

PETRRORIVA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018

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 Calle Martín Carrión entre Av. República y Alpallana Ed. Titanium Plaza piso 7, 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%).

Cláusulas contractuales sobre el ingreso disponible y situación actual - De acuerdo a lo estipulado en los contratos de prestación de servicios firmados 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 ("acumulación"). Adicionalmente, los contratos establecen que cualquier diferencia originada por insuficiencia del ingreso disponible ("acumulación") que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) 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.

El decrecimiento constante del precio internacional de petróleo que se generó a partir del último trimestre del año 2015 hasta inicios del año 2017, disminuyó el ingreso disponible de los campos de los Consortios en esos períodos, generando una acumulación de ingresos en esos años. En los años 2017 y 2018, el precio del barril de petróleo crudo incrementó en relación a los años anteriores, lo cual permitió que al 31 de diciembre del 2018 el Consorcio Petrosud - Petroriva haya recuperado la totalidad de acumulación generada en los años 2015 al 2017, y que el Consorcio Palanda - Yuca Sur disminuya el saldo de acumulación pendiente de recuperar a US\$6.3 millones (40% corresponde a la Compañía), los cuales se registran en los estados financieros conforme la política de reconocimiento de ingresos (Ver Nota 2). Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, el precio del barril de petróleo se situó en US\$49.52 y US\$60.75, respectivamente.

Un resumen de los saldos generados por acumulación registrados contablemente al 31 de diciembre del 2018 es como sigue:

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Acumulación establecida en el contrato (1)		1,734,823
Acumulación no establecida en el contrato (2)		1,382,344
Provisión cuentas de dudosa recuperación (acumulación)	_____ -	<u>(1,734,823)</u>
Total	_____ -	<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, la Compañía provisionó la totalidad de dicha cuenta.

En los años 2017 y 2018, el precio del petróleo experimentó un incremento sostenido que ha permitido que los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 40%) hayan recuperado la totalidad de la acumulación generada en el año 2015, y la Compañía haya reversado la provisión de cuentas de dudosa recuperación constituida en años anteriores.

- (2)** Corresponde a valores indebidamente retenidos a los Consorcios por la Secretaría de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) por Impuesto al Valor Agregado - IVA. Al 31 de diciembre del 2018, el Ministerio ha cancelado la totalidad de la deuda mantenida por este concepto.

Contratos de prestación de servicios - El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244; la cual, entre otros asuntos, establece que los 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 (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables).

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>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
	(en US dólares)	
<u>Consortio Petrosud Petroriva:</u>		
Campo Pindo	29.77	29.51
<u>Consortio Petrolero Palanda - Yuca Sur:</u>		
Campo Palanda - Yuca Sur	33.32	33.03
Campo Sami	42.33	41.96

- 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 el Ministerio a la terminación de los contratos, se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando el Ministerio 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 (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - 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 (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) y el Estado Ecuatoriano.
- La decisión de forma de pago por la prestación de servicios es de la Secretaría de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) 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 Reformativa 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 Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compañía organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay, y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compañía 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 Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compañía organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compañía organizada según las leyes de la República de Argentina.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consorcios (en los que la Compañía 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 Compañía participa con el 40%) celebrado entre el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, 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

- 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 empezarán a ejecutarse desde el primer día hábil del año siguiente a aquel que entre en vigencia de modificación del contrato, conforme el presupuesto de inversiones acordado entre Secretaría de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) y las Compañías socias Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. y Petroriva S.A.
- 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 modificadorio 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.
- Mediante comunicación No. SH-SH-2018-0232-OF de 11 de junio del 2018, la Secretaría de Hidrocarburos informó al Consorcio que el Gerente de Comercio internacional de EP Petroecuador remitió a dicha Secretaría, con fecha 5 de junio del 2018 y mediante oficio No. 14315-COM-CPC-2018, los precios teóricos finales del crudo oriente vigentes en el período comprendido entre septiembre del 2017 y abril del 2018, por lo que la Secretaría de Hidrocarburos a través de la comunicación antes mencionada informó al Consorcio que el 9 de octubre de 2017 el precio teórico final del crudo oriente alcanzó el valor de US\$49.07, superando al precio de US\$48.95 definido en el tercer contrato modificadorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, como base para que se declare oficialmente su ampliación. Conforme el referido contrato modificadorio en su cláusula sexta, las obligaciones de inversión del Consorcio contenidas en el mismo inician a partir del 1 de enero del 2018.

Consorcio Petrosud - Petroriva

- Una extensión del plazo original de los contratos, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2027.
- El Consorcio 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, debido a que se cumplió la condición de precio mencionada anteriormente, entró en vigencia el tercer contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos; por lo que, el Consorcio debe dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio a partir del 1 de enero del 2017.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consorcios (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 Consorcios (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 Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) y su cumplimiento, para el año 2018, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto</u>		<u>Presupuesto</u>	<u>Real</u>
	<u>original</u>	<u>reformado</u>	<u>no ejecutado</u> <u>(ejecutado</u> <u>en exceso)</u>	
	... (en miles de U.S. dólares) ...			<u>Ejecutado</u>
Inversiones en facilidades 2018 (1)	1,241	1,460	(811)	2,271
Inversiones en facilidades 2017 (2)	2,401	997	144	853

(1) Mediante comunicaciones No. 096-CPPYS-2018 de 12 de abril del 2018, 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 2018. Mediante comunicaciones No. SH-SCH-2018-0587-OF de 9 de mayo del 2018, la Secretaría de Hidrocarburos aprobó el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur para el 2018.

(2) El presupuesto original por el año 2017 ascendió a US\$2.4 millones y la Secretaría aprobó una reforma al mismo, determinándose un nuevo presupuesto de US\$997 mil. Al 31 de diciembre del 2017, la ejecución real fue de US\$853 mil.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto</u>		<u>Presupuesto no</u>	<u>Real</u>
	<u>original</u>	<u>reformado</u>	<u>ejecutado</u> (ejecutado en exceso) ... (en miles de U.S. dólares) ...	
Inversiones en facilidades 2018 (1)	1,830	1,191	(1,096)	2,287
Inversiones en facilidades 2017 (2)	8,772	23,560	7,909	15,651

- (1)** Mediante comunicación No. 135-PSPR-2018 de 10 de abril del 2018, 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 2018. Mediante comunicaciones No. SH-SCH-2018-0586-OF de 9 de mayo del 2018, la Secretaría de Hidrocarburos aprobó el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo para el 2018.
- (2)** El presupuesto original por el año 2017 ascendió a US\$8.8 millones y la Secretaría aprobó una reforma al mismo, determinándose un nuevo presupuesto de US\$23.5 millones, como resultado de la decisión del Consorcio de perforar tres pozos, cuando inicialmente se previó solo uno. Al 31 de diciembre del 2017, la ejecución real fue de US\$15.6 millones, que es inferior en US\$7.9 millones respecto del presupuesto reformado, debido a optimizaciones de costos.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el personal de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) es como sigue:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	(número de empleados)	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	136	114
Consorcio Petrosud – Petroriva	121	113

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

2. ADOPCIÓN DE NORMAS NUEVAS Y REVISADAS

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

Impactos de la aplicación inicial de NIIF 9 Instrumentos financieros

En el año en curso, la Compañía ha aplicado la NIIF 9 Instrumentos Financieros (revisada en julio de 2014) y las enmiendas consecuentes en relación con otras NIIF que son efectivas durante un período anual que comience en o después del 1 de enero de 2018.

