856
Ganancias actuariales	(37,770)	(151,083)	(188,853)
Utilizaciones	(9,806)	(39,226)	(49,032)
Al 31 de diciembre de 2014	124,994	499,974	624,968
Al 1 de enero de 2015	124,994	499,974	624,968
Utilizaciones	(55,145)	(243,247)	(298,392)
Incrementos	17,916	170,643	188,559
Al 31 de diciembre de 2015	87,765	427,370	515,135

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

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

	2015		2014	
	Desahucio	Provisión por terminación contractual	Total	
Incrementos	17,916	170,643	188,559	
Costo laboral por servicios actuariales	10,982	43,927	54,909	
Costo financiero	10,571	42,285	52,856	
	21,553	86,212	107,765	

14. OBLIGACION POR RETIRO DE BIENES

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

	2015	2014
Saldo al 1 de enero	199,021	134,099
Incremento de la obligación	-	54,865
Intereses financieros del año cargados a resultados	18,722	10,057
Saldo al 31 de diciembre	217,743	199,021

El monto estimado de la obligación futura es de US\$286,239 (2014: US\$221,826), la cual fue descontada a una tasa del 7.5%. La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses de la terminación del contrato modificado mencionado en la Nota 1.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresados en dólares estadounidenses)

15. IMPUESTO A LA RENTA CORRIENTE Y DIFERIDO

15.1 Impuestos a recuperar

La composición de los Impuestos a recuperar es como sigue:

	2015	2014
Retenciones en la fuente año corriente	692,216	373,777
Retenciones en la fuente año anteriores	556,354	182,577
	<u>1,248,570</u>	<u>556,354</u>

15.2 Gasto Impuesto a la renta

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

	2015	2014
Impuesto a la renta corriente	-	117,337
Ajuste Impuesto a la renta (1)	359,626	-
Impuesto a la renta diferido	<u>78,253</u>	<u>(123,706)</u>
	<u>437,879</u>	<u>(6,369)</u>

(1) Durante el año 2015, el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, se acogió a la Ley de Remisión de Intereses, Multa y Recargos publicada en el suplemento del Registro Oficial No. 493 del 5 de mayo del 2015, aceptando parcialmente la petición, determinando un valor a pagar por diferencias establecidas en el Impuesto a la renta del ejercicio fiscal 2016 por US\$1,198,753.

15.3 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:

	2015	2014
Utilidad (Pérdida) del año antes de Impuesto a la renta	148,962	(174,005)
Impuesto a la renta de años anteriores (1)	(359,626)	-
Más: Otros resultados integrales (2)	-	188,853
Menos - Ingresos exentos (3)	(210,664)	14,848
Más - Gastos no deducibles (3)	-	(395,874)
Base imponible	210,664	914,377
Tasa impositiva (%)	-	533,351
Impuesto a la renta corriente	25%	22%
Impuesto a la renta diferido (4)	-	117,337
	78,253	(123,706)
	78,253	(6,369)

- (1) Ver Nota 15.2
- (2) Ver Nota 13.
- (3) Ingresos y gastos del Consorcio que le corresponden a la Compañía de acuerdo con la participación del 30% que mantiene en el mismo.
- (4) Ver Nota 15.7.

15.4 Situación fiscal

A la fecha de emisión de estos estados financieros, los ejercicios fiscales 2013 a 2015, están sujetos a una posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

El Servicio de Rentas Internas ha fiscalizado los resultados de los años 2006 a 2009 del Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, y estableció montos adicionales de Impuesto a la renta por aproximadamente US\$5,9 millones (de los cuales US\$1,77 millones corresponden a la Compañía) sin considerar recargos ni intereses de mora. El 28 de abril de 2015 la Asamblea Nacional aprobó el Proyecto de Ley Orgánica de Remisión de Intereses Multas y Recargos. Con fecha 5 de mayo de 2015 fue publicada en el R.O. No. 493. La Administración del Consorcio, acogiéndose esta ley, canceló al Servicio de Rentas Internas un valor de US\$1,198,753 correspondiente a la glosa del año 2006 donde la Compañía participa en el 30% (US\$359,626). Para los años 2007, 2008 y 2009 el Consorcio mantiene presentadas las correspondientes impugnaciones ante el Tribunal Fiscal y de acuerdo con el criterio de los asesores legales y tributarios, no es posible anticipar el resultado final de estos asuntos.

15.5 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 periodo 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 Compañía con el apoyo de sus asesores tributarios, ha concluido que no existe impacto sobre la provisión de Impuesto a la renta del ejercicio 2015.

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 del Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 30%, considera que basada en: (i) los resultados del estudio de precios de transferencias del 2014, el que concluyó que no existían ajustes a los montos de impuesto a la renta de ese año, y (ii) el diagnóstico preliminar realizado con el apoyo de sus asesores tributarios, para las transacciones del 2015; no habrá impacto sobre la provisión de impuesto a la renta del año 2015. El estudio final estará disponible en las fechas que requieran las autoridades tributarias.

15.6 Otros asuntos - Reformas tributarias

En diciembre del 2014 fue publicada la Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal y su respectivo Reglamento, en los cuales se establecen reformas al Código Orgánico Tributario, a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento, al Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones y a la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria, que rigen a partir de enero del 2016.

A la fecha de preparación de los estados financieros adjuntos, la Administración está analizando y evaluando los posibles efectos y considera que estas reformas no tendrán un impacto significativo en las operaciones y los resultados de la Compañía.

