

PETRRORIVA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2017

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petroriva S.A. (en adelante la “Compañía”) es una compañía constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. de Argentina. Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, en la ciudad de Quito.

La Compañía forma parte del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en adelante los “Consortios”), sociedades de hecho, constituidas legalmente en el Ecuador el 17 de agosto del 2000 y el 1 de julio del 2010, respectivamente, cuyo objeto principal es llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, de acuerdo con los contratos firmados entre el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos y las compañías socias que conforman los Consortios (en los que la Compañía participa con el 40%).

Situación actual - En el último trimestre del año 2017, el precio del barril de petróleo crudo se ha incrementado en relación a los períodos anteriores situándose a la fecha de cierre, diciembre 31 del 2017, en US\$63.75 por barril (US\$53.72 por barril al 31 de diciembre del 2016). De acuerdo a lo estipulado en los contratos de prestación de servicios firmado con el Estado Ecuatoriano, la tarifa por prestación de servicios se paga con los recursos por ingreso disponible del área de los contratos. En caso de que estos no sean suficientes para cubrir con el pago de la tarifa, de acuerdo a lo establecido en los contratos, el saldo faltante se acumulará durante el mes o años fiscales siguientes. Adicionalmente, los contratos establecen que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación de los contratos se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago.

Debido a la variación en los precios del petróleo, la Compañía no ha recuperado la totalidad de las cuentas por cobrar generadas por la prestación de servicios del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 40%). Al 31 de diciembre del 2017, un resumen del saldo de las cuentas por cobrar relacionadas con la acumulación es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Acumulación establecida en el contrato (1)	1,734,823	3,854,922
Acumulación no establecida en el contrato (2)	1,382,344	1,382,344
Provisión cuentas de dudosa recuperación	<u>(1,734,823)</u>	<u>(3,854,922)</u>
Total	<u>1,382,344</u>	<u>1,382,344</u>

- (1) Corresponde a la acumulación registrada por los servicios prestados en el año 2015, que se genera por la diferencia entre la tarifa del contrato y el ingreso disponible, sobre la cual la Compañía no tiene derecho de cobro hasta que el

ingreso disponible exceda a las tarifas de servicios pactados para las áreas de los contratos, razón por la cual al 31 de diciembre del 2015 se provisionó la totalidad de dicha cuenta.

Durante el año 2017, el precio del petróleo ha experimentado un incremento sostenido que ha permitido que los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 40%) hayan recuperado parte de la acumulación generada en el año 2015, y la Compañía haya revertido parcialmente la provisión constituida en años anteriores.

- (2) Corresponde a valores no cancelados por la Secretaría de Hidrocarburos por otros rubros no contemplados como acumulación en el contrato, principalmente Impuesto al Valor Agregado - IVA no pagado por la Secretaría de Hidrocarburos, pero cancelado por los Consorcios al Servicio de Rentas Internas - SRI.

Contratos de Prestación de Servicios - El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformativa 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 contratos bajo la modalidad de Campos Marginales, contratos que aplicaron los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 40%), debieron modificarse para adoptar el modelo de Contratos de Prestación de Servicios. El 22 de enero del 2011, las compañías socias de los Consorcios firmaron con el Estado Ecuatoriano los referidos contratos de prestación de servicios y el 21 de febrero del 2011, se inscribieron en la Secretaría de Hidrocarburos.

Los contratos de prestación de servicios establecen, entre otros aspectos los siguientes:

Que el prestador de los servicios tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado Ecuatoriano en un punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fijará contractualmente, tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. Dichas tarifas por barril de petróleo neto, son como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
	(en US dólares)	
<u>Consorcio Petrosud Petroriva:</u>		
Campo Pindo	29.51	29.37
<u>Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur:</u>		
Campo Palanda - Yuca Sur	33.03	32.87
Campo Sami	41.96	41.76

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 de los contratos, el Estado Ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas - ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la

prestación de los servicios. En caso que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir la tarifa para campos de producción y tarifa para campos nuevos o por 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 mes o año fiscal, sin intereses y en caso de que no hubiese podido ser cubierto durante el respectivo o subsiguiente mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia de los contratos. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia de ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de los contratos, se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) por cumplimiento obligatorio están comprometidos a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y/o explotación, por su cuenta y riesgo, aportando la tecnología, los capitales, los equipos, bienes y maquinarias necesarios, en las áreas de los contratos y durante todo el plazo de vigencia de los contratos; el incumplimiento del plan de actividades y el plan de desarrollo por parte de los Consorcios será sancionado con la caducidad de los contratos; sin embargo, la Secretaría de Hidrocarburos o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero - ARCH le concederá a los Consorcios un plazo de treinta días contados desde la fecha de notificación para que conteste, rectifique o desvanezca los cargos, en caso de que este plazo resultare insuficiente se concederá un plazo adicional para cumplir con el plan descrito anteriormente, caso contrario, el proceso de caducidad continuará y se realizará la restitución al Estado de las áreas de los contratos, así como la entrega de todos los equipos, herramientas, maquinarias, información técnica actualizada, y otros elementos, sin costo alguno para la Secretaría de Hidrocarburos y el Estado Ecuatoriano.

La decisión de forma de pago por la prestación de servicios es de la Secretaría de Hidrocarburos que puede ser realizada en dinero, petróleo crudo o en forma mixta.

Los Consorcios pagarán el impuesto a la renta del 22% para el año 2013 en adelante, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 90 y 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, reformados mediante la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 del 27 de julio del 2010 y por la Disposición Transitoria Primera del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351 del 29 de diciembre del 2010.

El plazo de dichos contratos es desde la fecha de su inscripción en la Secretaría de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019.

Segundo Contrato Modificatorio a los Contratos de Prestación de Servicios - El 26 de mayo del 2014, se suscribieron los contratos modificatorios número dos a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los bloques Palanda Yuca - Sur y Pindo (en los que la Compañía participa con el 40%) celebrado entre el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, y las Compañías Serenity S.A y Dutmy S.A.; y las Compañías Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A y Petroriva S.A..

Las modificaciones a los contratos incluyen lo siguiente:

Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur

El cambio de casa matriz de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y Compa a Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compa a organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay, y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compa a organizada según las leyes de la República de Argentina.

Se establece que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para el campo Sami de US\$42 por cada barril neto, producido y entregado al Estado en el centro de fiscalización y entrega.

Consorcio Petrosud - Petroriva

El cambio de casa matriz de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y Compa a Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compa a organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compa a organizada según las leyes de la República de Argentina.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consorcios (en los que la Compa a participa con el 40%) no han sido modificadas.

Tercer Contrato Modificatorio a los Contratos de Prestación de Servicios - El 1 de julio del 2016, se suscribieron los contratos modificatorios número tres a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los bloques Palanda - Yuca Sur y Pindo (en los que la Compa a participa con el 40%) celebrado entre el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, y las Compa as Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Compa a Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A y Petroriva S.A..

Las modificaciones a los contratos incluyen lo siguiente:

Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur

Una extensión del plazo original de los contratos, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2025.

El Consorcio compromete inversiones adicionales por un valor de US\$19,120,000 que empezarn a ejecutarse desde el primer día hábil del año siguiente a aquel que entre en vigencia de modificación del contrato.

La entrada en vigencia de las mencionadas modificaciones se encuentra sujeta a que, previo al 31 de julio de 2019, el precio teórico del crudo Oriente publicado diariamente por la Gerencia de Comercio Internacional de EP PETROECUADOR, iguale o supere los US\$48.95 por barril de petróleo crudo, a partir de la cual la Contratista deberá dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio número tres. Si el precio de crudo oriente no iguala o supera el valor indicado, hasta el 31 de julio de 2019, el contrato terminará a esa fecha.

Al 31 de diciembre del 2017, el precio teórico de crudo Oriente publicado por la Gerencia de Comercio Internacional de EP PETROECUADOR (US\$58.41) superó el valor establecido en las condiciones para la activación del contrato modificatorio número tres; sin embargo, de conformidad con la referida empresa pública dicho precio es “provisional”, razón por la cual, hasta la fecha de emisión de este informe la Secretaría de Hidrocarburos no ha autorizado la entrada en vigencia del contrato modificatorio número tres.

Consortio Petrosud - Petroriga

Una extensión del plazo original de los contratos, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2027.

El Consortio compromete inversiones adicionales por un valor de US\$27,918,000 que empezarán a ejecutarse desde el primer día hábil del año siguiente a aquel que entre en vigencia la modificación del contrato, conforme al cronograma aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos.

La entrada en vigencia de las mencionadas modificaciones se encuentra sujeta a que, previo al 31 de julio de 2019, el precio teórico del crudo Oriente publicado diariamente por la Gerencia de Comercio Internacional de EP PETROECUADOR, iguale o supere los US\$45.69 por barril de petróleo crudo, a partir de la cual la Contratista deberá dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio número tres. Si el precio de crudo oriente no iguala o supera el valor indicado, hasta el 31 de julio de 2019, el contrato terminará esa fecha.

El 13 de diciembre del 2016, en razón de que entró en vigencia el tercer contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación; por lo que, el Consortio debe dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio a partir del 1 de enero del 2017, conforme al cronograma aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consortios (en los que la Compañía participa con el 40%) no han sido modificadas.

Actividades e inversiones estimadas de exploración y explotación - Considerando lo establecido en los contratos de prestación de servicios, los Consortios (en los que la Compañía participa con el 40%) están comprometidos a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y explotación en las áreas de los contratos, durante el plazo de vigencia de dichos contratos e informar a la Secretaría de Hidrocarburos del referido cumplimiento.

Un resumen de los compromisos de los Consortios (en los que la Compañía participa con el 40%) y su cumplimiento, para el año 2017, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto original</u>	<u>Presupuesto reformado</u>	<u>Presupuesto no ejecutado</u>	<u>Real ejecutado</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...			
Inversiones en facilidades 2017 (1)	2,401	997	144	853
Inversiones en facilidades 2016	2,590	887	386	501

- (1) Mediante comunicaciones No. 335-CPPYS-2016 de 30 de diciembre del 2016, el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur correspondiente al año 2017. Mediante comunicaciones No. SHE-SHE-2017-0408-OF de 13 de abril del 2017, la Secretaría de Hidrocarburos aprobó el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur, para el 2017.

Mediante comunicaciones No. 300-CPPYS-2017 de 29 de diciembre del 2017, el Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación de la primera reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos correspondientes al año 2017, la cual disminuye en US\$1.4 millones el presupuesto original, debido a que se planificó realizar la línea de flujo enterrada Sami en el año 2017; Sin embargo, por problemas comunitarios no se ha podido ejecutar este proyecto y el mismo fue propuesto para el año 2018. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, no se ha obtenido respuesta a la solicitud de la reforma presentada.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto original</u>	<u>Presupuesto reformado</u>	<u>Presupuesto no ejecutado</u>	<u>Real ejecutado</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...			
Inversiones en facilidades 2017 (2)	8,772	23,560	7,909	15,651
Inversiones en facilidades 2016	912		164	748

- (2) Mediante comunicaciones No. 106-PSPR-2017 de 30 de marzo del 2017, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo correspondiente al año 2017; mediante comunicaciones No. SHE-SHE-2017-0409-OF de 13 de abril del 2017, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo, para el 2017.