La NIIF 9 introduce nuevos requisitos para:

- 1) La clasificación y medición de activos y pasivos financieros,
- 2) Deterioro de los activos financieros, y
- 3) Contabilidad general de coberturas.

Un detalle de estos nuevos requerimientos así como su impacto sobre los estados financieros son descritos más adelante.

a) La clasificación y medición de los activos financieros

La fecha de la aplicación inicial (es decir, la fecha en que la Compañía ha evaluado su activos y pasivos financieros existentes en términos de los requerimientos de NIIF 9) es de 1 de enero de 2018. Por consiguiente, la Compañía ha aplicado los requerimientos de NIIF 9 a instrumentos que continúan siendo reconocidos al 1 de enero de 2018 y no ha aplicado los requerimientos a los instrumentos que ya han sido dados de baja al 1 de enero de 2018.

Se requiere que todos los activos financieros que están dentro del alcance de la NIIF 9, se midan posteriormente a su costo amortizado o al valor razonable considerando como base el modelo de negocio aplicado por la Compañía para la gestión de los activos financieros y las características de flujo de efectivo contractuales de los activos financieros.

Específicamente:

- Instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es recibir los flujos de efectivo contractuales, y que dichos flujos son únicamente pagos del principal (capital) e intereses sobre el importe de capital pendiente, se miden posteriormente al costo amortizado;
- Instrumentos de deuda que son mantenidos dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es a la vez, obtener los flujos de efectivo contractuales y vender los instrumentos de deuda, y que tiene flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos del capital e intereses sobre el importe principal pendiente, posteriormente se miden a valor razonable con cambios en otro resultado integral "FVORI".;
- Todas las demás inversiones en instrumentos de deuda o patrimonio posteriormente, se miden a su valor razonable con cambios en resultados "FVR".

Los instrumentos de deuda que se miden posteriormente al coste amortizado o al FVORI están sujetos a deterioro, ver literal (b) a continuación.

La Administración de la Compañía revisó y evaluó los activos financieros existentes al 1 de enero del 2018 basados en los hechos y circunstancias que existían en esa fecha, y se concluyó que la aplicación inicial de la NIIF 9 no ha tenido impactos sobre los activos financieros de la Compañía en cuanto a su clasificación y medición.

(b) Deterioro de activos financieros

En relación con el deterioro de los activos financieros, la NIIF 9 requiere un modelo de pérdida de crédito esperada (PCE) en lugar de un modelo de pérdida de crédito incurrida aplicado bajo NIC 39. El modelo de pérdida esperada de crédito requiere que la Compañía tome en cuenta las pérdidas de crédito esperadas y los cambios en esas pérdidas de crédito esperadas al cierre del ejercicio para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial de los activos financieros. En otras palabras, ya no es necesario que un evento de pérdida haya ocurrido para que las pérdidas crediticias sean reconocidas.

Específicamente, la NIIF 9 requiere que la Compañía reconozca una provisión para incobrables por las pérdidas de crédito esperadas en:

- (1) Inversiones de deuda medidas a su costo amortizado o al FVORI;
- (2) Arrendamientos por cobrar;
- (3) Cuentas por cobrar comerciales y activos de contratos; y
- (4) Contratos de garantía financiera a la que se aplican los requerimientos de deterioro de la NIIF 9.

En particular, la NIIF 9 requiere que la Compañía mida la provisión para pérdidas de un instrumento financiero a un importe igual a las pérdidas de crédito esperadas durante toda la vida del instrumento, si el riesgo de crédito de ese instrumento financiero ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial, o si el instrumento financiero es un activo financiero adquirido u originado con deterioro. Sin embargo, si el riesgo de crédito de un instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial (salvo para un activo financiero adquirido u originado con deterioro), la Compañía está obligado a medir la asignación de la pérdida de ese instrumento financiero a un importe igual a la pérdida esperada en 12 meses. La NIIF 9 también requiere un enfoque simplificado para la medición de pérdidas por un importe igual a la vida de las cuentas por cobrar comerciales, activos de contratos y arrendamiento por cobrar en ciertas circunstancias.

La Compañía ha optado por el modelo simplificado debido a que sus activos financieros son básicamente cuentas por cobrar comerciales sin efecto significativo de financiamiento y de plazo menor a un año.

La aplicación de la NIIF 9 no ha tenido impacto en el deterioro determinado por la Compañía sobre sus activos financieros, al 31 de diciembre del 2018.

c) Clasificación y medición de pasivos financieros

Un cambio significativo fue introducido por la NIIF 9 en la clasificación y medición de pasivos financieros relacionado con la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financiero designado como a FVR atribuible a cambios en el riesgo de crédito del emisor.

Específicamente, la NIIF 9 requiere que los cambios en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo se presente en otro resultado integral, a menos que el reconocimiento de esos efectos cree o incremente la asimetría contable en el resultado del año. Los cambios en el valor razonable de un pasivo financiero que sea atribuible al riesgo

de crédito de ese pasivo, no serán reclasificados posteriormente al resultado del año, sino que son transferidos directamente a resultados acumulados cuando el pasivo financiero es dado de baja. Previamente, bajo NIC 39, el importe total de los cambios en el valor razonable de los pasivos financieros medidos a FVR se presentaba en resultados del año.

La aplicación de la NIIF 9 no ha tenido impacto en la clasificación y medición de los pasivos financieros de la Compañía.

Impacto de la aplicación de la NIIF 15 - Ingresos procedentes de contratos con clientes

La Compañía ha aplicado la NIIF 15 de ingresos procedentes de contratos con los clientes (modificada en abril de 2016) que es de aplicación obligatoria durante el período anual que comience en o después del 1 de enero de 2018. NIIF 15 introduce un enfoque de 5 pasos para el reconocimiento de ingresos. Una orientación más prescriptiva se ha añadido en la NIIF 15 para hacer frente a situaciones específicas. La adopción de la norma no ha tenido impactos en los estados financieros de la Compañía.

NIIF 16 - Arrendamientos

Impacto general de la aplicación de las 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 cuando se vuelve efectiva para los períodos iniciados a partir de 1 de enero de 2019.

En contraste con la contabilidad del arrendatario, NIIF 16 mantiene sustancialmente los requisitos de contabilidad del arrendador bajo NIC 17.

Impacto de la nueva definición de arrendamiento

El cambio en la definición de un contrato de arrendamiento se relaciona principalmente con el concepto de control. NIIF 16 distingue entre arrendamientos y contratos de servicio sobre la base de si el uso de un activo identificado es controlado por el cliente. El control se considera que existe si el cliente tiene:

- El derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos de la utilización de un activo identificado; y
- El derecho a dirigir el uso de ese activo.

La Compañía aplicará la definición de un contrato de arrendamiento y guías relacionadas establecidas en la NIIF 16 a todos los contratos de arrendamiento celebrados o modificados en el 1 de enero 2019 (si se trata de un arrendador o el arrendatario en el contrato de arrendamiento). En la preparación para la aplicación por primera vez de las NIIF 16, la Compañía ha llevado a cabo un proyecto de implementación. El proyecto se encuentra en proceso por lo que la Compañía aún no conoce de forma detallada los impactos en sus estados financieros.