15.7 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
Impuesto a la renta diferido activo que se recuperará dentro de 12 meses

2015	2014
185,565	228,830
53,622	88,610
239,187	317,440

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

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

Al 1 de enero de 2014	193,734
Crédito a resultados por impuestos diferidos	123,706
Al 31 de diciembre de 2014	317,440
Débito a resultados por impuestos diferidos	(78,253)
Al 31 de diciembre de 2015	239,187

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

Al 1 de enero de 2014	(45,588)	Proiedad, planta y equipos	Provisión de inventarios	Provisiones	Total
Crédito (débito) a resultados por Impuesto a la renta diferido	123,891	(333)	148	148	123,706
Al 31 de diciembre de 2014	78,303	145,777	93,360	93,360	317,440
Al 31 de diciembre de 2015	(23,104)	(59,271)	4,122	4,122	(78,253)
Al 31 de diciembre de 2015	55,199	86,506	97,482	97,482	239,187

La relación entre el gasto por Impuesto a la renta y la utilidad antes de impuestos de los años 2015 y 2014 se muestra a continuación:

Utilidad (Pérdida) del año antes de Impuesto a la renta	148,962	2015	2014
Impuesto a la renta de años anteriores	(359,626)		
Otros resultados integrales	-		
Tasa impositiva vigente (%)	(210,664)	25%	14,848
Impuesto a la renta a la tasa vigente	-		3,267
Efecto fiscal de los ingresos exentos / gastos no deducibles al calcular la ganancia fiscal	-		114,070
Impuesto a la renta cargado a resultados	-		117,337
Impuesto a la renta diferido	(78,253)		(123,706)
Impuesto a la renta cargado a resultados	(78,253)		(6,369)

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

16.

CAPITAL SOCIAL Y APORTES PARA FUTURAS CAPITALIZACIONES

El capital social de la Compañía al 31 de diciembre de 2015 y 2014 asciende a US\$ 100,000; poseído en un 99.98% por Petrobell Inc. domiciliada en Barbados y el 0.02% por Santa Elena Oil & Gas Corp. Panamá. Los dos accionistas actualmente se encuentran domiciliados en Uruguay, con los nombres de Petrobell S.A. y SEOG Oil & Gas S.A., respectivamente.

Con fecha 9 de noviembre de 2001, la Junta General de Accionistas efectuó un aporte para futuras capitalizaciones de US\$ 800,000, el cual fue realizado efectivo. La intención de la Compañía es el aumento del capital social hasta el año 2016.

Con fecha 24 de junio de 2008, mediante Resolución No. 08.Q.IJ.002245 la Superintendencia de Compañías resolvió aprobar un aumento al capital social por US\$ 96,800, utilizando parte de los aportes para futuras capitalizaciones mencionados en el párrafo precedente. Este incremento fue inscrito en el Registro Mercantil el 25 de julio de 2008.

17.

RESERVAS Y RESULTADOS ACUMULADOS

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

Reserva de capital: Este rubro incluye los saldos que la Compañía registró como resultado del proceso de conversión de los registros contables de sures a dólares estadounidenses realizado por exigencia legal al 31 de marzo de 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 Compañía. El saldo de esta cuenta se reclasificó a resultados acumulados al momento de adopción de NIIF.

Resultados acumulados - Reinversión de utilidades: Se establece la obligación de invertir un mínimo del 10% de las utilidades netas, según los resultados financieros de la Compañía, en la forma establecida en la Ley de Hidrocarburos. Las inversiones realizadas por la Compañía en el período de explotación, en sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos pueden ser imputadas al 10% antes mencionado. Las utilidades netas reinvertidas por la Compañía en exceso del 10%, pueden ser acreditadas al año fiscal siguiente, solo cuando la Compañía genere utilidades. Estas reinversiones solo podrán ser repatriadas, una vez que hayan permanecido en el país como inversión del contribuyente por un lapso mínimo de cinco años.

Resultados acumulados - Ajustes provenientes de la adopción por aplicación inicial de NIIF: De acuerdo a lo establecido por la Superintendencia de Compañías los ajustes de adopción por primera vez de las NIIF, se registran en los resultados acumulados en la subcuenta denominada "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 Compañía.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
 (Expresado en dólares estadounidenses)

18. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

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

	2015	2014
Amortizaciones y depreciaciones	2,689,774	2,675,349
Suministros y materiales de la operación	1,048,926	1,486,472
Costos laborales	969,686	1,482,792
Arrendamientos	592,248	1,173,487
Servicios de terceros	558,866	965,862
Gastos de mantenimiento	430,683	739,815
Medio ambiente y relaciones comunitarias	130,518	595,603
Impuestos no recuperables	39,388	140,188
Otros Costos	58,147	125,062
Transporte de crudo	3,585	28,745
Otros gastos	-	2,544
Servicios técnicos	-	-
Costos de operación	6,521,821	9,415,919
Gastos de administración	1,184,336	1,024,478
Total	7,706,157	10,440,397

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en dólares estadounidenses)

19. OTROS INGRESOS OPERACIONALES

Composición al 31 de diciembre:

2015	2014
143,028	152,371
70,674	-
57,133	35,497
418,187	17,550
38,600	382,066
727,622	587,484

20. HECHOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre de 2015 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que, en opinión de la Administración de la Compañía, pudieran tener un efecto significativo sobre los estados financieros o que requieran revelación.

* * * *