Mediante comunicaciones No. 387-PSPR-2017 de 29 de diciembre del 2017, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación de la primera reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos correspondientes al año 2017 la cual incrementa en US\$14.7 millones el presupuesto original, debido a que al inicio del período se planificó aperturar únicamente el pozo pindo 18 y los pozos pindo 22 y 24 se pensaron para años subsecuentes. No obstante, en el transcurso del año el Consorcio resolvió la activación de los tres pozos con el propósito de disminuir los costos y gastos, lo cual se realizó hasta el cierre del año. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, no se ha obtenido respuesta a la solicitud de la reforma presentada.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el personal de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) es como sigue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	(número de empleados)	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	114	105
Consorcio Petrosud - Petroriva	113	91

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la administración de la Compañía.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

- 2.1 Declaración de cumplimiento - Los estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).
- 2.2 Moneda funcional - La moneda funcional de la Compañía es el Dólar de los Estados Unidos de América (U.S. dólares), el cual es la moneda de circulación en el Ecuador.
- 2.3 Bases de preparación - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo que los participantes del mercado tomarían en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable a efectos de medición y o de revelación en los estados financieros, se determina sobre una base de este tipo, a excepción de las transacciones relacionadas a las operaciones de arrendamiento que están dentro del alcance de la NIC 17, y las mediciones que tiene algunas similitudes con el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

Adicionalmente, a efectos de información financiera, las mediciones efectuadas a valor razonable se clasifican en el nivel 1, 2 o 3 con base en el grado de importancia de los importes para la medición del valor razonable en su totalidad, los cuales se describen a continuación:

Nivel 1: Son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos que la entidad puede acceder a la fecha de medición.

Nivel 2: Insumos distintos a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

Nivel 3: Insumos son datos no observables para el activo o pasivo.

Los importes de las notas a los estados financieros están expresados en U.S. dólares, excepto cuando se especifique lo contrario.

A continuación, se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros.

2.4 Participación en operaciones conjuntas - Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y las partes que tienen control conjunto del acuerdo, tienen derecho a los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Cuando una Compañía lleva a cabo sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía reconoce en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) Sus activos, incluyendo su parte de los bienes comunes.
- b) Sus pasivos, incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente.
- c) Sus ingresos, por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta.
- d) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente.

Los acuerdos de operaciones conjuntas que mantiene la Compañía, involucran el establecimiento de una entidad independiente, en la que cada participante posee una participación. La Compañía reconoce su participación correspondiente al 40%, en los Consorcios Petrosud - Petroriva y Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur (entidades controladas de forma conjunta). La distribución de la Compañía de los activos, pasivos, ingresos y gastos de las entidades controladas en forma conjunta se combina con las partidas equivalentes en los estados financieros, línea por línea.

La Compañía registra los activos, pasivos y gastos seleccionados con su participación en una operación conjunta de conformidad con las NIIF aplicables a los particulares activos, pasivos, ingresos y gastos.

La participación en los Consorcios se basa en los últimos estados financieros disponibles al cierre de los períodos considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Los saldos comunes entre los Consorcios y la Compañía han sido eliminados.

2.5 Bancos - Representan depósitos de disponibilidad inmediata, en cuentas corrientes locales y del exterior.

2.6 Inventarios - Son presentados al costo de adquisición. Son valuados al costo promedio ponderado. Las importaciones en tránsito se encuentran registradas a su costo de adquisición. 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 en la prestación de servicios.

2.7 Propiedades y equipos

2.7.1 Propiedades y equipos

2.7.1.1 Medición en el momento del reconocimiento - Las partidas de propiedades y equipos se medirán inicialmente por su costo.

El costo de propiedades y equipos comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación y la puesta en condiciones de funcionamiento.

Adicionalmente, se considerará como parte del costo de los activos, los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos calificados.

2.7.1.2 Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo - Después del reconocimiento inicial, las propiedades y equipos son registradas al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor.

Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el período en que se producen.

2.7.1.3 Método de depreciación y vidas útiles - El costo de propiedad, planta y equipos se deprecia de acuerdo con el método de línea recta. La vida útil estimada, valor residual y método de depreciación son revisados al final de cada año, siendo el efecto de cualquier cambio en el estimado registrado sobre una base prospectiva.

A continuación, se presentan las principales partidas de propiedad, planta y equipos y las vidas útiles usadas en el cálculo de la depreciación:

<u>Ítem</u>	<u>Vida útil (en años)</u>
Equipos de campo	10
Mobiliario y equipos de oficina	10
Rodados o vehículos	5
Equipo de comunicación	5
Equipos de computación	3

2.7.1.4 Retiro o venta de propiedades y equipos - La utilidad o pérdida que surja del retiro o venta de una partida de propiedades y equipos es calculada como la diferencia entre el precio de venta y el valor en libros del activo y es reconocida en resultados.

2.7.2 Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos - Corresponden a desembolsos relacionados con la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo en el área del Contrato; en el cual, las reservas han sido probadas.

2.7.2.1 Inversiones de exploración - Los costos de exploración relacionados con el descubrimiento específico de reservas se capitalizan cuando se incurren. Los costos de exploración y perforación de pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de exploración y perforación se imputan a resultados.

La Compañía registra como costos de exploración aquellos incurridos después de obtener el derecho legal de explorar un área determinada y antes de que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso Hidrocarburífero. Estos costos incluyen entre otros:

Adquisición de derechos de exploración;
Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos;
Perforaciones exploratorias;
Excavaciones de zanjas y trincheras;
Toma de muestras

Los desembolsos relacionados con estudios de sismica en la etapa de exploración se reconocen directamente en el estado de resultados.

Luego de la demostración de la factibilidad técnica y viabilidad comercial, la Compañía reclasifica las inversiones efectuadas como inversiones de desarrollo y aplica la política contable establecida para la amortización de estas inversiones.

2.7.2.2 Inversiones de desarrollo - Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en inversiones de producción.

2.7.2.3 Amortización de inversiones de desarrollo y producción - La Compañía calcula la amortización de las inversiones de producción en base a las unidades producidas, considerando la producción del período y las reservas de petróleo probadas desarrolladas.

2.7.2.4 Provisión para taponamiento de pozos - Los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de las inversiones de producción (taponamiento de pozos) son activados conjuntamente con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida se reconoce un pasivo a largo plazo por dicho concepto, al valor estimado a pagar descontado.

2.8 Costos por préstamos - Los costos por préstamos atribuidos directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, los cuales constituyen activos que requieren de un período de tiempo sustancial para su uso o venta, son

sumados al costo de estos activos hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

Todos los otros costos por préstamos son reconocidos en resultados durante el período en que se incurren.

- 2.9 Deterioro del valor de los activos tangibles - Al final de cada período, la Compañía evalúa los valores en libros de sus activos tangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el importe recuperable del activo o unidad generadora de efectivo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna).

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el valor en uso. Al estimar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados del valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo.

Si el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) calculado es menor que su importe en libros, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Las pérdidas por deterioro de valor se reconocen inmediatamente en el resultado del período.

Cuando una pérdida por deterioro de valor es revertida posteriormente, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) aumenta al valor estimado revisado de su importe recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro de valor para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro de valor es reconocido automáticamente en el resultado del período.

- 2.10 Impuestos - El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a la renta por pagar corriente y el impuesto diferido.

2.10.1 Impuesto corriente - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imponderables o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.10.2 Impuestos diferidos - Se reconoce sobre las diferencias temporarias determinadas entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponderables. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) dispongan de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos debe someterse a revisión al final de cada período sobre el que se informa y se debe reducir, en la medida que estime probable que no dispondrá de suficiente utilidad gravable (tributaria), en el futuro, como para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que hayan sido aprobadas o prácticamente aprobadas al final del período que se informa.

La medición de los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la entidad espera, al final del período sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

La Compañía compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la misma autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas y los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) tienen la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

- 2.10.3 Impuestos corrientes y diferidos - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado.
- 2.11 Provisiones - Se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía tenga que desprenderse de recursos que incorporen beneficios económicos para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final de cada período, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe en libros representa el valor actual de dicho flujo de efectivo (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es material).

- 2.11.1 Provisión para taponamiento de pozos - Los cambios en la medición de la provisión para taponamiento de pozos, que se deriven de cambios en el plazo del contrato o importe de las salidas de recursos que incorporan beneficios económicos requeridos para cancelar la obligación, o un cambio en la tasa de descuento se contabilizarán de acuerdo a lo siguiente:
 - a) Los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, respetando lo establecido en el literal b.
 - b) El importe deducido del costo del activo no será superior a su importe en libros. Si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros

del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del período.

- c) Si el ajuste diese lugar a una adición al costo del activo, la Compañía considerará si esto es un indicio de que el nuevo importe en libros del mismo podría no ser completamente recuperable. Si existiese dicho indicio, la entidad realizará una prueba del deterioro del valor estimando su importe recuperable, y contabilizará cualquier pérdida por deterioro del valor del activo de acuerdo con la NIC 36.

2.12 Beneficios a empleados

- 2.12.1 Beneficios definidos - Bonificación por jubilación patronal, desahucio e indemnización por años de servicio - El costo de los beneficios definidos (bonificación por desahucio e indemnización por años de servicio) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

Los costos por servicio presente y pasado se reconocen en el resultado del año en el que se generan, así como el interés financiero generado por la obligación de beneficio definido.

Las nuevas mediciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen en el estado de situación financiera con cargo o abono a otro resultado integral, en el período en que se producen. El reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales en otro resultado integral se reflejan inmediatamente en las ganancias acumuladas y no son reclasificadas a la utilidad o pérdida del período.

- 2.12.2 Participación a trabajadores - Debido a que la Compañía no tiene empleados, no le corresponde constituir provisiones por este concepto; sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%), está constituida de acuerdo con disposiciones legales a la tasa del 15% de la utilidad contable y es registrada en el resultado del año.

A partir del año 2010, el 12% de esta participación debe ser pagada al Estado Ecuatoriano conforme lo regula el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) (Ver Nota 10).

- 2.12.3 Bonos a los ejecutivos - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) se reconoce un gasto por bono a sus principales ejecutivos, el cual es calculado en base al sueldo individual y el cumplimiento de sus objetivos.

2.13 Reconocimiento de ingresos - Se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar.

- 2.13.1 Prestación de servicios - La Compañía considera las condiciones de pago mínimas para la contratista según lo establecido en los respectivos contratos, es decir, reconoce como ingreso por prestación de servicios el ingreso disponible del área del contrato (Ver Nota 1). La diferencia

respecto al ingreso por tarifa (saldo acumulado), se reconoce como ingreso en el momento en que exista el derecho exigible de cobro, conforme las condiciones previstas en los contratos y lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

- 2.13.2 Ajuste de tarifa - Los ingresos provenientes del ajuste de la tarifa se registran en el período en que dicho ajuste es negociado con la Secretaría de Hidrocarburos y si existe ingreso disponible, conforme lo establecido en el contrato.
- 2.13.3 Ganancia o pérdida por diferencia de precio - Las ganancias o pérdidas por diferencia de precio se registran en resultados al cierre del período sobre el que se informa, en base al estimado de levantes emitido por la Secretaría de Hidrocarburos.

2.14 Costos y gastos - Los costos y gastos se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago, y se registran en el período en el que se conocen.

2.15 Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y ésta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción.

Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Compañía tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

2.16 Instrumentos financieros - Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la Compañía pasa a formar parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente al valor razonable. Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos a los activos y pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados) se agregan o deducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, cuando sea apropiado, al momento del reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados se reconocen de inmediato en el resultado del período.

2.17 Activos financieros - Los activos financieros se clasifican dentro de las siguientes categorías: activos financieros “al valor razonable con cambios en los resultados”, “inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, “activos financieros disponibles para la venta” y “préstamos y partidas por cobrar”. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y dadas de baja a la fecha de la transacción. Las compras o ventas regulares son todas aquellas compras o ventas de activos

financieros que requieran la entrega de activos dentro del marco de tiempo establecido por una regulación o acuerdo en el mercado.

- 2.17.1 Método de la tasa de interés efectiva - El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de imputación del ingreso financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo comisión, puntos básicos de intereses pagados o recibidos, costos de transacción y otras primas o descuentos que estén incluidos en el cálculo de la tasa de interés efectiva) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un período más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.
- 2.17.2 Préstamos y cuentas por cobrar - Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no son cotizados en un mercado activo. Los préstamos y partidas por cobrar son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro de valor.
- 2.17.3 Deterioro de activos financieros al costo amortizado - Los activos financieros distintos a aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro de valor al final de cada período sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

Para todos los otros activos financieros, la evidencia objetiva de deterioro de valor podría incluir:

- Dificultades financieras significativa del emisor o del obligado; o
- Infracciones de las cláusulas contractuales, tales como incumplimientos o moras en el pago de los intereses o el principal; o
- Es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para ese activo financiero debido a dificultades financieras.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro de valor es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos futuros estimados del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro de valor directamente para todos los activos financieros excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de provisión. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina contra la cuenta de provisión. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la cuenta de provisión. Los

cambios en el importe en libros de la cuenta de provisión se reconocen en el estado del resultado del período.