Arrendamientos financieros

Las principales diferencias entre NIIF 16 y la NIC 17 con respecto a los activos mantenidos anteriormente en arrendamiento financiero, es la medición de las garantías del valor residual proporcionadas por el arrendatario al arrendador. NIIF 16 requiere que la Compañía reconozca como parte de su pasivo por arrendamiento sólo el importe que se espera pagar bajo una garantía del valor residual, en lugar del importe máximo garantizado como requiere la NIC 17. En la aplicación inicial, la Compañía presentará equipos previamente incluidos en propiedades, planta y equipo dentro de la partida de activos por derecho de uso, y el pasivo por arrendamiento, presentado anteriormente en los préstamos, se presentarán en una línea separada de pasivos por arrendamientos.

Al 31 de diciembre del 2018, la Compañía no mantiene contratos de arrendamiento financiero.

Modificaciones a la NIC 28 - Participaciones a largo plazo en entidades asociadas y negocios conjuntos

La modificación aclara que la NIIF 9, incluyendo sus requerimientos de deterioro, se aplican a las participaciones a largo plazo. Adicionalmente, al aplicar la NIIF 9 a las participaciones a largo plazo, una entidad no tiene en cuenta los ajustes a su valor contable requerido por la NIC 28 (es decir, un ajuste al importe en libros de las participaciones a largo plazo derivadas de la asignación de las pérdidas de la entidad o evaluación de deterioro de acuerdo con la NIC 28).

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

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.

Esta interpretación aplica para períodos que inicien en o después del 1 de enero de 2019.

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

3. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

3.1 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).

3.2 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.

3.3 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.

3.4 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.

3.5 Efectivo y equivalentes de efectivo - Incluye aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses.

3.6 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.

3.7 Vehículos y equipos

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

El costo de vehículos 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.

Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo - Después del reconocimiento inicial, los vehículos 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.

Método de depreciación y vidas útiles - El costo de vehículos 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

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.

3.8 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.

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 sísmica 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.

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.

Inversiones de producción - Corresponden a los costos incurridos sobre pozos que se encuentran en producción. Los mismos son capitalizados como inversiones y se espera que generen beneficios económicos futuros.

Incluyen los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de las inversiones de producción (taponamiento de pozos), que 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.

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.

3.9 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.

3.10 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.

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

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 impositivos 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.

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 impositivas. 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.

Impuestos corrientes y diferidos - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado.

3.12 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).

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.

3.13 Beneficios a empleados

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.

Participación laboral - 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%).

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.

3.14 Reconocimiento de ingresos - La Compañía aplica el modelo de 5 pasos para reconocer los ingresos por prestación de servicios. Bajo este modelo la Compañía ha identificado una única obligación de desempeño en los contratos de prestación de servicios de extracción de petróleo crudo que mantienen los Consorcios con la Secretaría de Hidrocarburos, la cual se cumple en la entrega del petróleo extraído en el punto de fiscalización, y se valora considerando el componente fijo del precio de la transacción que corresponde al "ingreso disponible" (valor referencial establecido en el contrato), hasta por el valor de la tarifa de servicio pactada en el contrato. El componente variable es la diferencia que surge cuando el "ingreso disponible" es superior a la tarifa por servicio establecida en el contrato, siempre que existan saldos de "acumulación" por recuperar (Ver Nota 1). El componente variable (recuperación de "acumulación") se reconoce en el momento en que es comunicado por la Secretaría de Hidrocarburos en los respectivos estimados de levante mensuales emitidos.

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 (actualmente Ministerio de Recursos No Renovables) y si existe ingreso disponible, conforme lo establecido en el contrato.

Diferencia de precio - Las ganancias o pérdidas por diferencia de precio que genera la venta de petróleo crudo recibido de la Secretaría de Hidrocarburos (actualmente Ministerio de Recursos Naturales No Renovables) como pago por los servicios petroleros (contraprestación distinta a efectivo), se registran en resultados al cierre del período sobre el que se informa, en base a los valores negociados con el agente ("trader") que comercializa dicho petróleo en el mercado internacional.

3.15 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.

3.16 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.

3.17 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.

Activos financieros - 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 de activos financieros 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.

Todos los activos financieros reconocidos como tales, son posteriormente valorados, en su totalidad, al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

Clasificación de los activos financieros

Los instrumentos de deuda que cumplan las siguientes condiciones se miden posteriormente al costo amortizado:

- Los activos financieros que se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros con el fin de recolectar flujos de caja contractuales; y
- Los términos contractuales del activo financiero dan lugar, en las fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

Los instrumentos de deuda que cumplan las siguientes condiciones son medidos posteriormente a su valor razonable con cambios en otro resultado integral:

- Los activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra al obtener flujos de efectivo contractuales y por la venta de los activos financieros; y
- Los términos contractuales del activo financiero dan lugar en las fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a su valor razonable con cambios en resultados (FVR).

(i) El costo amortizado y método de interés efectivo

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento de deuda y para asignar los ingresos por intereses durante el período en cuestión.

Para los activos financieros distintos a los comprados u originados con deterioro (es decir, activos que tienen deterioro de crédito en el reconocimiento inicial), la tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos de efectivo futuros (incluyendo todos los honorarios y valores pagados o recibidos que forman una parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos), excluyendo las pérdidas de crédito esperadas, a través de la vida esperada del instrumento de deuda o cuando sea apropiado, un período más corto, con el valor bruto en libros del instrumento de deuda en el reconocimiento inicial. Para los activos financieros comprados u originados con deterioro, se calcula una tasa de interés efectiva ajustada, descontando los flujos de efectivo futuros estimados, incluidas las pérdidas de crédito esperadas.

El costo amortizado de un activo financiero es el importe al que se mide un activo financiero en el reconocimiento inicial, menos los reembolsos de principal, más la amortización acumulada, usando el método de interés efectivo de cualquier diferencia entre el importe inicial y al vencimiento, ajustado por cualquier pérdida por incobrabilidad. El valor bruto en libros de un activo financiero es el costo amortizado de un activo financiero antes de ajustar cualquier pérdida por incobrabilidad.

Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce una provisión para pérdidas de crédito esperadas sobre los activos de contratos. El importe de las pérdidas de crédito esperadas se actualiza en cada fecha de presentación para reflejar cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial del respectivo instrumento financiero.

La Compañía reconoce siempre la pérdida de crédito esperada por toda la vida de las cuentas comerciales a cobrar y activos de contratos. Las pérdidas de crédito esperadas son estimadas utilizando una matriz de provisión basada en la experiencia de pérdidas históricas de la Compañía, ajustada por factores que son específicos de los deudores, condiciones económicas generales, y la evaluación de condiciones actuales y proyección de condiciones futuras a la fecha de reporte, incluyendo el valor del dinero en el tiempo, cuando sea apropiado.

Política de castigos

La Compañía castiga un activo financiero cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una perspectiva realista de recuperación, por ejemplo, cuando el deudor ha caído en causal de liquidación o ha entrado en un proceso de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales mediante un análisis particular efectuado por la Compañía sobre sus cuentas con el Estado. Los activos financieros dados de baja aún pueden estar sujetos a actividades de cumplimiento conforme a los procedimientos de recuperación de la Compañía, teniendo en cuenta el asesoramiento legal cuando sea apropiado. Cualquier recuperación realizada se reconoce en resultados.

