

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (en adelante la "Compañía") es una compañía constituida en el Ecuador y subsidiaria de Dutmy S.A. domiciliada en Uruguay, quien a su vez es subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. de Argentina. Su domicilio es Calle Martin 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 50%).

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, el saldo faltante se acumula 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 el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (anteriormente Secretaría de Hidrocarburos) a la terminación de los contratos, se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando el Ministerio automáticamente liberado de esta obligación de pago.

Al 31 de diciembre del 2019, el saldo de acumulación pendiente de recuperar del campo Sami del Consorcio Palanda - Yuca Sur, generado por la disminución del precio del petróleo ocurrida entre el último trimestre del año 2015 e inicios del año 2017, asciende a US\$3.2 millones (50% corresponde a la Compañía), los cuales se registran en los estados financieros conforme la política de reconocimiento de ingresos (Ver Nota 3.15). Al 31 de diciembre del 2019, el precio del barril de petróleo se situó en US\$57.13 (US\$49.52 por barril al 31 de diciembre del 2018).

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 50%), 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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
	(en US dólares)	
<u>Consortio Petrosud Petroriva:</u>		
Campo Pindo	30.07	29.77
<u>Consortio Petrolero Palanda - Yuca Sur:</u>		
Campo Palanda - Yuca Sur	33.65	33.32
Campo Sami	42.76	42.33

- 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 50%) 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 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 del 27 de julio del 2010 y por la Disposición Transitoria Primera del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351 del 29 de diciembre del 2010.
- El plazo de dichos contratos es desde la fecha de su inscripción en la Secretaría de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019.

Segundo Contrato Modificatorio a los Contratos de Prestación de Servicios - El 26 de mayo del 2014, se suscribieron los contratos modificatorios número dos a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los bloques Palanda Yuca - Sur y Pindo (en los que la Compañía participa con el 50%) 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.

Consortio 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 50%) 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 50%) 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:

Consortio Petrolero Palanda Yuca - Sur

- Una extensión del plazo original del contrato, 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 la modificación del contrato.
- El 9 de octubre del 2017, entró en vigencia el tercer contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (situación informada al Consorcio por la Secretaría de Hidrocarburos el 11 de junio del 2018), por haberse cumplido la condición de que el precio de crudo oriente alcance el precio teórico de US\$48.95; por lo que, el Consorcio debe dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio a partir del 1 de enero del 2018.
- Las demás cláusulas que corresponden al contrato del Consorcio no han sido modificadas.

Consortio Petrosud - Petroriva

- Una extensión del plazo original del contrato, 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.

- El 13 de diciembre del 2016, entró en vigencia el tercer contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (situación informada al Consorcio por la Secretaría de Hidrocarburos), por haberse cumplido la condición de que el precio de crudo oriente alcance el precio teórico de US\$45.69; 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 al contrato del Consorcio 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 50%) 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 50%) y su cumplimiento, para el año 2019, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	Presupuesto		Presupuesto	<u>Real ejecutado</u>
	<u>original</u>	<u>reformado</u>	ejecutado en exceso (no ejecutado)	
	... (en miles de U.S. dólares) ...			
Inversiones en facilidades 2019 (1)	17,354	17,925	987	16,938
Inversiones en facilidades 2018 (2)	1,241	1,460	(811)	2,271

- (1)** Mediante comunicación No. 050-CPPYS-2019 de 25 de febrero de 2019, el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur solicitó al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur correspondiente al año 2019. Mediante Resolución No. MERNNR-SACHAA-2019-0037-RM de 2 de abril del 2019, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables aprobó dicho programa. Mediante comunicación No. 307-CPPYS-2019 de 30 de octubre de 2019, el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur solicitó al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables la aprobación de la primera reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur correspondiente al año 2019, mediante comunicación No. 334-CPPYS-2019 de 20 de noviembre de 2019 el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur, envió un alcance a los valores presentados en la primera reforma y con comunicación No. 009-CPPYS-2020 de 13 de enero de 2020 el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur puso en consideración del Ministerio las explicaciones y el detalle de los ajustes presentados, hasta la fecha de emisión de los estados financieros dicha reforma no ha sido aprobada.

- (2) Mediante comunicaciones No. 096-CPYS-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 dicho programa.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	Presupuesto		Presupuesto	Real
	<u>original</u>	<u>reformado</u>	ejecutado en exceso <u>(no ejecutado)</u> <u>ejecutado</u>	
	... (en miles de U.S. dólares) ...			
Inversiones en facilidades 2019 (1)	2,696	2,820	(430)	2,390
Inversiones en facilidades 2018 (2)	1,830	1,191	1,096	2,287

- (1) Mediante comunicación No. 048-PSPR-2019 de 7 de febrero de 2019, el Consorcio Petrosud Petroriva solicitó al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo correspondiente al año 2019. Mediante Resolución No. MERNNR-SACHAA-2019-0040-RM de 23 de abril del 2019, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables aprobó dicho programa. Mediante comunicación No. 288- PSPR -2019 de 30 de octubre de 2019, el Consorcio Petrosud Petroriva solicitó al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables la aprobación de la primera reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo correspondiente al año 2019, mediante comunicación No. 307- PSPR-2019 de 20 de noviembre de 2019 el Consorcio Petrosud - Petroriva, envió un alcance a los valores presentados en la primera reforma y con comunicación No. 009- PSPR -2020 de 13 del enero de 2020 el Consorcio Petrosud - Petroriva puso en consideración del Ministerio las explicaciones y el detalle de los ajustes presentados, hasta la fecha de emisión de los estados financieros dicha reforma no ha sido aprobada.