- 2.17.4 Baja de un activo financiero - La Compañía da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, y transfiere de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo garantizado de forma colateral por los ingresos recibidos.

En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir, así como el resultado acumulado que habían sido reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio se reconoce en el resultado del período.

- 2.18 Pasivos financieros - Los instrumentos de deuda son clasificados como pasivos financieros de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual. Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

Los pasivos financieros son clasificados como al valor razonable con cambios en los resultados u otros pasivos financieros.

- 2.18.1 Otros pasivos financieros - Los otros pasivos financieros (incluyendo los préstamos y las cuentas por pagar comerciales y otras) se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de imputación del gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar (incluyendo todos los honorarios y puntos pagados o recibidos que forman parte de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero (o, cuando sea adecuado), en un período más corto con el importe neto en libros en el momento de reconocimiento inicial.

- 2.18.2 Baja en cuentas de un pasivo financiero - La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Compañía. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en el resultado del período.

2.19 **Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas que son mandatoriamente efectivas en el año actual**

Durante el año en curso, la Compañía ha aplicado las siguientes modificaciones a las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), y que son mandatoriamente efectivas a partir del 1 de enero del 2017 o posteriormente.

Modificaciones a la NIC 12 Reconocimiento de activos por impuestos diferidos de las pérdidas no realizadas

La Compañía ha aplicado estas modificaciones por primera vez en el año en curso. Las enmiendas aclaran cómo una entidad debe evaluar si existirán suficientes ganancias fiscales futuras las cuales puedan ser utilizadas como diferencias temporales deducibles.

La aplicación de estas modificaciones no ha tenido ningún impacto en los estados financieros de la Compañía ya que la Administración evalúa la suficiencia de las ganancias fiscales futuras de una manera que es consistente con estas modificaciones.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2014-2016

La Compañía ha aplicado por primera vez en el año en curso las modificaciones a la NIIF 12 incluidas en las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2014-2016. Las otras modificaciones incluidas en este paquete no son efectivas para el año en curso y no han sido adoptadas por la Compañía (Ver nota 2.20).

NIIF 12 establece que una entidad no necesita revelar información financiera resumida de las participaciones en subsidiarias, asociadas o negocios conjuntos que se clasifican (o que son incluidas en un grupo enajenable que es clasificado) como mantenido para la venta. Las enmiendas aclaran que esta es la única concesión como parte de los requerimientos de revelación de la NIIF 12 para esos intereses.

La aplicación de estas modificaciones no ha tenido ningún efecto en los estados financieros de la Compañía ya que ninguno de los intereses está clasificado, o son incluidos en un grupo enajenable que es clasificado, como mantenido para la venta.

2.20 **Normas nuevas y revisadas emitidas pero aún no efectivas - La Compañía no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas:**

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir de períodos que inicien en o después de</u>
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2018
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes	Enero 1, 2018
NIIF 16	Arrendamientos	Enero 1, 2019

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir de períodos que inicien en o después de</u>
Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28	Venta o aportación de bienes entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto	Fecha a ser determinada
Modificaciones a la NIIF 2	Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	Enero 1, 2018
Modificaciones a la NIC 40	Transferencia de propiedades de inversión	Enero 1, 2018
Modificaciones a la NIC 28	Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos	Enero 1, 2019
Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2014 - 2016	Enmiendas a la NIIF 1 y NIC 28	Enero 1, 2018
Modificaciones a las CINIIF 22	Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Enero 1, 2018
CINIIF 23	La incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	Enero 1, 2019
Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2015 - 2017	Enmiendas a la NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23.	Enero 1, 2019

Se permite la aplicación anticipada de estas normas nuevas y revisadas.

NIIF 9: Instrumentos financieros

La NIIF 9 emitida en noviembre del 2009, introdujo nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. Esta norma se modificó posteriormente en octubre del 2010 para incluir los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros, y en noviembre del 2013, incluyó nuevos requisitos para la contabilidad de cobertura general. En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

Requerimientos de deterioro para activos financieros y, modificaciones limitadas a los requisitos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a “valor razonable con cambios en otro resultado integral”, para ciertos instrumentos deudores simples.

Requisitos claves de la NIIF 9:

Todos los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros, se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los períodos

contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los períodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar ni que incluya una consideración contingente reconocida por el comprador en una combinación de negocios del acuerdo con NIIF 3) en otro resultado integral, y solo con el ingreso por dividendos generalmente reconocido en el resultado del período.

En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por cambio en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del referido pasivo, se presente en otro resultado integral, a menos que, el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral genere una asimetría contable en el resultado del período. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados al resultado del período. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados se presenta en el resultado del período.

Respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 establece un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, contrario al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, ya no es necesario que ocurra un evento antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.

La NIIF 9 mantiene los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura, que en la actualidad se establecen en la NIC 39. De conformidad con la NIIF 9, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura son mucho más flexibles, específicamente, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras elegibles para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de "relación económica". Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

Con base en un análisis de los activos y pasivos financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, considerando los hechos y circunstancias que existan a esa fecha, la administración de la Compañía ha evaluado el impacto de la NIIF 9 en los estados financieros de la Compañía de la siguiente manera:

Clasificación y medición

La Administración de la Compañía anticipa que la aplicación de la clasificación y medición de la NIIF 9 podría tener un impacto en los estados financieros; sin embargo, no es posible determinar los efectos hasta que un análisis detallado haya sido completado.

Deterioro

Los activos financieros medidos a costo amortizado (véase la clasificación y medición en la sección anterior), estarán sujetos a la evaluación de deterioro de acuerdo con NIIF 9.

La Compañía espera aplicar el enfoque simplificado para reconocer las pérdidas de crédito esperadas por todo el plazo del activo para sus cuentas por cobrar comerciales, según sea requerido o permitido por la NIIF 9. En consecuencia, la Administración de la Compañía espera reconocer las pérdidas de crédito esperadas para todo el plazo y por 12 meses para estos activos, respectivamente.

En general, la administración prevé que la aplicación del modelo de pérdida de crédito esperada de la NIIF 9 dará lugar a un reconocimiento más temprano de las pérdidas de crédito para los activos financieros respectivos y se incrementará el valor de la pérdida reconocida para estos activos.

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con los clientes

La NIIF 15 establece un solo modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

El principio fundamental de la NIIF 15 es que una entidad debería reconocer el ingreso en la medida que represente la transferencia de bienes o servicios establecidos contractualmente a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. Específicamente, la norma añade un modelo de 5 pasos para contabilizar el ingreso:

Paso 1: identificar el contrato con los clientes.

Paso 2: identificar las obligaciones de desempeño o desempeño en el contrato.

Paso 3: determinar el precio de la transacción.

Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de desempeño del contrato.

Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o en la medida que) la entidad satisfaga la obligación de desempeño.

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o en la medida que) se satisfaga una obligación de desempeño, es decir, cuando el “control” de los bienes y servicios relacionados con una obligación de desempeño particular es transferido al cliente. Se han añadido muchos más lineamientos detallados en la NIIF 15 para poder analizar situaciones específicas. Además, la NIIF 15 requiere amplias revelaciones.

En abril 2016, el IASB emitió “Clarificaciones a la NIIF 15” en relación a la identificación de obligaciones de desempeño, consideraciones de principal versus agente, así como una guía de aplicación para licencias.

La Administración de la Compañía se encuentra en análisis de los impactos que surgirán de la implementación de la NIIF 15, sin embargo, hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos ha alcanzado las siguientes conclusiones preliminares, las cuales serán confirmadas una vez finalice el análisis mencionado.

Los Consorcios (en los cuales la Compañía participa en el 40%), mantienen dos tipos de contratos principales con clientes que deben ser analizados dentro del alcance de la NIIF 15, los cuales corresponden al de prestación de servicios de extracción de petróleo crudo suscrito con la Secretaría de Hidrocarburos y al de prestación de servicios de bombeo de crudo con Petroecuador EP. A continuación, una evaluación general de los 5 pasos para ambos tipos de acuerdo:

- Paso 1: Para el contrato de prestación de servicio de extracción de petróleo crudo con la Secretaría de Hidrocarburos, los Consorcios consideran que cumplen con todos los requisitos que exige el paso 1 de la NIIF 15 para la contabilización de un contrato con clientes. Para el contrato de servicios de bombeo los Consorcios han concluido preliminarmente que no cumplen con la condición de probabilidad de recuperación de la contraprestación acordada por lo que, bajo las circunstancias actuales, no es factible su contabilización como ingreso.
- Paso 2: Para el contrato de servicios de extracción de petróleo crudo con la Secretaría de Hidrocarburos, la Compañía ha concluido preliminarmente la existencia de una única obligación de desempeño que consiste en la entrega del petróleo extraído en el punto de fiscalización. Para el contrato de bombeo de petróleo, se ha identificado una única obligación de desempeño que consiste en transportar los barriles de crudo solicitados por Petroecuador EP por el ramal de propiedad de la Compañía hasta el punto de entrega.
- Paso 3: Para el contrato de servicios de extracción de crudo con la Secretaría de Hidrocarburos, la Compañía ha concluido que el precio del servicio es variable y que al menos existen dos factores que inciden en dicha variabilidad. El primero y más relevante es la condición contractual respecto de que la Compañía recibirá la tarifa por servicio acordada siempre que el precio internacional del petróleo así lo permita, caso contrario recibirá como mínimo el “ingreso disponible”. Actualmente, la Compañía valora los ingresos de un determinado período mensual a la tarifa o ingreso disponible, el menor que se presente en el mes en cuestión. Al concluir el análisis de la NIIF 15, la Compañía confirmará lo apropiado de la política puesta en práctica actualmente o si es requerido que establezca otro método para estimar la contraprestación variable en los casos en que el ingreso disponible sea inferior a la tarifa pactada. El siguiente factor que incide en la variabilidad de la contraprestación, es el eventual incumplimiento de condiciones contractuales (principalmente compromisos de inversión) que, de suscitarse, otorgan a la Secretaría de Hidrocarburos el derecho de re-liquidar a su favor, la tarifa pagada a los Consorcios en el período de incumplimiento. Durante todo el tiempo que la Compañía ha mantenido relaciones con el Estado Ecuatoriano, no ha sido sancionada por haber tenido este tipo de incumplimientos, por lo que la Administración evaluará las

probabilidades de incidencia de este factor como parte del análisis de la contraprestación variable.

Adicionalmente, la Compañía evaluará si existe impacto en cuanto a la valoración de la transacción de venta de servicios de extracción de petróleo crudo considerando que, en la mayoría de casos, la Secretaría de Hidrocarburos cancela los servicios a través de una contraprestación distinta a efectivo (petróleo crudo) y de conformidad con la NIIF 15, en este tipo de transacciones el precio debe ser registrado al valor razonable de la contraprestación recibida.

En el caso del contrato de bombeo de crudo el precio es fijo.

- Paso 4: Considerando que la evaluación preliminar de la Compañía es que no existen varias obligaciones de desempeño bajo un mismo contrato, este paso no es aplicable.
- Paso 5: La Compañía ha concluido preliminarmente que sus políticas contables actuales en relación al paso 5 son congruentes con la NIIF 15 en lo que se refiere al paso 5 y que no existirían cambios en el momento de reconocimiento del ingreso. El ingreso actualmente se reconoce conforme los barriles entregados en el punto de fiscalización, o barriles transportados en el caso del servicio de bombeo, lo cual constituye un método válido de medición del desempeño a lo largo del tiempo de acuerdo a lo establecido por la NIIF 15.