Medición y reconocimiento de las pérdidas de crédito esperadas

La medición de las pérdidas de crédito esperadas es en función de la probabilidad de incumplimiento (es decir, la magnitud de la pérdida si existe un incumplimiento) y la exposición al incumplimiento. La evaluación de la probabilidad de incumplimiento y la pérdida dado el incumplimiento se basa en datos históricos ajustados por información prospectiva como se describió anteriormente.

En cuanto a la exposición al incumplimiento, para los activos financieros, esto está representado por el valor en libros bruto de los activos en la fecha de reporte.

Para los activos financieros, la pérdida de crédito esperada se calcula como la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se adeudan a la Compañía y todos los flujos de caja que la Compañía espera recibir, descontados al tipo de interés efectivo original.

Baja en cuenta de los activos financieros - La Compañía dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconocerá su participación en el activo y cualquier obligación asociada por los importes que podría tener 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 por los recursos recibidos.

Al darse de baja un activo financiero medido al costo amortizado, la diferencia entre el valor en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por cobrar se reconoce en resultados del año.

Pasivos financieros e instrumentos de patrimonio emitidos por la Compañía - Los instrumentos de deuda y patrimonio son clasificados como pasivos financieros o como patrimonio de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual y las definiciones de pasivo financiero e instrumento de patrimonio.

Pasivos financieros - Todos los pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo o a FVR.

Pasivos financieros medidos posteriormente al costo amortizado - Los pasivos financieros que no son (i) contraprestación contingente de un adquirente en una combinación de negocios, (ii) mantenidos para negociar, o (iii) designados como FVR, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un pasivo financiero y para asignar gastos de intereses durante el período relevante.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos futuros en efectivo estimados (incluidas todas las comisiones y los puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero, o (cuando sea apropiado) un período más corto, al costo amortizado de un pasivo financiero

4. JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS Y FUENTES CLAVE PARA ESTIMACIONES INCIERTAS

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:

4.1 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 2018, 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 de las mismas, determinando los flujos de efectivo futuros de los Consorcios hasta la fecha de terminación de los respectivos contratos (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 15.59%. Los precios de venta de petróleo crudo ecuatoriano fueron estimados con base en estudios independientes, y la producción futura fue proyectada por el departamento técnico de los Consorcios.

El análisis efectuado no generó un ajuste por deterioro, en razón de que el valor de uso de los activos de los Consorcios determinado al 31 de diciembre del 2018 es superior al saldo en libros de los mismos a esa fecha.

4.2 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.

4.3 Estimación de vidas vehículos y equipos - La estimación de las vidas útiles y el valor residual se efectúan de acuerdo a lo mencionado en la Nota 3.7.1.3.

4.4 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.

4.5 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.

4.6 Provisión para 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 6.98%.

4.7 Cálculo de la pérdida de crédito esperada - Cuando se mide la pérdida de crédito esperada PCE, la Compañía utiliza información que considera razonable y soportable, la cual está basada en datos históricos que permiten establecer probabilidades de incumplimiento. La pérdida dado el incumplimiento es una estimación de la pérdida que surge cuando ocurre un incumplimiento. Se basa en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales pendientes de cobro y aquellos que la Compañía espera recibir.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El efectivo y equivalentes de efectivo como se muestra en el estado de flujo de efectivo puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
<u>Bancos:</u>		
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	7,667,448	4,983,002
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>3,920</u>	<u>1,511</u>
Subtotal bancos	<u>7,671,368</u>	<u>4,984,513</u>
<u>Otros activos financieros:</u>		
Inversiones temporales en bancos locales (1)	2,805,274	
Inversiones temporales en bancos del exterior (1)	<u>5,601,462</u>	
Subtotal otros activos financieros	<u>8,406,736</u>	<u>-</u>
Total	<u>16,078,104</u>	<u>4,984,513</u>

- (1)** Al 31 de diciembre del 2018, corresponde a inversiones temporales con vencimientos hasta 61 días que generan intereses a tasas promedio anuales del 1% (locales) y el 0.4% (exterior).

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Cuentas por cobrar corrientes	4,446,880	7,707,331
Acumulación establecida en el contrato (Ver Nota 1)		1,734,823
Acumulación no establecida en el contrato (Ver Nota 1)		1,382,344
Impuesto al Valor Agregado - IVA vencido		686,446
Provisión de pérdida de crédito esperada	<u>(96,666)</u>	<u>(1,998,038)</u>
Total cuentas por cobrar	<u>4,348,214</u>	<u>9,512,906</u>
<u>Cambios en la provisión de pérdida de crédito esperada:</u>		
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Saldo al comienzo del año	1,998,038	3,973,578
Reversión neta de pérdida de crédito esperada	<u>(1,899,372)</u>	<u>(1,975,540)</u>
Saldos al final del año	<u>98,666</u>	<u>1,998,038</u>

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias pagado por anticipado (Nota 12.1) (1)	470,874	
Gastos pagados por adelantado	233,621	234,412
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 12.1)	145,225	309,756
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.1)	11,993	11,993
Anticipos a proveedores	83,489	188,917
Diversos	<u>161,727</u>	<u>112,811</u>
Total	<u>1,106,929</u>	<u>857,889</u>
No corrientes:		
Diversos y total	<u>7,664</u>	<u>7,664</u>

- (1)** Corresponde al saldo pendiente de devengar por los pagos de impuesto a las ganancias de los años 2016 (US\$176 mil) y 2017 (US\$294 mil), efectuados mediante declaraciones sustitutivas de esos años, en abril del 2018. Este impuesto pagado por anticipado se reconocerá en resultados una vez la Compañía registre el ingreso por "acumulación" ("componente variable" - Ver Notas 1 y 3.14), que ocasionó dichas declaraciones sustitutivas (Nota 22.2).

8. INVENTARIOS

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Corrientes:		
Materiales y total	<u>1,323,523</u>	<u>1,710,971</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo	78,680	78,680
Materiales en almacenes	478,515	394,009
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(478,515)</u>	<u>(394,009)</u>
Total	<u>78,680</u>	<u>78,680</u>

9. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Inversiones de exploración	7,918,529	7,894,277
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	65,548,830	63,969,489
Proyectos en curso	1,293,800	752,655
Amortización acumulada	<u>(61,360,380)</u>	<u>(58,909,553)</u>
Total	<u>13,400,779</u>	<u>13,706,868</u>

ESPACIO EN BLANCO

Los movimientos de inversiones de exploración, desarrollo y producción fueron como sigue:

Concepto	Diciembre 31, 2018								Diciembre 31, 2017
	Costo				Depreciación y deterioro acumulado				Neto resultante
	Valor al inicio del año	Aumentos (1)	Reclasificaciones/ bajas	Valor al cierre del año	Acumulada al inicio del año	Del año	Acumulada al cierre del año	Neto resultante	
Inversiones de exploración	7,894,277		24,252	7,918,529	7,267,644	492,962	7,760,606	157,923	626,633
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	63,969,489	460,150	1,119,190	65,548,830	51,641,909	1,957,865	53,599,774	11,949,056	12,327,580
Proyectos en curso	<u>752,655</u>	<u>1,684,588</u>	<u>(1,143,442)</u>	<u>1,293,800</u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u>1,293,800</u>	<u>752,655</u>
Total 31-12-18	<u>72,616,421</u>	<u>2,144,738</u>	<u> </u>	<u>74,761,159</u>	<u>58,909,553</u>	<u>2,450,827</u>	<u>61,360,380</u>	<u>13,400,779</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>58,909,553</u>		<u>13,706,868</u>

(1) Los aumentos corresponden a facilidades de producción ejecutadas en los Campos Pindo y Palanda, y el incremento del activo de inversiones de desarrollo y producción por cambios en estimaciones por costos y tasa de taponamiento de pozos.