- (2) 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 dicho programa.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el personal de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) es como sigue:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
	(número de empleados)	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	125	136
Consorcio Petrosud - Petroriva	120	121

Nuevos contratos - El 21 de agosto de 2018, el Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH) convocó a la XII Licitación Internacional para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Ecuador, denominada "RONDA INTRACAMPOS", en la cual la

Compañía decidió participar. Mediante Comunicado Oficial No. 7 de 15 de febrero de 2019, el Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH) publicó el listado de compañías calificadas, en el cual constaba la compañía Petróleos Sud Americanos del Ecuador - PETROLAMEREC S.A. en la categoría de OPERADOR.

Mediante resoluciones MERNNR-MERNNR-2019-0001-RM y MERNNR-MERNNR-2019-0007-RM de 18 de abril de 2019, el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables adjudicó los Contratos de Participación para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (petróleo crudo) en los Bloques Sahino y Arazá Este de la Región Amazónica ecuatoriana a Petróleos Sud Americanos del Ecuador, PETROLAMEREC S.A..

El 23 de abril del 2019, la Compañía recibió las notificaciones de adjudicación de estos bloques, y el 22 de mayo del 2019, la Compañía suscribió los contratos de participación para la exploración y/o explotación de Hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque Arazá Este y Sahino en la región Amazónica Ecuatoriana, con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Las inversiones comprometidas en este contrato se detallan en la Nota 24.

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

2. ADOPCIÓN DE NORMAS NUEVAS Y REVISADAS

2.1 Impacto de la aplicación inicial de la NIIF 16 Arrendamientos

En el año en curso, la Compañía aplicó la NIIF 16 Arrendamientos (emitida por el IASB en enero de 2016) que es efectiva para períodos anuales que comienzan en o a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 introduce requisitos nuevos o modificados con respecto a la contabilidad de arrendamientos. Se introducen cambios significativos en la contabilidad del arrendatario, eliminando la distinción entre arrendamiento operativo y financiero, y requiere el reconocimiento de un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento al comienzo de todos los arrendamientos; excepto los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor, cuando se adoptan tales exenciones de reconocimiento. En contraste con la contabilidad del arrendatario, los requisitos para la contabilidad del arrendador se han mantenido prácticamente sin cambios. Los detalles de estos nuevos requisitos son descritos en la Nota 3.

La fecha de aplicación inicial de la NIIF 16 para la Compañía fue el 1 de enero de 2019.

La Compañía ha aplicado la NIIF 16 usando el enfoque retrospectivo modificado que:

- Requiere que la Compañía reconozca el efecto acumulativo de aplicar inicialmente la NIIF 16 como un ajuste al saldo inicial de utilidades retenidas en la fecha de la aplicación inicial.
- No permite el restablecimiento de información comparativa, misma que se sigue presentando de acuerdo a la NIC 17 y la CINIIF 4.

Impacto de la nueva definición de arrendamiento

La Compañía ha determinado aplicar la solución práctica disponible para la transición a la NIIF 16 para no revalorar si un contrato es o contiene un arrendamiento. Por lo tanto, la definición de un arrendamiento conforme a la NIC 17 y la CINIIF 4 continúa aplicándose a los contratos suscritos o modificados previo al 1 de enero de 2019.

El cambio en la definición de un arrendamiento principalmente se refiere al concepto de control. La NIIF 16 determina si un contrato contiene un arrendamiento en función de si el cliente tiene derecho a controlar el uso de un activo identificado, por un período de tiempo, a cambio de una contraprestación. Esto contrasta con el enfoque de "riesgos y beneficios" de la NIC 17 y de la CINIIF 4.

La Compañía aplica la definición de un arrendamiento y las guías relacionadas delineadas en la NIIF 16 a todos los contratos suscritos o modificados en o partir del 1 de enero de 2019. Para la adopción inicial de NIIF 16, la Compañía llevó a cabo un proyecto de implementación, que reveló que la nueva definición de arrendamiento bajo NIIF 16 no cambia de forma significativa el alcance de los contratos que cumplen la definición de arrendamiento para la Compañía.

Impacto en la contabilidad del arrendatario

Arrendamientos operativos anteriores

La NIIF 16 cambia la forma en que la Compañía contabiliza los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos bajo la NIC 17, los cuales se mantenían fuera del estado de situación financiera.