NIIF 16: Arrendamientos

La NIIF 16 introduce un modelo integral para la identificación de contratos de arrendamiento y tratamiento contable para arrendador y arrendatario, la NIIF 16 reemplaza la actual guía de arrendamientos incluida en la NIC 17 e interpretaciones relacionadas.

NIIF 16 diferencia entre arrendamientos y contratos de servicio sobre la base de si un activo identificado es controlado por el cliente. La diferenciación entre arrendamiento operativo y arrendamiento financiero ha sido eliminada para la contabilidad del arrendador y es reemplazada por un modelo en el cual el derecho de uso del activo y su correspondiente pasivo tiene que ser reconocido por el arrendador para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos de corto plazo y aquellos con un valor bajo de activo.

El derecho de uso del activo es inicialmente medido al costo y subsecuentemente medido al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, ajustado por cualquier remediación del pasivo del arrendatario. El pasivo del arrendatario es inicialmente medido al valor presente de los pagos del arrendamiento que no son pagados a esa fecha. Posteriormente el pasivo del arrendatario es ajustado por intereses y pagos, así como el impacto de las modificaciones al arrendamiento, entre otros. En adición, la clasificación de los flujos de caja de los pagos por arrendamientos operativos que de acuerdo con NIC 17 son presentados como flujos de caja de actividades de operación también tendrá impacto. De acuerdo con el modelo de NIIF 16 los pagos por arrendamiento serán divididos en principal e interés los cuales serán presentados como flujos de caja de actividades de financiamiento y de operación, respectivamente.

En contraste a la contabilidad del arrendatario, la NIIF 16 sustancialmente mantiene los requerimientos de NIC 17 para la contabilidad del arrendador y continúa con el requerimiento de clasificar el arrendamiento como operativo o financiero. Extensas revelaciones son requeridas con NIIF 16.

La Administración de la Compañía no ha determinado el posible impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros y sus revelaciones por la aplicación de la NIIF 16.

Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28: Venta o aportación de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto

Las modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 se refieren a situaciones en las que hay una venta o contribución de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. Específicamente se establece que las ganancias o pérdidas resultantes de la pérdida de control de una subsidiaria que no contenga un negocio, en una transacción con una asociada o un negocio conjunto que se contabilicen utilizando el método de participación, se reconocen en el resultado de la controladora sólo en la proporción de la participación de los inversionistas no relacionados en esa asociada o negocio conjunto. De igual forma, las ganancias y pérdidas resultantes de la remediación a valor razonable de las inversiones retenidas en alguna subsidiaria anterior (que se ha convertido en una asociada o un negocio conjunto que se contabilice según el método de participación) se reconocen en el resultado de la anterior controladora sólo en la proporción de la participación de los inversionistas no relacionados en la nueva asociada o negocio conjunto.

La fecha efectiva de las modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 aún no ha sido determinada, sin embargo, la aplicación anticipada es permitida. La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones

Las modificaciones clarifican que:

1. En la estimación del valor razonable de pagos basados en acciones liquidados en efectivo, la contabilidad del efecto del cumplimiento o no cumplimiento de la irrevocabilidad de la concesión, debe seguir el mismo enfoque que los pagos basados en acciones liquidados en acciones.
2. Donde las leyes y regulaciones de impuestos requieran a una entidad efectuar una retención de un número específico de instrumentos de patrimonio igual al valor monetario de la obligación tributaria que el empleado debe cumplir, la cual es remitida a la autoridad tributaria, por ejemplo, acuerdos de pagos basados en acciones que tienen una condición de pago neto, dichos acuerdos deben ser calificados como liquidación en acciones en su totalidad, considerando que el pago basado en acciones hubiera sido clasificado como que se liquidará en acciones si no hubiera incluido la condición de pago neto.

3. La modificación de pagos basados en acciones que cambie la transacción de liquidación en efectivo a liquidación en acciones debe ser registrada como sigue:
 - i. El pasivo original es dado de baja;
 - ii. El pago liquidado en acciones es reconocido a la fecha de modificación al valor razonable del instrumento de patrimonio otorgado, en la medida que los servicios hayan sido prestados a la fecha de la modificación; y,
 - iii. Cualquier diferencia entre el saldo en libros del pasivo a la fecha de la modificación y el valor reconocido en patrimonio debe ser reconocido inmediatamente en resultados.

La Administración de la Compañía prevé que la aplicación de la NIIF 2 en el futuro no tendría un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros debido a que la Compañía no tiene acuerdos de pagos basados en acciones que se liquiden en efectivo o no existen retenciones de impuestos aplicables.

Modificaciones a la NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión

Las enmiendas aclaran que una transferencia a, o desde, propiedades de inversión requiere una evaluación de si una propiedad cumple o ha dejado de cumplir, la definición de propiedad de inversión, apoyada por la evidencia observable que se ha producido un cambio de uso. Las enmiendas aclaran además que situaciones distintas de las que se enumeran en la NIC 40 pueden evidenciar un cambio en uso, y que es posible un cambio en el uso de propiedades bajo construcción (es decir, un cambio en el uso no se limita a las propiedades terminadas).

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 enero 2018, con aplicación anticipada permitida. Las entidades pueden aplicar las modificaciones, ya sea de forma retrospectiva o prospectiva. Se aplican disposiciones específicas de transición.

La Administración de la Compañía anticipa que la aplicación de estas modificaciones no tendría un impacto en los estados financieros en períodos futuros dado que actualmente no tiene propiedades de inversión.

Modificaciones a la NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las modificaciones establecen que una entidad aplicará también la NIIF 9 a otros instrumentos financieros en una asociada o negocio conjunto a los que no aplica el método de la participación. Estos incluyen las participaciones de largo plazo que, en esencia, forman parte de la inversión de la entidad en una asociada o negocio conjunto.

La Administración de la Compañía anticipa que la aplicación de estas modificaciones no tendrá un impacto en los estados financieros en períodos futuros.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2014 - 2016

Las mejoras anuales incluyen enmiendas a la NIIF 1 y la NIC 28 que aún no son obligatoriamente efectivas para la Compañía. El paquete también incluye modificaciones a la NIIF 12, que es obligatoriamente efectiva para la Compañía en el año actual.

Las enmiendas a la NIC 28 aclaran que la opción para una entidad de capital riesgo y otras entidades similares de medir las inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable a través de resultados está disponible por separado para cada una asociada o negocio conjunto, y que la elección debe hacerse en el reconocimiento inicial de la asociada o negocio conjunto. Con respecto a la opción para que una entidad que no es una entidad de inversión (EI) para retener la medición del valor razonable aplica para sus asociadas y negocios conjuntos que son entidades de inversión cuando se aplica el método de la participación, las modificaciones hacen una aclaración similar que esta opción está disponible para cada entidad de inversión asociada o negocio conjunto. Las modificaciones se aplican de forma retrospectiva permitiéndose la aplicación anticipada.

Tanto las modificaciones a la NIIF 1 y la NIC 28 son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2018. La Administración de la Compañía estima que la aplicación de las modificaciones en el futuro no tendrá ningún impacto en los estados financieros dado que la Compañía no es ni una entidad que adopta por primera vez las NIIF ni una organización de capital de riesgo. En adición, la Compañía no tiene ninguna asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión.

Modificaciones a la CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada

CINIIF 22 describe la forma para determinar la 'fecha de la transacción' con el fin de establecer el tipo de cambio a utilizar en el reconocimiento inicial de un activo, gasto o ingreso, cuando la consideración de esa partida ha sido pagada o recibida por adelantado en una moneda extranjera que resulta en el reconocimiento de un activo o pasivo no monetario (por ejemplo, un depósito no reembolsable o ingresos diferidos).

La interpretación especifica que la fecha de la transacción es la fecha en la que la entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario originado por el pago o la recepción anticipado de la consideración. Si hay varios pagos o cobros por anticipado, la interpretación requiere que la entidad determine la fecha de la transacción para cada pago o recepción anticipado de la consideración.

La interpretación es efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2018, con aplicación anticipada permitida. Las entidades pueden aplicar la Interpretación ya sea retrospectivamente o prospectivamente. Disposiciones específicas de transición se aplican a la aplicación prospectiva.

La Administración de la Compañía estima que la aplicación de las modificaciones en el futuro no tendrá un impacto en los estados financieros.

CINIIF 23: La incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias

Esta Interpretación aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias. Establece que una entidad determinará si considerar cada tratamiento impositivo incierto por separado o en conjunto con otro u otros tratamientos impositivos inciertos sobre la base del enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre. Adicionalmente, establece que una entidad considerará si es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto y reflejará el resultado de dicha evaluación en la determinación de la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales.

La Administración de la Compañía anticipa que la aplicación de esta interpretación podría tener un impacto en los estados financieros; sin embargo, no es posible determinar los efectos hasta que un análisis detallado haya sido completado.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2015 - 2017

Las mejoras anuales incluyen enmiendas a la NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23, que aún no son obligatoriamente efectivas para el Grupo y que se detallan a continuación:

- || NIIF 3 Combinación de negocios - clarifica que una entidad debe efectuar una remediación de sus intereses previamente mantenidos en una operación conjunta cuando obtiene el control del negocio.
- || NIIF 11 Acuerdos conjuntos - clarifica que una entidad no debe efectuar la remediación de sus intereses mantenidos previamente en una operación conjunta cuando obtiene control conjunto del negocio.
- || NIC 12 Impuesto a las ganancias - clarifica que una entidad registra de la misma forma todas las consecuencias impositivas que resulten de pagos de dividendos.
- || NIC 23 Costos de financiamiento - clarifica que una entidad debe considerar como parte de los préstamos generales, cualquier préstamo originalmente efectuado para desarrollar un activo, cuando el activo está listo para el uso pretendido o su venta.

La Administración de la Compañía estima que la aplicación de estas modificaciones en el futuro no tendrá impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF requiere que la Administración realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Administración, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

Las estimaciones y juicios subyacentes se revisan sobre una base regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el período de la revisión y períodos futuros si la revisión afecta tanto al período actual como a períodos subsecuentes.

A continuación, se presentan las estimaciones y juicios contables críticos que la Administración de la Compañía ha utilizado en el proceso de aplicación de los criterios contables:

- 3.1. Deterioro de activos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de efectivo de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en períodos anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable incrementando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse reconocido la pérdida por deterioro.

Al 31 de diciembre del 2017, la Administración de la Compañía realizó un análisis de deterioro de las inversiones de exploración, desarrollo y producción por cada una de sus unidades generadoras de efectivo, para lo cual estimó el valor en uso mediante el método de flujos de efectivo futuros, hasta la fecha de terminación del contrato (diciembre del 2025 y diciembre del 2027, para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur y Consorcio Petrosud - Petroriva, respectivamente, descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WAAC) del 7.5%. Los precios de venta de petróleo crudo ecuatoriano fueron estimados con base en estudios de profesionales independientes y la producción futura fue proyectada por el departamento de operaciones de petróleo.

El valor en uso determinado mediante el método de flujos de efectivo futuros del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en el cual la Compañía participa con el 40%), son mayores al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción; razón por la cual al 31 de diciembre del 2017, la Compañía no registró ningún valor relacionado con deterioro de las inversiones de exploración, desarrollo y producción al 31 de diciembre del 2016, la Compañía reversó US\$2.7 millones del valor registrado por deterioro en el año 2015. Por otro lado, el valor en uso determinado mediante el método de flujos de efectivo futuros del Consorcio Petrosud - Petroriva (en el cual la Compañía participa con el 40%), son mayores al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción; razón por la cual, se determinó que no existe deterioro de estos activos.

- 3.2. Provisiones para obligaciones por beneficios definidos - El valor presente de las provisiones para obligaciones por beneficios definidos depende de varios factores que son determinados en función de un cálculo actuarial basados en varios supuestos. Estos supuestos utilizados para determinar el valor presente de estas obligaciones incluyen una tasa de descuento. Cualquier cambio en los supuestos impacta en el valor en libros de las provisiones de estos beneficios.