ESPACIO EN BLANCO

9.1 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>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>8,335,321</u>	<u>11,577,684</u>	<u>1,740,321</u>	<u>1,473,686</u>
Palanda - Yuca Sur	<u>4,349,735</u>	<u>4,840,445</u>	<u>683,735</u>	<u>747,455</u>

Para el cálculo de la amortización de los años 2018 y 2017, la Compañía consideró los últimos estudios de reservas disponibles para el cierre de sus estados financieros al 31 de diciembre del 2018 y 2017, respectivamente.

10. DEUDAS COMERCIALES

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Corrientes:		
Proveedores	2,204,582	3,854,447
Anticipo de clientes (1)	<u>2,521,696</u>	
Total deudas comerciales	<u>4,726,278</u>	<u>3,854,447</u>
No Corrientes:		
Proveedores y total	<u>89,901</u>	<u>494,704</u>

(1) Corresponde al anticipo recibido por Trafigura PTE LTD como parte del pago del "levante" (comercialización de crudo) realizado en enero del 2019.

11. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Participación laboral	3,006,894	3,057,525
Beneficios sociales	<u>268,629</u>	<u>356,181</u>
Total	<u>3,275,523</u>	<u>3,413,706</u>

11.1 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 tuvieran 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:

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Saldos al comienzo del año	3,057,525	1,032,307
Provisión del año	2,257,319	2,533,465
Pago de participación a trabajadores correspondiente a años anteriores (1)	794,919	524,060
Pagos efectuados	<u>(3,102,869)</u>	<u>(1,032,307)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,006,894</u>	<u>3,057,525</u>

(1) Corresponde a la participación a trabajadores por la "acumulación" de años anteriores la cual fue cancelada por los Consorcios, conforme los pagos adicionales de impuesto a la renta (Ver Nota 22.2).

12. CRÉDITOS Y CARGAS FISCALES

12.1 Activos y pasivos

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
<u>Créditos fiscales corrientes y no corrientes:</u>		
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 7 y 12.3)	11,993	11,993
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 7)	145,225	309,756
Impuesto a las ganancias pagado por anticipado (Nota 7 y 12.3)	<u>470,874</u>	<u>-</u>
Total	<u>628,092</u>	<u>321,749</u>
No Corrientes y diferido:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.3)		626,372
Impuesto al Valor Agregado - IVA contrato anterior		698,221
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 12.4)	<u>598,264</u>	<u>523,965</u>
Total	<u>598,264</u>	<u>1,848,558</u>
<u>Cargas fiscales corrientes y no corrientes:</u>		
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 12.3)	1,342,941	1,709,439
Retenciones y percepciones	63,947	72,587
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>283,597</u>	<u>327,712</u>
Total	<u>1,690,485</u>	<u>2,109,738</u>

12.2 Conciliación tributaria contable del impuesto a la renta corriente - El

Consortio Petrosud - Petroriva y el Consortio 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, ...		2018	2017
	Consortio Petrosud - Petroriva	... 2018 ... Consortio Palanda - Yuca Sur	Cuentas propias	Total	Total
Utilidad según estados financieros consorciales	14,514,675	5,129,110		19,643,785	13,745,038
Movimientos propios neto			(150,886)	(150,886)	(132,756)
Ajustes NIIF neto			<u>204,111</u>	<u>204,111</u>	<u>638,268</u>
Utilidad según estados financieros consorciales y de la compañía	14,514,675	5,129,110	53,225	19,697,010	14,250,550
Gastos no deducibles (1)	377,843	513,751		891,594	154,591
Ingresos no gravados (2)	(4,103,898)	(3,704,592)		(7,808,490)	(2,120,100)
Ajustes NIIF, gastos no deducibles			(53,225)	(53,225)	(505,512)
Amortización de pérdidas Tributarias					<u>(651,584)</u>
Utilidad gravable	<u>10,788,620</u>	<u>1,938,269</u>	<u>-</u>	<u>12,726,889</u>	<u>11,127,945</u>
Impuesto a la renta corriente período actual (3)	<u>2,697,154</u>	<u>484,567</u>	<u>-</u>	<u>3,181,721</u>	<u>2,448,147</u>
Impuesto a la renta corriente de años anteriores	<u>743,313</u>	<u>239,357</u>	<u>-</u>	<u>982,670</u>	<u>781,577</u>
Total impuesto a la renta corriente cargado a resultados (Nota 20)	<u>3,440,467</u>	<u>723,924</u>	<u>-</u>	<u>4,164,391</u>	<u>3,229,724</u>

- (1)** Corresponde principalmente a la participación a trabajadores calculada en base a la "acumulación" de años anteriores y registrada como gasto en el 2018, la cual disminuyó la base tributaria de dichos períodos fiscales (mediante declaraciones sustitutivas), por lo que fue considerada como no deducible en el período corriente (Ver Nota 22.2).
- (2)** Incluye principalmente ingresos no gravados correspondientes a la recuperación de la "acumulación" generada en los años 2015 al 2017, los cuales fueron tributados en las declaraciones de impuesto a la renta sustitutivas de esos años (Ver Nota 22.2).
- (3)** De conformidad con disposiciones legales, el impuesto a la renta se determina con la tarifa del 25% sobre las utilidades sujetas a distribución (22% hasta el año 2017), y del 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización (12% hasta el año 2017).

Las declaraciones de impuestos de los Consortios han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2015 y son susceptibles de revisión las declaraciones de los años 2016 al 2018.

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

	Año terminado 31/12/18		Año terminado 31/12/17	
	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur
Saldos al comienzo del año	1,709,439	(638,365)	600,190	(1,182,704)
Provisión	2,697,154	484,567	2,063,213	384,934
Ajuste al impuesto a la renta de años anteriores	743,313	239,357	487,068	294,509
Pagos efectuados	<u>(3,806,965)</u>	<u>(568,426)</u>	<u>(1,441,032)</u>	<u>(135,104)</u>
Saldos al fin del año (1)	<u>1,342,941</u>	<u>(482,867)</u>	<u>1,709,439</u>	<u>(638,365)</u>

(1) Incluye los saldos de impuesto a las ganancias anticipado, retenciones de impuesto a las ganancias e impuestos a las ganancias por pagar.

12.4 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.

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 2018			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	132,087	(40,827)	91,260
Provisión para taponamiento de pozos	320,554	82,481	403,035
Provisión por indemnización por años de servicios	<u>71,324</u>	<u>32,645</u>	<u>103,969</u>
Total (Nota 20)	<u>523,965</u>	<u>74,299</u>	<u>598,264</u>
Año 2017			
Ingresos por acumulación 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 (Nota 20)	<u>(422,154)</u>	<u>946,118</u>	<u>523,964</u>

12.5 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:

Reglamento a la Ley Orgánica para la reactivación de la economía, fortalecimiento de la dolarización y modernización de la gestión financiera

Los aspectos más importantes de dicho reglamento se incluyen a continuación:

Será deducible la totalidad de los pagos efectuados por concepto de desahucio y de pensiones jubilares patronales que obligatoriamente se deberán afectar a las provisiones ya constituidas en años anteriores; en el caso de provisiones realizadas en años anteriores que hayan sido consideradas deducibles o no, y que no fueren utilizadas, deberán reversarse contra ingresos gravados o no sujetos de impuesto a la renta en la misma proporción que hubieren sido deducibles o no.

Adicionalmente, se establece el reconocimiento de un impuesto diferido relacionado con las provisiones efectuadas para cubrir los pagos por desahucio y pensiones jubilares patronales que sean constituidas a partir del 1 de enero del 2018, el cual podrá ser utilizado en el momento en que el contribuyente se desprenda efectivamente de recursos para cancelar la obligación hasta por el monto efectivamente pagado

Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal

El 21 de agosto del 2018, se emitió la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal, a continuación se detallan los aspectos más importantes de la mencionada Ley:

- Se establecieron incentivos específicos para la atracción de inversiones privadas tales como:
 - Exoneración del impuesto a la renta para las nuevas inversiones productivas en sectores priorizados que se inicien a partir de agosto del 2018 por 12 años, contados desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente a la nueva inversión, y que se encuentren fuera de las jurisdicciones urbanas de Quito y Guayaquil o dentro de las mismas por 8 años. Esta exoneración aplicará solo en sociedades que generen empleo neto. Para los sectores priorizados industrial, agroindustrial y agroasociativo, dentro de los cantones de frontera, gozarán de esta exoneración por 15 años.
 - Exoneración del Impuesto a la Salida de Divisas - ISD en los pagos realizados al exterior por importación de bienes y dividendos relacionadas con nuevas inversiones productivas que suscriban contratos de inversión.
 - Exoneración del ISD en los pagos realizados al exterior por dividendos para las sociedades que reinviertan en nuevos activos productivos en el país desde al menos el 50% de las utilidades.

- Exoneración del impuesto a la renta y anticipo para inversiones que se inicien a partir de la vigencia de esta ley en los sectores económicos determinados como industrias básicas por 15 años, contado desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente a la nueva inversión y se ampliarán por 5 años más, en el caso de que dichas inversiones se realicen en cantones fronterizos del país. Esta exoneración aplicará solo en sociedades que generen empleo neto.
- Reformas a varios cuerpos legales

Impuesto a la renta

Ingresos

- Para entidades del sector hidrocarburífero, el ingreso gravado para efectos de liquidación y pago del impuesto a la renta estará conformado por la tarifa efectivamente pagada por servicios, por cada unidad de hidrocarburo producida y entregada al Estado en el punto de fiscalización. La recuperación de la acumulación será considerada como ingreso gravado en el ejercicio fiscal en el cual se produzca tal recuperación.
- Se considera ingreso exento, los dividendos y utilidades distribuidos a favor de sociedades o de personas naturales domiciliados en paraísos fiscales o jurisdicciones de menor imposición; siempre y cuando, las sociedades que distribuyen no tengan como beneficiario efectivo de los dividendos a una persona natural residente en el Ecuador.
- Se eliminó el último inciso del artículo 9 Exenciones que establecía lo siguiente: *"En la determinación y liquidación del impuesto a la renta no se reconocerán más exoneraciones que las previstas en este artículo, aunque otras leyes, generales o especiales, establezcan exclusiones o dispensas a favor de cualquier contribuyente, con excepción de lo previsto en la Ley de Beneficios Tributarios para nuevas Inversiones Productivas, Generación de Empleo y de Prestación de Servicios"*.
- Se determinó nuevos sectores como priorizados para el Estado, tales como: agrícola; oleoquímica; cinematografía y audiovisuales, eventos internacionales; exportación de servicios; desarrollo y servicios de software, producción y desarrollo de hardware tecnológico, infraestructura digital, seguridad informática, productos y contenido digital, servicios en línea; eficiencia energética; industrias de materiales y tecnologías de construcción sustentables; y, sector industrial, agroindustrial y agroasociativo.
- Los administradores u operadores de ZEDE, estarán exonerados del pago del impuesto a la renta y su anticipo por los primeros 10 años, contados a partir del primer ejercicio fiscal en el que se generen ingresos operacionales.

Gastos Deducibles

- Se establece que la deducibilidad en el Impuesto a la Renta y la exención del ISD relacionados con los pagos originados por financiamiento externo serán aplicables a todo perceptor del pago en el extranjero, siempre y cuando se cumplan los criterios establecidos en el Reglamento de la Ley de Régimen Tributario Interno y con estándares internacionales de transparencia

Tarifa

- La tarifa del impuesto a la renta para sociedades se incrementará al 28% cuando la sociedad dentro de la cadena de propiedad de los respectivos derechos representativos de capital, exista un titular residente, establecido o amparado en un paraíso fiscal, jurisdicción de menor imposición o régimen fiscal preferente y el beneficiario efectivo sea residente fiscal del Ecuador.

Utilidad en la enajenación de acciones

- Se establece un impuesto a la renta único a las utilidades que perciban las sociedades domiciliadas o no en Ecuador y las personas naturales, ecuatorianas o extranjeras, residentes o no en el país, provenientes de la enajenación directa o indirecta de derechos representativos de capital; de sociedades domiciliadas o establecimientos permanentes en Ecuador.

Adicionalmente, se establece que en reestructuraciones societarias no se entenderá producida enajenación directa ni indirecta alguna.

Anticipo de Impuesto a la Renta

- Se elimina el anticipo de impuesto a la renta para sociedades como impuesto mínimo y se establece su devolución, en el caso en que éste supere o no exista impuesto a la renta causado.

Impuesto al Valor Agregado

- El uso del crédito tributario por el IVA pagado en adquisiciones locales e importaciones de bienes y servicios, podrá ser utilizado hasta dentro de 5 años contados desde la fecha de pago
- Se podrá solicitar al SRI la devolución o compensación del crédito tributario por retenciones de IVA hasta dentro de 5 años.

Impuesto a la Salida de Divisas

- Las compensaciones realizadas con o sin la intermediación de instituciones del sistema financiero ya no representan un hecho generador para el pago del ISD
- Se incluye como exención de ISD, los pagos al exterior realizados a instituciones financieras por otros costos relacionados con el otorgamiento de sus créditos
- Están exentos del ISD, los pagos de capital e intereses sobre créditos otorgados por intermediarios financieros que operen en mercados internacionales y que cumplan con ciertas condiciones como límite de la tasa referencial, plazo mínimo 360 días, destinado a microcrédito o inversiones productivas.

Se establece la devolución ISD a exportadores de servicios, por la importación de materias primas, insumos y bienes de capital, con la finalidad de que sean necesarios para la prestación del servicio que se exporte

13. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

14.