El actuario contratado por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) para realizar el cálculo actuarial, utiliza la tasa de descuento, la tasa de mortalidad y de rotación al final de cada año reportado por la administración de los Consorcios. La tasa de descuento es la tasa de interés que debe ser utilizada para determinar el valor presente de los flujos futuros de caja estimados que se espera van a ser requeridos para cumplir con la obligación de estos beneficios, la cual se determina utilizando como referencia los rendimientos del mercado, al cierre del año, correspondiente a bonos empresariales de alta calidad en la moneda en la que se pagarán los beneficios.

- 3.3. Estimación de vidas útiles de propiedad, planta y equipos - La estimación de las vidas útiles y el valor residual se efectúan de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.7.1.3.
- 3.4. Impuesto a la renta diferido - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) han realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que ciertas diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.
- 3.5. Reservas de crudo - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. 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 inversiones de exploración, desarrollo y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.
- 3.6. Taponamiento de pozos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Compañía efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 40%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 6.75%.
- 3.7. Provisión de cobro dudoso - A la fecha de cierre de cada período, la Administración de la Compañía efectúa la estimación de los flujos futuros descontados, con el fin de determinar el valor de la acumulación de la cuenta por cobrar a ser recuperado, hasta la fecha de terminación de los contratos.

4. BANCOS

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	4,983,002	5,263,368
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>1,511</u>	<u>965</u>
Total	<u>4,984,513</u>	<u>5,264,333</u>

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Cuentas por cobrar corrientes (1)	7,707,331	4,151,792
Acumulación establecida en el contrato (Ver Nota 1)	1,734,823	3,854,922
Acumulación no establecida en el contrato (Ver Nota 1)	1,382,344	1,382,344
Impuesto al Valor Agregado - IVA	686,446	1,300,776
Provisión para cuentas por cobrar	<u>(1,998,038)</u>	<u>(3,973,578)</u>
Total cuentas por cobrar	<u>9,512,906</u>	<u>6,716,256</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, corresponde a aproximadamente 3 y 2 meses pendientes de recuperación por los servicios de extracción de crudo, respectivamente.

Cambios en la provisión para cuentas por cobrar relacionadas con la acumulación y cuentas por cobrar comerciales:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldo al comienzo del año	3,973,578	1,768,274
Provisión (reversión) del año para cuentas por cobrar relacionadas con la acumulación	(2,120,099)	2,136,688
Provisión del año para cuentas por cobrar comerciales	<u>144,559</u>	<u>68,616</u>
Saldos al final del año	<u>1,998,038</u>	<u>3,973,578</u>

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 11.1)	11,993	11,978
Gastos pagados por adelantado	234,412	268,946
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 11.1)	309,756	
Anticipos a proveedores	188,917	10,566
Depósitos entregados en garantía	98,006	94,486
Diversos	<u>14,805</u>	<u>24,179</u>
Total	<u>857,899</u>	<u>410,155</u>
No corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 11.1)	626,372	1,170,726
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 11.1)	698,221	698,221
Diversos	<u>7,663</u>	<u>7,663</u>
Total	<u>1,332,256</u>	<u>1,876,610</u>

7. INVENTARIOS

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Corrientes:		
Materiales en almacenes y total	<u>1,710,971</u>	<u>1,850,314</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo (1)	78,680	78,680
Materiales en almacenes	(394,009)	468,290
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(394,009)</u>	<u>(468,290)</u>
Total	<u><u>78,680</u></u>	<u><u>78,680</u></u>

(1) Corresponde al petróleo crudo no levantado relacionado con el anterior contrato, sobre el cual los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) no han definido un mecanismo de liquidación.

8. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Un detalle de inversiones en exploración, desarrollo y producción es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Inversiones de exploración	7,894,277	7,894,277
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	63,969,489	56,682,272
Proyectos en curso	752,655	1,277,573
Amortización acumulada	<u>(58,909,553)</u>	<u>(56,016,593)</u>
Total	<u><u>13,706,868</u></u>	<u><u>9,837,529</u></u>

Concepto	Diciembre 31, 2017								Diciembre 31, 2016
	Costo			Depreciación y deterioro acumulado					
	Valor al inicio del año	Aumentos (1)	Reclasificaciones/bajas	Valor al cierre del año	Acumulada al inicio del año	Del año (2)	Acumulada al cierre del año	Neto resultante	Neto resultante
Inversiones de exploración	7,894,277			7,894,277	6,196,080	1,071,564	7,267,644	626,633	1,698,197
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	56,682,272		7,287,217	63,969,489	49,820,513	1,821,396	51,641,909	12,327,580	6,861,759
Proyectos en curso	<u>1,277,573</u>	<u>7,076,353</u>	<u>(7,601,271)</u>	<u>752,655</u>	-	-	<u>752,655</u>	<u>752,655</u>	<u>1,277,573</u>
Total 31-12-17	<u>65,854,122</u>	<u>7,076,353</u>	<u>(314,054)</u>	<u>72,616,421</u>	<u>56,016,593</u>	<u>2,892,960</u>	<u>59,662,208</u>	<u>13,706,868</u>	
Total 31-12-16	<u>65,262,406</u>	<u>609,229</u>	<u>(17,513)</u>	<u>65,854,122</u>	<u>54,979,567</u>	<u>1,037,026</u>	<u>56,016,593</u>		<u>9,837,529</u>

- (1) Los aumentos corresponden principalmente a la activación de 3 pozos (pindo 18, pindo 22 y pindo 24), en el Consorcio Petrosud - Petroriva por US\$6.4 millones (correspondientes al 40% de la Compañía), los activos relacionados con las respectivas provisiones de taponamiento por aproximadamente US\$241 mil, y facilidades de producción ejecutadas en los pozos del Consorcio Palanda Yuca Sur por aproximadamente US\$296 mil.
- (2) En el año 2016, incluye el reverso de deterioro de las inversiones por US\$6.8 millones en el Consorcio Palanda Yuca Sur (US\$2.7 millones corresponden a la Compañía), debido a que el valor en uso determinado fue superior al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción a esa fecha (Ver Nota 19)

ESPACIO EN BLANCO

- 8.1 Amortización - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas de los campos en los que opera el Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 40%) utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, para los años 2016 y 2015, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	Reservas probadas desarrolladas Enero 1,		Volumen de producción Año	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo (1)	<u>7,734,000</u>	<u>3,723,000</u>	<u>1,473,686</u>	<u>1,436,881</u>
Palanda - Yuca Sur	<u>1,972,000</u>	<u>1,918,000</u>	<u>747,455</u>	<u>776,016</u>

- (1) Las reservas certificadas del Bloque Pindo al 1 de enero del 2017 se incrementan debido a la ampliación del plazo del contrato, confirmada durante el año 2016, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2027.

A la fecha de emisión de este informe, los Consorcios han obtenido los informes de las reservas certificadas al 31 de diciembre del 2017, las mismas que serán consideradas para la amortización de las inversiones a partir del 1 de enero del 2018. Las reservas certificadas para el Consorcio Petrosud - Petroriva (campo Pindo) se incrementan a 10,104,000 como resultado de la activación de los pozos 18, 22 y 24. Las reservas certificadas para el Consorcio Palanda - Yuca Sur se incrementan a 4,093,000 como resultado de la inminente ampliación del plazo del contrato cuyo vencimiento sería el 31 de diciembre del 2025.

9. DEUDAS COMERCIALES

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Corrientes:		
Proveedores y total (1)	<u>3,854,447</u>	<u>1,789,864</u>
No Corrientes:		
Proveedores y total (2)	<u>494,704</u>	<u>494,704</u>

- (1) Corresponde a los valores pendientes de pago por la compra de bienes y servicios relacionados con las operaciones petroleras de la Compañía.
- (2) Corresponde a valores pendientes de pago a EP Petroecuador relacionados con el diferencial de calidad y servicio de transporte Sote y Roda del anterior contrato, sobre los cuales los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) no han definido un mecanismo de liquidación.

10. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Participación laboral	3,057,525	1,032,307
Beneficios sociales	<u>356,181</u>	<u>170,015</u>
Total	<u>3,413,706</u>	<u>1,202,322</u>

10.1 Participación laboral - Consorcios - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no le corresponde constituir provisiones por este concepto; sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 40%), está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% de la utilidad contable y es registrada en el resultado del año. Del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado Ecuatoriano para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios.

Los movimientos de la provisión para participación laboral fueron como sigue:

	<u>Año terminado</u>	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	1,032,307	1,243,983
Provisión del año	2,533,465	1,032,307
Ajuste de participación a trabajadores del año 2015 (1)	524,060	
Pagos efectuados	<u>(1,032,307)</u>	<u>(1,243,983)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,057,525</u>	<u>1,032,307</u>

(1) En el año 2017, los Consorcios provisionaron un ajuste a la participación a trabajadores correspondiente al año 2015, que surgió como resultado de la glosa determinada por el Servicio de Rentas Internas (Ver Nota 11.2).

ESPACIO EN BLANCO

11. CRÉDITOS Y CARGAS FISCALES

11.1 Activos y pasivos

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Créditos fiscales corrientes y no corrientes:		
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 6, 11.3)	11,993	11,978
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 6)	<u>309,756</u>	<u> </u>
Total	<u>321,749</u>	<u>1,182,704</u>
No Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 6, 11.3)	626,372	1,170,726
Impuesto al Valor Agregado - IVA contrato anterior (1) (Nota 6)	698,221	698,221
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 11.4)	<u>523,965</u>	<u> </u>
Total	<u>1,848,558</u>	<u>1,868,947</u>
Cargas fiscales corrientes y no corrientes:		
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 11.3)	1,709,439	600,190
Retenciones y percepciones	72,587	53,457
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>327,712</u>	<u>326,767</u>
Total	<u>2,109,738</u>	<u>980,414</u>
No Corrientes:		
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 11.4)		<u>422,154</u>

(1) Impuesto al Valor Agregado no corriente - IVA contrato anterior -

Corresponde al Impuesto al Valor Agregado - IVA originado en la adquisición de bienes y servicios del contrato anterior. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) no han definido un mecanismo de liquidación.

11.2 Conciliación tributaria contable del impuesto a la renta corriente - El Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 40%) calculan el impuesto a la renta de acuerdo a lo establecido en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo. Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

	... Año terminado Diciembre 31, ...			2017	2016
	Consortio Petrosud - Petroriva	... 2017 ... Consortio Palanda - Yuca Sur	Cuentas propias	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales	11,036,234	2,708,804		13,745,038	5,835,278
Movimientos propios			(132,756)	(132,756)	
Ajustes NIIF			<u>638,268</u>	<u>638,268</u>	<u>2,677,459</u>
Utilidad según estados financieros consorciales y de la compañía	11,036,234	2,708,804	505,512	14,250,550	8,512,737
Gastos no deducibles	98,013	56,578		154,591	1,045,753
Ingresos no gravados (1)	(1,756,006)	(364,094)		(2,120,100)	
Ajustes NIIF, gastos no deducibles			(505,512)	(505,512)	(2,677,459)
Amortización de pérdidas Tributarias		<u>(651,584)</u>		<u>(651,584)</u>	<u>(59,721)</u>
Utilidad gravable	<u>9,378,241</u>	<u>1,749,704</u>	<u>-</u>	<u>11,127,945</u>	<u>6,821,310</u>
Impuesto a la renta corriente período actual (2)	<u>2,063,213</u>	<u>384,934</u>	<u>=</u>	<u>2,448,147</u>	<u>1,500,689</u>
Impuesto a la renta corriente de años anteriores (3)	<u>487,068</u>	<u>294,509</u>	<u>-</u>	<u>781,577</u>	
Total impuesto a la renta corriente cargado a resultados	<u>2,550,281</u>	<u>679,443</u>	<u>-</u>	<u>3,229,724</u>	<u>1,500,689</u>

- (1) Corresponde a la recuperación de una parte de la acumulación generada en el año 2015, la misma que se presenta como un ingreso no gravado en el año actual debido a que, mediante acta de determinación No. DZ9-RECABCC17-00000024-M del 10 de octubre del 2017 emitida por el Servicio de Rentas Internas - SRI, el Consorcio Palanda Yuca Sur canceló US\$623 mil correspondientes al impuesto a la renta por el total de la acumulación del año 2015. Así también, al 31 de diciembre del 2017, el Consorcio Petrosud - Petroriva provisionó US\$994 mil por el mismo concepto, y canceló el referido impuesto adicional en febrero del 2018, mediante declaración sustitutiva.
- (2) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 22% sobre las utilidades sujetas a distribución.
- (3) Como resultado del acta de determinación No. DZ9-RECABCC17-00000024-M del 10 de octubre del 2017 emitida por el Servicio de Rentas Internas - SRI, en el 2017, el Consorcio Palanda Yuca Sur canceló US\$623 mil correspondientes al impuesto a la renta por la acumulación del año 2015, que no fue tributada en el referido período fiscal dado que el Consorcio no percibió dichos ingresos en el mismo. En la mencionada acta, la entidad de control exigió la reliquidación del impuesto considerando que los ingresos del Consorcio debieron valorarse a la tarifa por servicios del contrato, en lugar del ingreso disponible. Como consecuencia de lo ocurrido en el Consorcio Palanda Yuca Sur, el Consorcio Petrosud - Petroriva provisionó el impuesto a la renta adicional del año 2015, por el concepto antes indicado y lo liquidó en febrero del 2018, mediante declaración sustitutiva.