De conformidad con disposiciones legales vigentes, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$15 millones, están obligados a presentar el estudio de Precios de Transferencia que determine si tales operaciones han sido efectuadas a valores de plena competencia. Los Consorcios (en los que la Compañía participa en el 14%), preparan el referido estudio y, de ser existir ajuste, liquidan el impuesto a la renta correspondiente. La Administración no prevé ajustes por precios de transferencia para el ejercicio fiscal 2018.

14. OTROS PASIVOS

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Corrientes:		
Sociedades relacionadas y total (Nota 21.1)	<u>2,512,077</u>	<u>2,562,476</u>
No corrientes:		
Pasivos por beneficios definidos y total	<u>1,137,556</u>	<u>975,186</u>
Un resumen de pasivos por beneficios definidos es como sigue:		
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Provisión por indemnización por años de servicio	742,907	608,392
Jubilación patronal	225,949	198,121
Bonificación por desahucio	<u>168,700</u>	<u>168,673</u>
Total	<u>1,137,556</u>	<u>975,186</u>

14.1 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>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Saldos al comienzo del año	608,392	664,032
Costo de servicio	107,924	110,907
Interés neto	22,120	20,613
Pérdidas (ganancias) actuariales, netas	<u>4,471</u>	<u>(187,160)</u>
Saldos al fin del año	<u>742,907</u>	<u>608,392</u>

14.2 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:

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Saldos al comienzo del año	168,673	156,402
Costo de servicio	32,998	28,366
Interés neto	6,138	4,838
Beneficios pagados		(8,561)
Ganancias actuariales, netas	(39,109)	
Otros	<u>-</u>	<u>(12,372)</u>
Saldos al fin del año	<u>168,700</u>	<u>168,673</u>

14.3 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:

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Saldo al comienzo del año	198,121	101,903
Costo de servicio	28,943	89,693
Interés neto	7,468	4,190
Ganancias actuariales, netas	(8,583)	
Otros	<u>-</u>	<u>2,335</u>
Saldos al fin del año	<u>225,949</u>	<u>198,121</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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%)	10,019	4,279	9,270
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	3%	3%	4%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(18,658)	(4,193)	(8,858)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-3%	-2%	-4%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	18,282	4,477	9,438
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	4%	3%	4%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(19,742)	(4,434)	(9,098)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial 0.5%)	-3%	-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>31/12/18</u>		<u>31/12/17</u>	
	<u>Consorcio Petrosud - Petroriva</u>	<u>Consorcio Palanda - Yuca Sur</u>	<u>Consorcio Petrosud - Petroriva</u>	<u>Consorcio Palanda - Yuca Sur</u>
Tasa(s) de descuento (1)	3.81	3.81	4.10	3.21
Tasa esperada del incremento salarial	1.50	1.50	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).

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

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Costo de servicio	169,865	228,966
Interés neto	35,726	29,641
Otros	—	<u>(10,037)</u>
Total costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>205,591</u>	<u>248,570</u>
Nuevas mediciones:		
Ganancias actuariales, netas y subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>43,221</u>	<u>187,160</u>

15. 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 6.98%.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
SalDOS al comienzo del año	3,648,780	3,730,686
Adiciones del año		241,353
Provisión del año	180,009	251,821
Cambio en las estimaciones de la provisión (1)	<u>460,150</u>	<u>(575,080)</u>
SalDOS al fin del año	<u>4,288,939</u>	<u>3,648,780</u>

(1) Incluye incrementos del costo estimado de taponamiento por pozo y ajustes de la tasa de descuento utilizada entre los años 2018 y 2017 y, en el año 2017, incluye el ajuste generado por la ampliación del plazo de contrato del Consorcio Palanda Yuca - Sur.

16. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

16.1 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.

16.2 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.

16.3 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.

16.4 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.

16.5 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.

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

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
<i>Activos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 5)	7,671,368	4,984,513
Otros activos financieros (Nota 5)	8,406,736	
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 6)	<u>4,348,214</u>	<u>9,512,906</u>
Total	<u>20,426,318</u>	<u>14,497,419</u>

Pasivos financieros:

Costo amortizado:

Deudas comerciales, excluye anticipos (Nota 10)

y total

2,294,483

4,349,151

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

17. PATRIMONIO

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

17.2 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

17.3 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.

17.4 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 y, desde dicha fecha, se han mantenido en el patrimonio sin movimiento alguno conforme se decidió en la Junta de Accionistas.

17.5 Utilidades retenidas

	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Utilidades retenidas – distribuibles	17,748,414	14,138,785
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,984,332)</u>	<u>(1,984,332)</u>
Total	<u>15,764,082</u>	<u>12,154,453</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.

17.6 Dividendos – Durante el 2018, la Compañía canceló a favor de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. US\$12.1 millones correspondientes a los dividendos de la utilidad no distribuida del año 2016. En el año 2017, declaró dividendos por US\$10.5 millones correspondientes a la utilidad de los años 2015 y parte del 2014.

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.

18. INGRESOS

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	30,162,280	26,502,921
Recuperación de acumulación (Nota 3.14)	4,959,721	
Diferencia en precio (Nota 3.14)	941,875	919,187
Ingresos por servicios de bombeo de crudo	<u> </u>	<u>57,901</u>
Total	<u>36,063,876</u>	<u>27,480,009</u>

Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos - En los años 2018 y 2017, el Consorcio Petrosud - Petroriva extrajo 1,740,321 y 1,473,686 barriles de crudo, respectivamente, y el Consorcio Palanda Yuca Sur 683,735 y 747,455 barriles de crudo, respectivamente, a tarifas promedio de US\$31 dólares por barril en el año 2018 y US\$33 dólares por barril en el año 2017.

19. 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>	<u>Costo de producción</u>	Año terminado 31/12/18	<u>Total</u>	Año terminado 31/12/17
		<u>Gastos de administración</u>		<u>Total</u>
Sueldos y jornales	4,341,714	796,956	5,138,670	5,268,180
Depreciación de inversiones de exploración, desarrollo y producción, vehículos y equipos	2,517,221	19,194	2,536,415	3,000,015
Alquileres	1,871,489	44,656	1,916,145	1,744,353
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	2,045,273	10,976	2,056,249	1,458,111
Combustibles y lubricantes	1,692,326	526	1,692,852	1,223,494
Servicios de terceros	1,923,720	29,230	1,952,950	865,800
Honorarios y retribuciones por servicios	126,993	193,888	320,881	334,009
Seguros	277,417	359	277,776	296,927
Gastos relacionados con el personal	372,426	37,370	409,796	286,939
Impuestos, tasas y contribuciones	318,644	96,722	415,366	282,091
Energía	48,000		48,000	
Diversos	<u>847,538</u>	<u>101,008</u>	<u>948,546</u>	<u>820,845</u>
Total al 31/12/18	<u>16,382,761</u>	<u>1,330,885</u>	<u>17,713,646</u>	
Total al 31/12/17	<u>14,262,733</u>	<u>1,318,031</u>		<u>15,580,764</u>

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

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Sueldos y beneficios sociales	1,792,370	1,836,410
Participación laboral (Nota 11)	3,052,238	3,057,525
Beneficios definidos (Nota 14)	169,865	228,966
Otros beneficios	<u>124,197</u>	<u>145,279</u>
Total	<u>5,138,670</u>	<u>5,268,180</u>