Las declaraciones de impuestos de los Consorcios han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2015 y son susceptibles de revisión las declaraciones de los años 2016 y 2017.

11.3 Movimiento de la provisión (crédito tributario) para impuesto a la renta

	Año terminado <u>31/12/17</u>		Año terminado <u>31/12/16</u>	
	Consortio Petrosud - <u>Petroriva</u>	Consortio Palanda - <u>Yuca Sur</u>	Consortio Petrosud - <u>Petroriva</u>	Consortio Palanda - <u>Yuca Sur</u>
Saldos al comienzo del año	600,190	(1,182,704)	675,434	(634,805)
Provisión	2,152,580	430,046	1,461,274	39,416
Ajuste al impuesto del año 2015	397,700	249,398		
Pagos efectuados	<u>(1,441,031)</u>	<u>(135,105)</u>	<u>(1,536,518)</u>	<u>(587,315)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,709,439</u>	<u>(638,365)</u>	<u>600,190</u>	<u>(1,182,704)</u>

Pagos efectuados - Incluye el pago del saldo inicial del impuesto y las retenciones en la fuente del año.

11.4 Impuesto a las ganancias diferido - Los estados financieros reflejan el impacto de impuestos anticipados sobre los ingresos gravables o deducciones incluidas en el balance general como diferencias temporarias. Estas diferencias temporarias reflejan las discrepancias entre las bases en activos y pasivos del balance general de la Compañía y regulado por impuestos usando cambios promulgados de impuestos.

Un detalle del impuesto a la renta diferido a largo plazo es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Impuestos diferidos activos (pasivos) (Nota 11.1)	<u>523,965</u>	<u>(422,154)</u>

Los movimientos de activos (pasivos) por impuestos diferidos fueron como sigue:

	... Reconocido en resultados ...		
	Saldos al comienzo del año	Efecto del año	Saldos al fin del año
Año 2017			
Ingresos por acumulación legal de Contratos	(848,082)	848,082	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	90,293	41,794	132,087
Provisión para taponamiento de pozos	268,391	52,163	320,554
Provisión por indemnización por años de servicios	<u>67,244</u>	<u>4,079</u>	<u>71,323</u>
Total	<u>(422,154)</u>	<u>946,118</u>	<u>523,964</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2017, la Compañía registró la baja del pasivo por impuesto diferido generada por los ingresos de la acumulación correspondiente al año 2015, la cual se canceló en este año 2017.

	... Reconocido en resultados ...		
	Saldos al comienzo del año	Efecto del año	Saldos al fin del año
Año 2016			
Ingresos por acumulación legal de contratos	(848,082)		(848,082)
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	66,174	24,119	90,293
Provisión para taponamiento de pozos	363,659	(95,268)	268,391
Provisión por indemnización por años de servicios	<u>77,803</u>	<u>(10,559)</u>	<u>67,244</u>
Total	<u>(340,446)</u>	<u>(81,708)</u>	<u>(422,154)</u>

11.5 Impuesto a la renta reconocido en los resultados - Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	<u>14,250,550</u>	<u>8,512,737</u>
Gasto de impuesto a la renta	3,135,121	1,872,802
Ingresos no gravados	(466,422)	
Ajuste de pasivo por impuesto a la renta diferido de años anteriores	(66,505)	
Ajustes NIIF, otros	(209,250)	(589,041)
Gastos no deducibles permanentes	34,010	311,774
Amortización de pérdidas tributarias	<u>(143,348)</u>	<u>(13,139)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>2,283,606</u>	<u>1,582,396</u>
Tasa efectiva de impuestos	<u>16%</u>	<u>19%</u>

11.6 Aspectos tributarios

El 29 de diciembre del 2017, se emitió la Ley Orgánica para la reactivación de la economía, fortalecimiento de la dolarización y modernización de la gestión financiera, a continuación, se detallan los aspectos más importantes de la mencionada Ley:

Serán considerados deducibles para el cálculo del impuesto a la renta los pagos por desahucio y jubilación patronal, que no provengan de provisiones declaradas en ejercicios anteriores (deducibles o no).

Se incrementa la tarifa de impuesto a la renta para sociedades al 25%, y cuando la sociedad tenga accionistas, socios, partícipes, constituyentes, beneficiarios o similares residentes o establecidos en paraísos fiscales o regímenes de menor imposición, o cuando la sociedad incumpla el deber de informar sobre sus accionistas, socios, partícipes, constituyentes, beneficiarios o similares, la tarifa será la correspondiente a sociedades más 3 puntos

porcentuales. Se debe demostrar que el beneficiario efectivo no es un titular nominal o formal bajo régimen jurídico específico.

Las sociedades que tengan la condición de exportadores habituales (que mantengan o incrementen el empleo), tendrán una rebaja de 3 puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta.

Se establece el concepto de reinversión de utilidades (10% porcentuales menos en la tarifa de impuesto a la renta) solo para sociedades exportadores habituales, de turismo receptivo y sociedades dedicadas a producción de bienes, que posean 40% o más de componente nacional.

Para el cálculo del anticipo de impuesto a la renta, del rubro de gastos deducibles se pueden disminuir los gastos por sueldos y salarios, decimotercera y decimocuarta remuneraciones, aportes patronales y los valores de gastos incrementales por generación de nuevo empleo y la adquisición de nuevos activos productivos que permitan ampliar la capacidad productiva futura y generar un mayor nivel de producción.

El Servicio de Rentas Internas podrá devolver total o parcialmente el excedente entre el anticipo pagado y el impuesto a la renta causado, siempre que se verifique que se ha mantenido o incrementado el empleo neto.

No será deducible del impuesto a la renta y no será crédito tributario, el IVA en compras realizadas en efectivo superiores a US\$1,000 (anteriormente US\$5,000).

- ii La nómina de los administradores, representantes legales y socios o accionistas, que se envía anualmente a la Superintendencia de Compañías debe incluir tanto los propietarios legales como los beneficiarios efectivos, atendiendo a estándares internacionales de transparencia en materia tributaria y de lucha contra actividades ilícitas.

12. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

La Compañía no dispone del estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2017, requerido por disposiciones legales vigentes, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias, vence en el mes de junio del 2018. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, la Administración de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) se encuentra en proceso de preparación de dicho estudio y considera que los efectos, en caso de existir, carecerían de importancia relativa respecto de los estados financieros tomados en conjunto.

13. OTROS PASIVOS

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Corrientes:		
Sociedades relacionadas (Nota 20.1)	2,562,476	2,527,820
Dividendos por pagar y total (Nota 20.1)	<u>-</u>	<u>2,000</u>
Total	<u>2,562,476</u>	<u>2,529,820</u>
No corrientes:		
Pasivos por beneficios definidos y total	<u>975,186</u>	<u>922,337</u>

Un resumen de pasivos por beneficios definidos es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Provisión por indemnización por años de servicio	608,392	664,032
Jubilación patronal	198,121	101,903
Bonificación por desahucio	<u>168,673</u>	<u>156,402</u>
Total	<u>975,186</u>	<u>922,337</u>

13.1 Provisión por indemnización por años de servicio - Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando la Compañía finalice el plazo de vigencia de los contratos de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. La Administración calculó la referida provisión considerando los plazos de vigencia de los contratos, en base a un estudio actuarial y las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo.

Los movimientos en el valor presente de obligación por indemnización por años de servicios, fueron como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	664,032	774,031
Costo de servicio	110,907	87,634
Interés neto		16,332
Beneficios pagados	20,613	(25,884)
Pérdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	20,424	(76,859)
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(207,584)</u>	<u>(111,222)</u>
Saldos al fin del año	<u>608,392</u>	<u>664,032</u>

13.2 Bonificación por desahucio - De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Compañía entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	<u>Año terminado</u>	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	156,402	170,606
Costo de servicio	28,366	35,284
Interés neto	4,838	3,600
Beneficios pagados	(8,561)	(6,084)
Otros	<u>(12,372)</u>	<u>(47,004)</u>
Saldos al fin del año	<u>168,673</u>	<u>156,402</u>

- 13.3 Jubilación patronal - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, considerando el nuevo plazo de vigencia del contrato del Bloque Pindo.

Los movimientos en el valor presente de la obligación de jubilación patronal fueron como sigue:

	<u>Año terminado</u>	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldo al comienzo del año	101,903	113,150
Costo de servicio	89,693	
Interés neto	4,190	
Otros	<u>2,335</u>	<u>(11,247)</u>
Saldos al fin del año	<u>198,121</u>	<u>101,903</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan a otro resultado integral durante el remanente de vida laboral promedio esperado de los empleados correspondientes, con base en el enfoque de la banda de fluctuación.

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos son la tasa de descuento, incremento salarial esperado y la mortalidad. El análisis de sensibilidad detallado a continuación se ha

desarrollado en base a los cambios razonablemente posibles que se produzcan al final del período de referencia de los respectivos supuestos.

	<u>Provisión por indemnización</u>	<u>Bonificación por desahucio</u>	<u>Jubilación patronal</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	23,042	4,174	9,049
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	4%	2%	4%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(21,941)	(4,244)	(8,609)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-4%	-2%	-4%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	23,209	4,314	9,122
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	4%	3%	14%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(22,303)	(4,440)	(8,758)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial 0.5%)	-4%	-3%	-4%

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo de la variación real en la obligación por beneficios definidos, ya que es poco probable que el cambio en las hipótesis se produzca en forma aislada unos de otros (algunos de los supuestos pueden ser correlacionados).

Es importante mencionar, que, en el análisis de sensibilidad desarrollado, el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos se calculó utilizando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que el aplicado en el cálculo de la obligación por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	<u>31/12/17</u>		<u>31/12/16</u>	
	<u>Consortio Petrosud - Pettoriva</u>	<u>Consortio Palanda - Yuca Sur</u>	<u>Consortio Petrosud - Pettoriva</u>	<u>Consortio Palanda - Yuca Sur</u>
Tasa(s) de descuento (1)	4.10	3.21	4.20	2.17
Tasa esperada del incremento salarial	2.50	3.00	2.50	3.00

(1) Al 31 de diciembre del 2017, el Consorcio Palanda Yuca Sur se encuentra en proceso de legalización de la vigencia del tercer contrato modificatorio el cual establece una extensión del plazo original cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2025. Al 31 de diciembre del 2016, se amplió el plazo de vigencia del contrato del Bloque Pindo. Razón por la cual la tasa de descuento utilizada corresponde a los bonos corporativos de alta calidad con vencimientos entre 10 y 15 años (hasta 5 años en el año 2015).