Participación laboral - La Compañía opera sus contratos con el Estado a través de los Consorcios (en los cuales participa en el 40%). Mediante dichos Consorcios se genera el beneficio de participación laboral, debido a que los Consorcios contratan al personal que colabora en la ejecución de los mismos. La "participación de trabajadores en utilidades de la empresa" constituye un beneficio otorgado a los empleados y corresponde al 15% de la "utilidad líquida" registrada en el estado de resultados, conforme lo establece el artículo 97 del Código de Trabajo. Para el caso de los trabajadores de la industria Hidrocarburífera, aplica un régimen especial, distinto al previsto en el artículo 97 del Código del Trabajo y que está contemplado en el artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos, por el cual únicamente el 3% del 15% que representa este beneficio se destinará a los trabajadores, y el restante 12% será pagado al Estado Ecuatoriano para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. De acuerdo a la NIC 19, la totalidad del referido rubro constituye un beneficio a empleados que forma parte de los sueldos y jornales; por cuanto, el mismo surge únicamente cuando una entidad mantiene empleados. En el caso del 3%, el importe individual correspondiente a cada trabajador se calcula en función del tiempo de servicio prestado por el empleado durante el año.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Inversiones de exploración, desarrollo y producción (Ver Nota 9)	2,450,827	2,892,960
Vehículos y equipos	<u>85,588</u>	<u>107,055</u>
Total	<u>2,536,415</u>	<u>3,000,015</u>

20. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	Año terminado	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Otros ingresos		
Reversión neta de cuentas de dudosa recuperación	1,899,372	2,120,099
Reversión de ajuste por acumulación facturada y no cobrada Campo Sami (1)	933,202	
Cambios en la provisión de taponamiento		540,385
Otros ingresos	<u>47,649</u>	<u>69,243</u>
Total	<u>2,880,223</u>	<u>2,729,727</u>
Otros gastos		
Baja de cuentas por cobrar por facturación de tarifa Campo Sami (1)	(933,202)	
Baja de cuentas contrato anterior	(188,963)	
Otros gastos	<u>(25,461)</u>	<u>(42,769)</u>
Total	<u>(1,147,626)</u>	<u>(42,769)</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 12.2)	(4,164,391)	(3,229,724)
Ingreso por impuesto a las ganancias diferido (Nota 12.4)	<u>74,299</u>	<u>946,118</u>
Total	<u>(4,090,092)</u>	<u>(2,283,606)</u>

(1) La Compañía registró cuentas por cobrar por la totalidad de la facturación de la tarifa de servicios del Campo Sami de los años 2015 y 2016 (incluyendo la "acumulación" generada en los mencionados años), y a su vez reconoció un ajuste por valuación (menor ingreso y cuenta acreedora en cuentas por cobrar comerciales) conforme lo establecido en su política de reconocimiento de ingresos (Nota 13.4).

En el año 2018, la Compañía dio de baja las mencionadas cuentas por cobrar y reversó el correspondiente ajuste por valuación.

21. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

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

21.1 Transacciones comerciales

Los saldos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	Otras cuentas por pagar	
	<u>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (1)	1,974,952	2,042,380

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. (1)	537,125	520,096
Total (Nota 14)	<u>2,512,077</u>	<u>2,562,476</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>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y total	<u>12,154,450</u>	<u>10,527,597</u>

21.2 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>31/12/18</u>	<u>31/12/17</u>
Beneficios a corto plazo	<u>516,976</u>	<u>317,046</u>

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

22. CONTINGENTES

22.1 Activos Contingentes

- **Precio de combustible** - En marzo del 2002, las compañías Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Petroriva S.A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. presentaron un reclamo en contra de Petroecuador, solicitando se cumpla la obligación contractual de esta última de proveer el diésel para las operaciones de los contratos a precio de mercado nacional; y consecuentemente se demandó también la devolución de los valores pagados en exceso, en las adquisiciones de diésel que fueron realizadas a Petroproducción para las operaciones de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur, que se proveyeron a precio de mercado internacional.

En enero de 2003, el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito dictó un laudo en el cual acogió las pretensiones de las demandantes y ordenó a Petroecuador:

- Devolver a las compañías actoras la diferencia existente: entre el precio de venta nacional del combustible adquirido para sus operaciones; y el precio de mercado internacional pagado por éstas por la adquisición de combustible

para sus operaciones, desde mayo de 2000 hasta la fecha de ejecutoriedad del presente Laudo.

- b. Pagar a la parte actora los intereses de ley calculados desde la fecha en que fueron pagadas las diferencias de precio, hasta la fecha en que Petroecuador devuelva a éstas los montos indebidamente cobrados.
- c. Dejar de cobrar a las actoras el precio de mercado internacional y cobrar solamente el precio de mercado nacional por el combustible adquirido para sus operaciones.

El 30 de julio del 2004, las empresas presentaron una demanda de ejecución forzosa 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).

Debido al tiempo transcurrido sin que Petroecuador acoja el mandamiento de pago el juez a cargo del procedimiento, con fecha 16 de julio de 2017 emitió un nuevo mandamiento de pago con el cual se ordenó a Petroecuador el pago de US\$1.7 millones (US\$680 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 2018, el valor actualizado por la administración de los Consorcios es de US\$1.8 millones (US\$720 mil corresponden a la Compañía).

- **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.

22.2 Pasivos contingentes

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 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. La Administración del Consorcio considera que los saldos de acumulación no constituyen ingreso contable ni gravable, puesto que los mismos no corresponden a un ingreso y una cuenta por cobrar de dicho período (Ver Notas 1 y 2.1), 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 el valor incluido como impuesto a la renta en la mencionada acta de determinación complementaria y en febrero del 2018 el Consorcio Petrosud - Petroriva efectuó una declaración sustitutiva de impuesto a la renta del año 2015, cancelando una diferencia a favor del SRI por el mismo concepto.

En abril del 2018, mediante declaraciones sustitutivas, los Consorcios cancelaron el impuesto a la renta adicional por los años 2017 y 2016 por US\$1 millón y US\$2.6 millones, respectivamente, (10% corresponde a la Compañía), por cuanto incluyeron como ingreso tributario la "acumulación" de dichos años. 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 registrada y tributada, siempre que los Consorcios hayan percibido efectivamente los ingresos relacionados (Ver Notas 1), la cual ha sido ratificada por el SRI en reformas tributarias recientes (Nota 12.5). Al 31 de diciembre del 2018, son susceptibles de ser revisadas por el SRI las declaraciones de impuesto a la renta de los años 2016 y 2018.

23. 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:

	Consortio <u>Petrosud - Petroriva</u>	Consortio Petrolero <u>Palanda - Yuca Sur</u>
<i>Información financiera de los Consortios:</i>		
Año 2018		
Total activos	52,586,637	33,832,270
Total pasivos	21,159,737	8,190,489
Ingresos	62,069,596	30,243,245
Costos y gastos de operación	34,384,076	20,407,463
<i>Participación proporcional</i>	40%	40%
Total activos	21,034,655	13,532,908
Total pasivos	8,463,895	3,276,196
Ingresos	24,827,838	12,097,298
Costos y gastos de operación	13,753,630	8,162,985
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
<i>Participación proporcional</i>	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

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.

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

Entre el 31 de diciembre del 2018 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 6 del 2019), no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

25. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2018 han sido aprobados por la Gerencia en marzo 6 del 2019 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 2017, fueron aprobados por los Accionistas sin modificaciones.