ESPACIO EN BLANCO

Los importes reconocidos en el estado de resultado integral respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Costo de servicio	228,966	236,068
Interés neto	29,641	19,932
Otros	<u>(10,037)</u>	<u>(58,251)</u>
Total costo de beneficios definidos reconocido en resultados (Nota 2.19)	<u>248,570</u>	<u>197,749</u>
Nuevas mediciones:		
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	20,424	(76,859)
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(207,584)</u>	<u>(111,222)</u>
Total efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>(187,342)</u>	<u>(188,081)</u>

14. PROVISIONES

Constituye principalmente una estimación efectuada por la Administración de la Compañía para taponamiento de pozos, en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de la misma, considerando la política establecida por los accionistas al respecto. Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 6.75%.

Un resumen de los movimientos de la provisión para taponamiento de pozos es como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	3,730,686	4,057,259
Adiciones del año (1)	241,353	294,150
Provisión del año	251,821	
Cambio en las estimaciones de la provisión (2)	<u>(575,080)</u>	<u>(620,723)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,648,780</u>	<u>3,730,686</u>

(1) Corresponde a la provisión de los pozos 18, 22 y 24 del Bloque Pindo los cuales fueron activados en los meses de noviembre y diciembre del 2017.

(2) Corresponde al ajuste realizado en el Consorcio Palanda Yuca Sur por la ampliación inminente del contrato cuya fecha de vencimiento sería el 31 de diciembre del 2025.

15. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

15.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) están expuestos a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa al valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados. La Compañía dispone de una

organización y de sistemas de información, administrados por la Casa Matriz, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Comité de Dirección medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación, se presenta una definición de los riesgos que enfrenta la Compañía, una caracterización y cuantificación de éstos y una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Compañía, si es el caso.

- 15.2 Riesgo en las tasas de interés - La Compañía se encuentra expuesta a riesgos en la tasa de interés debido a que la Compañía toma dinero en préstamo a tasas de interés fijas. El riesgo es manejado por la Compañía evaluando periódicamente la volatilidad de las tasas de interés en el mercado y determinar acciones inmediatas en el caso de que ameriten.
- 15.3 Riesgo de crédito - El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las partes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía ha adoptado una política de únicamente involucrarse con partes solventes y obtener suficientes colaterales, cuando sea apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.
- 15.4 Riesgo de liquidez - El Comité de Dirección de la Compañía es el que tiene la responsabilidad final por la gestión de liquidez. Este Comité ha establecido un marco de trabajo apropiado para la gestión de liquidez de manera que la gerencia pueda manejar los requerimientos de financiamiento a corto, mediano y largo plazo, así como la gestión de liquidez de la Compañía. La Compañía maneja el riesgo de liquidez manteniendo reservas, facilidades financieras y préstamos de su Casa Matriz y bancarios, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.
- 15.5 Riesgo de capital - Los Compañía gestiona su capital para asegurar que esté en capacidad de continuar como empresa en marcha mientras que maximiza el rendimiento a su Casa Matriz a través de la optimización de los saldos de deuda y aportes.

El Comité de Dirección de la Compañía revisa la estructura de capital de la Compañía periódicamente. Como parte de esta revisión, el Comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital.

ESPACIO EN BLANCO

15.6 Categorías de los instrumentos financieros - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Compañía es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Activos financieros:		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 4)	4,984,513	5,264,333
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 5)	<u>9,512,906</u>	<u>6,716,256</u>
Total	<u>14,497,419</u>	<u>11,980,589</u>
Pasivos financieros:		
Costo amortizado:		
Deudas comerciales (Nota 9) y total	<u>4,349,151</u>	<u>2,284,568</u>

El valor razonable de los referidos activos y pasivos financieros se aproximan a sus valores en libros.

16. PATRIMONIO

16.1 Capital social - El capital social autorizado consiste de 480,000 acciones de US\$1 valor nominal unitario.

16.2 Reserva legal - La Ley de Compañías requiere que por lo menos el 10% de la utilidad anual sea apropiado como reserva legal hasta que ésta como mínimo alcance el 50% del capital social. Esta reserva no es disponible para el pago de dividendos en efectivo, pero puede ser capitalizada en su totalidad

16.3 Reserva facultativa - Según actas de Junta de Accionistas efectuadas en el año 2017, se dispuso que la totalidad del saldo de la cuenta “Reservas facultativas” se transfiera a la cuenta “utilidades retenidas” para su posterior distribución de dividendos.

16.4 Aporte para futuras capitalizaciones - Según actas de Junta de Accionistas efectuadas en abril, julio y octubre del 2014, Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. subrogará cuotas de capital e intereses del préstamo que la Compañía mantiene con el Banco ITAÚ UNIBANCO S.A. antes de las fechas de vencimiento de cada cuota. De acuerdo a la decisión de la Junta de Accionistas, las cuotas subrogadas se destinarán como aportes para su capitalización y dicha decisión no podrá ser revertida en Juntas de Accionistas futuras. Al 31 de diciembre del 2014, se ha realizado la subrogación del pago de la primera cuota de intereses por US\$131,950, y el pago de la segunda, tercera y cuarta cuota de capital e intereses por US\$2,848,308 los cuales se registraron como aporte para futuras capitalizaciones en el patrimonio.

16.5 Utilidades retenidas

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Utilidades retenidas - distribuibles	14,138,785	8,998,532
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,984,332)</u>	<u>(1,984,332)</u>
Total	<u>12,154,453</u>	<u>7,014,200</u>

Los saldos de las siguientes cuentas surgen de la aplicación por primera vez de las NIIF y de los saldos según PCGA anteriores, los cuales según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías el 14 de octubre del 2011, podrán ser utilizados de la siguiente forma:

Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF -

Corresponde a los valores resultantes de las diferencias originadas entre las políticas contables de acuerdo a NIIF de la Compañía y los principios contables anteriores aplicables en el Ecuador (PCGA). El saldo deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere.

16.6 Dividendos - Durante el 2017, la Compañía canceló a Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina US\$10.5 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2014 y 2013. En el año 2015, se canceló a Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina dividendos por US\$8 millones correspondientes a la utilidad de los años 2014 y 2013.

Los dividendos distribuidos a favor de accionistas personas naturales residentes en el Ecuador y de sociedades domiciliadas en paraísos fiscales, o en jurisdicciones de menor imposición, se encuentran sujetos a retención para efectos del impuesto a la renta.

17. INGRESOS

Un resumen de los ingresos de la Compañía es como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	26,502,921	21,210,419
Ingresos por servicios de bombeo de crudo	<u>57,901</u>	<u>419,555</u>
Total	<u>26,560,822</u>	<u>21,629,974</u>

Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos - En los años 2017 y 2016, el Consorcio Petrosud - Petroriva extrajo 1,473,686 y 1,435,881 barriles de crudo, respectivamente, y el Consorcio Palanda Yuca Sur 747,455 y 776,016 barriles de crudo, respectivamente, a tarifas promedio (tarifa del contrato o ingreso disponible) de US\$33 dólares por barril en el año 2017 (US\$25 dólares por barril en el año 2016).

Ingresos por servicios de bombeo de crudo - Corresponde a la tarifa cobrada a Petroamazonas EP por el bombeo de crudo del Campo Pindo desde el punto de fiscalización hacia la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, la cual en el año 2016 se computó por 70 meses acumulados desde el año 2011 hasta el año 2016. En el año 2017, corresponde a los servicios del período.

18. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

Un resumen de los gastos administrativos y operativos reportados en los estados financieros es como sigue:

<u>Rubros</u>	Año terminado 31/12/16			Año terminado 31/12/15	
	<u>Costo de producción</u>	<u>Gastos de administración</u>	<u>Gastos de comercialización</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Sueldos y jornales	4,116,492	660,108		4,776,600	2,343,798
Depreciación de propiedad, planta y equipo	2,978,913	21,102		3,000,015	3,760,415
Alquileres	1,714,172	30,181		1,744,353	1,919,333
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	1,444,808	13,303		1,458,111	1,244,870
Combustibles y lubricantes	1,222,947	547		1,223,494	1,168,439
Servicios de terceros	835,806	29,994		865,800	1,122,603
Contribuciones sociales	408,082	83,498		491,580	415,872
Honorarios y retribuciones por servicios	144,648	189,361		334,009	431,895
Seguros	294,886	2,041		296,927	260,941
Gastos relacionados con el personal	255,041	31,898		286,939	297,320
Impuestos, tasas y contribuciones	196,010	86,081		282,091	358,934
Movilidad	177,975	16,128		194,103	190,771
Conservación del medio ambiente	173,267			173,267	183,118
Fletes de materiales y productos terminados	117,916			117,916	142,406
Provisión cuentas de cobro dudoso			94,520	94,520	2,255,344
Diversos	<u>181,770</u>	<u>59,269</u>	<u>-</u>	<u>241,039</u>	<u>78,837</u>
Total al 31/12/17	<u>14,262,733</u>	<u>1,223,511</u>	<u>94,520</u>	<u>15,580,764</u>	
Total al 31/12/16	<u>12,862,295</u>	<u>1,057,257</u>	<u>2,255,344</u>		<u>16,174,896</u>

Sueldos y jornales - Un detalle de costos y gastos por beneficios a empleados es como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Sueldos y beneficios sociales	2,654,184	1,696,052
Participación trabajadores (Nota 10)	3,057,525	1,032,307
Beneficios definidos (Nota 13)	248,570	197,749
Otros beneficios	<u>10,469</u>	<u>3,636</u>
Total	<u>5,970,748</u>	<u>2,929,744</u>

Depreciación de inversiones de exploración, desarrollo y producción y vehículos y equipos - Un detalle es como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Inversiones de exploración, desarrollo y producción (Ver Nota 8)	2,892,960	3,632,507
Vehículos y equipos	<u>107,055</u>	<u>127,908</u>
Total	<u>3,000,015</u>	<u>3,760,415</u>

19. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Otros ingresos (egresos), netos		
Diferencia de precio en recuperaciones (1)	919,187	478,457
Reversión de cuentas por cobrar (Ver Nota 1)	2,120,099	
Cambios en la provisión de taponamiento	540,385	563,778
Reversión de deterioro de inversiones de producción (Ver Nota 8)		2,723,389
Otros ingresos	69,243	10,228
Otros gastos	<u>(42,769)</u>	<u>(407,839)</u>
Total	<u>3,606,145</u>	<u>3,368,013</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 11.2)	(3,229,724)	(1,500,689)
Gasto por impuesto a las ganancias diferido (Nota 11.4)	<u>946,118</u>	<u>(81,707)</u>
Total	<u>2,283,606</u>	<u>(1,582,396)</u>

(1) Corresponde al ingreso o pérdida por la venta del petróleo crudo recibido por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos.

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compañía domiciliada en Argentina.

20.1 Transacciones comerciales

Los saldos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	Otras cuentas por pagar	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (1)	2,042,380	1,753,933
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. (1)	520,096	773,887
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	<u>-</u>	<u>2,000</u>
Total (Nota 13)	<u>2,562,476</u>	<u>2,529,820</u>

(1) Corresponde a los valores recibidos por concepto de cashcalls al Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur, cuyos saldos son transferidos a sus compañías socias reflejando obligaciones y derechos entre las mismas.

Las operaciones con sociedades relacionadas, durante los años 2016 y 2015 son las siguientes:

	Dividendos pagados	
	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y total	<u>10,527,597</u>	<u>8,000,000</u>

20.2 Compensación del personal clave de la gerencia y del Directorio - La compensación de los ejecutivos y del Directorio de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) durante el año fue la siguiente:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Beneficios a corto plazo	<u>317,046</u>	<u>193,429</u>

La compensación de los directores y ejecutivos clave es determinada con base en el rendimiento de los individuos y las tendencias del mercado.

21. CONTINGENTES

21.1 Activos Contingentes

Curva base - Durante la ejecución del contrato firmado entre las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva (en las cuales se encuentra la

Compañía) y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador (ex Empresa Estatal de Petr6leos del Ecuador) en adelante "Petroecuador", dichas empresas se vieron obligadas a realizar inversiones, costos y gastos que no correspondían a aquellas contractualmente pactadas.

Estas inversiones adicionales fueron necesarias para incrementar la producci6n y que así se pudiera alcanzar la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur.

A pesar de los requerimientos de las empresas contratistas para la devoluci6n de los referidos valores, los mismos fueron voluntariamente reconocidos por Petroecuador. Por ello, en el a1o 2003 las compa1as que conforman el Consorcio presentaron una demanda arbitral para reclamar a Petroecuador la devoluci6n de los valores incurridos en las inversiones. Mediante Laudo Arbitral y providencia del 27 de septiembre del 2004, el Tribunal de Arbitraje de la C1mara de Comercio de Quito dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$780 mil (US\$312 mil corresponde a la Compa1a). Al 31 de diciembre del 2017, el valor actualizado por la administraci6n de los Consorcios es de US\$1.4 millones (US\$560 mil corresponde a la Compa1a).

Con fecha de 17 de junio de 2011, las empresas Contratistas y Petroecuador suscribieron el Convenio de Pago No. 2011037, el cual tena como objetivo brindar facilidades de pago a Petroecuador para que honren lo dispuesto por el Tribunal de Arbitraje de la C1mara de Comercio de Quito.

Respecto de dicho laudo Petroecuador interpuso un recurso de nulidad, el cual fue aceptado por la Corte Nacional. La nulidad se dict6 en raz6n de que, en criterio de dicha judicatura, el Tribunal de Arbitraje de la C1mara de Comercio de Quito no era el 6rgano competente para conocer y resolver sobre la reclamaci6n de las Compa1as contratistas; sin embargo, el recurso de nulidad no resolvi6 sobre el fondo de la reclamaci6n.

De conformidad con el numeral 29.1.2 del contrato modificatorio a contrato de servicios de exploraci6n y explotaci6n de hidrocarburos, qued6 preservado el derecho de las empresas Contratistas a reclamar y demandar por cualquier acto del Estado y cualquiera de sus instituciones, que se generaren con posterioridad a la fecha efectiva del referido contrato, pero que tuviere relaci6n con temas del contrato anterior. Por tanto, queda la posibilidad de insistir sobre el reconocimiento de estos valores, en cuanto a la fecha se est1n resolviendo con Petroecuador, temas relacionados a la curva base de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur.

- ii Precio de combustible - En enero del 2003, las compa1as que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva presentaron un reclamo en contra de Petroecuador, solicitando la devoluci6n de los valores pagados en exceso, en las adquisiciones de di6sel que fueron realizadas a Petroproducci6n para las operaciones de los campos del Consorcio, de di6sel para las operaciones del campo, a precio referencial internacional y no a precios de mercado nacional, que es como lo estipulaban los contratos suscritos en 1999.

En enero de 2004, el Tribunal de Arbitraje de la C1mara de Comercio de Quito emiti6 un laudo en el cual determin6 una sentencia favorable a las compa1as que conforman el Consorcio; con este antecedente, el 30 de julio del 2004, el

Consortio a través de sus representantes legales, presentó ante el Juez Vigésimo Primero de lo Civil de Pichincha una demanda de ejecución del laudo arbitral en contra de Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, el juez a cargo del proceso emitió el mandato de pago y dispuso que Petroecuador pague a las compañías que conforman el Consorcio un valor de US\$962 mil (US\$385 mil corresponden a la Compañía). Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, se continúa con el procedimiento de ejecución. Al 31 de diciembre del 2017, el valor actualizado por la administración de los Consorcios es de US\$1.8 millones (US\$720 mil corresponde a la Compañía).

Con fecha de 17 de junio de 2011, las empresas Contratistas y Petroecuador suscribieron el Convenio de Pago No. 2011037, el cual tenía como objetivo brindar facilidades de pago a Petroecuador para que honren lo dispuesto por el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito.

- ii Pago a la contratista - Con fecha 2 de agosto de 2016 se llevó a cabo un embarque de petróleo por 140,500 barriles de petróleo para el Consorcio Petrosud - Petroriva y 76,000 barriles de petróleo para el Consorcio Petrolero Palanda- Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 40%). La fecha del embarque se desprende del conocimiento de embarque (B/L).

De conformidad con el numeral 15.9.2. de la cláusula 15 del contrato de prestación de servicios y de acuerdo al Reglamento de Contabilidad vigente, el precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie, se fija de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por EP PETROECUADOR en el mes inmediato anterior a la fecha del embarque. En consecuencia, para la valoración del pago en agosto de 2016, la Secretaría de Hidrocarburos debió haber aplicado el promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente del mes de julio de 2016. Sin embargo, la Secretaría de Hidrocarburos aplicó el promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente del mes de junio de 2016, como si el pago se hubiera realizado en julio de 2016.

Lo anterior, ocasionó a las Contratistas, un perjuicio, pues la Secretaría de Hidrocarburos refleja en los estimados de levante un pago mayor al efectivamente realizado en US\$555 mil para el Consorcio Petrosud - Petroriva y US\$300 mil para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (US\$342 mil de ambos Consorcios corresponden a la Compañía).

Al amparo de las normas del contrato relacionadas a la solución de conflictos las Contratistas iniciaron en 2016 el proceso de reclamación por la controversia derivada del incumplimiento de la Secretaría de Hidrocarburos, procedimiento que se alargó sin éxito hasta el 2017. Ante la negativa de la Secretaría de Hidrocarburos para resolver esta controversia y reconocer el incumplimiento, así como la responsabilidad contractual y extracontractual derivada del mismo, las Contratistas darán en el 2018 inicio a un procedimiento arbitral, que resuelva el conflicto ocasionado, tendiente a reparar los perjuicios ocasionados.

21.2 Pasivos contingentes

Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera - ARCH - El 13 de abril del 2017, la Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera - ARCH entregó los informes provisionales de la auditoría de propósito especial practicado a las inversiones, ingresos, costos y gastos del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur y Consorcio Petrosud Petroriva (en los que la Compañía participa en el 40%), por el período comprendido entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año 2015, en los cuales señalan los siguientes ajustes propuestos:

Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur

Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos - A criterio de la ARCH, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) no registró como parte de los ingresos operacionales el importe de US\$4.3 millones correspondientes al efecto de la acumulación legal en el pago de la tarifa por los servicios de exploración y explotación prestados a la Secretaría de Hidrocarburos.

Costos del proyecto Llumpack declarados como no exitosos - El Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) registró como parte del costo (resultados) el valor de US\$512 mil, correspondiente a las actividades adicionales del proyecto Llumpack comprometidas para el año 2014. A criterio de la ARCH, el referido valor debió ser activado como inversiones de desarrollo adicionales y amortizadas hasta que el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) reciba la comunicación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos declarando que el proyecto no resultó económicamente rentable.

Diferencia de costos de amortización de inversiones de desarrollo adicional - El Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) registró en el 2014 la amortización de inversiones, relacionadas con el campo SAMI; sin embargo, la aprobación del plan de desarrollo de dicho campo por parte de la Secretaría de Hidrocarburos ocurrió en agosto del 2014, por lo que, según la ARCH, la amortización debió iniciar en el año 2015.

Diferencia de costos de amortización de inversiones de desarrollo producción - El Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) registró en exceso una amortización de inversiones por un valor de US\$670 mil, debido a que el cálculo de la ARCH es efectuada con las inversiones y amortizaciones ajustadas por resultados de auditorías de propósito especial de años anteriores, mientras que el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) efectúa su cálculo con los importes según registros contables.

Consorcio Petrosud Petroriva

Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos - A criterio de la ARCH, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) no registró como parte de los ingresos operacionales el importe de US\$5.3 millones correspondientes al efecto de la acumulación legal en el pago de la tarifa por los servicios de exploración y explotación prestados a la Secretaría de Hidrocarburos.

Diferencia de costos de amortización de inversiones de desarrollo producción - El Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) registró en exceso una amortización de inversiones por un valor de US\$460 mil, debido a que el cálculo de la ARCH es efectuada con las inversiones y amortizaciones ajustadas por resultados de auditorías de propósito especial de años anteriores, mientras que el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) efectúa su cálculo con los importes según registros contables.

Servicio de Rentas Internas - SRI - Como resultado de una reclamación de pago en exceso de impuesto a la renta del ejercicio fiscal 2015 presentada por el Consorcio Petrolero Palanda-Yuca Sur (en el que la Compañía participa con el 40%) al SRI, dicha entidad inició un proceso de determinación complementaria. A raíz de lo anterior, la administración tributaria emitió un Acta de Determinación Complementaria en la cual expresa el criterio de que los saldos de “acumulación” del año 2015 son ingreso gravado y, consecuentemente, recalcula la base imponible del impuesto a la renta, lo cual, en criterio de dicha entidad, disminuye el valor de crédito tributario (retenido en exceso) a favor del Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%). El Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) considera que los saldos de acumulación no constituyen ingreso contable ni gravable, puesto que los mismos no corresponden a una cuenta por cobrar, sino a un contingente, cuya ocurrencia y exigibilidad queda sujeta a la verificación de una condición suspensiva que consiste en la suficiencia de que el “ingreso disponible” permita cubrir la parte de la tarifa que se ha acumulado. El cumplimiento de la condición suspensiva es un hecho futuro e incierto que no depende de las partes contractuales, sino que está sujeto al precio internacional del crudo en el mercado. En diciembre del 2017, sin renunciar a la argumentación antes indicada, el Consorcio Palanda-Yuca Sur canceló al SRI la determinación de mayor impuesto a la renta antes mencionada y en enero del 2018 el Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa en el 40%) efectuó una declaración sustitutiva de impuesto a la renta del año 2015, cancelando una diferencia a favor del SRI por el mismo concepto. Esta diferencia cancelada por el Consorcio Petrosud-Petroriva fue provisionada al cierre del año 2017 (Ver Nota 11.3). Los pagos efectuados por los Consorcios responden a decisiones operativas, las cuales no cambian su posición legal-tributaria de que la acumulación es susceptible de ser tributada, siempre que los Consorcios hayan percibido efectivamente los ingresos relacionados. Al 31 de diciembre del 2017,

son susceptibles de ser revisadas por el SRI las declaraciones de impuesto a la renta de los años 2016 y 2017, períodos en que se generó acumulación (que le corresponde a la Compañía) por US\$6.2 millones y US\$1.1 millón, respectivamente.

22. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre del 2016, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Compañía es socia:

Información financiera de los Consortios:	Consortio Petrosud - <u>Petroriva</u>	Consortio Petrolero <u>Palanda - Yuca Sur</u>
Año 2017		
Total activos	55,281,577	27,565,760
Total pasivos	21,155,199	11,759,763
Ingresos	47,168,778	24,533,524
Costos y gastos de operación	15,009,593	16,838,500
Participación proporcional	40%	40%
Total activos	22,112,630	11,026,304
Total pasivos	8,462,080	4,703,905
Ingresos	18,867,511	9,813,410
Costos y gastos de operación	6,003,837	6,735,400
Año 2016		
Total activos	37,612,918	31,709,783
Total pasivos	8,451,425	20,977,189
Ingresos	34,941,860	19,133,075
Costos y gastos de operación	17,721,530	19,738,130
Participación proporcional	40%	40%
Total activos	15,045,167	12,683,913
Total pasivos	3,380,570	8,390,876
Ingresos	13,976,744	7,653,230
Costos y gastos de operación	7,088,612	7,895,252

Los saldos y transacciones de la Compañía representan la participación proporcional en los Consortios, transacciones propias de la Compañías y ajustes de conversión a NIIF. Los saldos y transacciones comunes entre los Consortios y la Compañía han sido eliminados.

23. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DEL PERÍODO SOBRE EL QUE SE INFORMA

Entre el 31 de diciembre del 2017 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 8 del 2018), excepto por lo mencionado en la Nota 1 en relación con el precio del petróleo, no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

24. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2017 han sido aprobados por la Gerencia en marzo 8 del 2018 y serán presentados a los Accionistas para su aprobación. En opinión de la Gerencia, los estados financieros serán aprobados por los Accionistas sin modificaciones. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2016, fueron aprobados por los Accionistas sin modificaciones.