Al aplicar la NIIF 16, para todos los arrendamientos (exceptuando los mencionados posteriormente), la Compañía:

- a) Reconoce los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento en el estado de situación financiera, medido inicialmente al valor presente de la serie de pagos por arrendamiento futuros, con el activo por derecho de uso ajustado por el valor de cualquier pago de arrendamiento prepago o acumulado de acuerdo con la NIIF 16: C8 (b) (ii)
- b) Reconoce la depreciación de los activos por derecho de uso y el interés generado por los pasivos por arrendamiento en el estado de resultado integral;
- c) Separa el valor total de efectivo pagado a capital (presentada dentro de las actividades de financiamiento) y a interés (presentado dentro de las actividades de financiamiento) en el estado de flujos de efectivo.

Los incentivos en arrendamientos (por ejemplo, períodos libres de renta) se reconocen en la medición inicial como parte de los activos por derechos de uso y los pasivos por arrendamiento, anteriormente bajo NIC 17 se generaba el reconocimiento de un incentivo en arrendamientos, amortizado como una reducción de los gastos por arrendamiento, generalmente bajo el método de línea recta.

Bajo NIIF 16, los activos por derechos de uso se prueban por deterioro conforme a la NIC 36.

Para arrendamientos de corto plazo (con plazo de 12 meses o menos) y de activos de bajo valor (como computadoras, artículos pequeños de mobiliario de oficina y teléfonos), la Compañía ha optado por reconocer un gasto por arrendamiento bajo el método de línea recta, tal y como lo permite la NIIF 16. Este gasto se presenta en el estado de resultado integral.

Impacto financiero de la aplicación inicial de la NIIF 16

La Compañía adoptó la NIIF 16 de acuerdo al enfoque retrospectivo modificado (sin restablecer saldos comparativos y determinando como valor del activo, el mismo valor calculado por el pasivo a la fecha de adopción de la norma), por lo cual a la fecha de la aplicación inicial (1 de enero de 2019) registró un activo por derecho de uso y un pasivo financiero por US\$4.8 millones por los contratos de ambos Consorcios (US\$2.4 millones le corresponden a la Compañía). El promedio ponderado de la tasa incremental por préstamos del arrendatario aplicada a los pasivos por arrendamientos reconocidos en el estado de situación financiera al 1 de enero de 2019 es del 6.98%.

De acuerdo con la evaluación realizada por la Compañía se identificaron dos tipos de contrato de arrendamientos: el arrendamiento de bombas y cables y el arrendamiento de las oficinas administrativas ubicadas en Quito. Los demás contratos evaluados constituyeron contratos de servicios.

2.2 Impacto de la aplicación de otras modificaciones a las Normas e Interpretaciones a las NIIF que son efectivas por los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2019

En el año en curso, la Compañía ha adoptado una modificación a las Normas e Interpretaciones a las NIIF emitidas por el IASB. Su adopción no ha tenido ningún impacto material en las revelaciones o en los valores informados en estos estados financieros.

Impacto de la aplicación de la CINIIF 23 Incertidumbre en el tratamiento 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 considera 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. En caso afirmativo, se debe determinar la posición fiscal contable de manera consistente con el tratamiento tributario utilizado en las declaraciones de impuesto a la renta. En caso negativo, debe reflejarse el efecto de la incertidumbre en la determinación de la posición fiscal contable utilizando el monto más probable o el método del valor esperado.

La Administración de la Compañía considera que la aplicación de esta norma no tiene impacto en sus estados financieros.

2.3 Normas nuevas y revisadas emitidas, pero aún no efectivas - A la fecha de aprobación de los estados financieros, la Compañía no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas, pero aún no son efectivas, y que permiten aplicación anticipada. Un detalle es como sigue:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
Modificaciones a NIC 1 y NIC 8	Definición de materialidad	Enero 1, 2020
Marco Conceptual	Modificaciones a referencias en el marco conceptual en las Normas NIIF	Enero 1, 2020

Modificaciones a NIC 1 y NIC 8 Definición de materialidad

Las modificaciones tienen el objetivo de simplificar la definición de materialidad contenida en la NIC 1, haciéndola más fácil de entender y no tienen por objetivo alterar el concepto subyacente de materialidad en las NIIF. El concepto de oscurecer información material con información inmaterial se ha incluido en la nueva definición.

El límite para la materialidad influyente para los usuarios se ha cambiado de “podrían influir” a “podría esperarse razonablemente que influyan”.

La definición de materialidad en la NIC 8 ha sido reemplazada por una referencia a la definición de materialidad en la NIC 1. Además, el IASB modificó otras normas y el Marco Conceptual que contenían una definición de materialidad o referencia al término materialidad para garantizar la consistencia.

La modificación se aplicará prospectivamente para períodos de reporte que comiencen en o después del 1 de enero del 2020, con aplicación anticipada permitida.

Modificaciones a referencias al Marco Conceptual de las NIIF

Junto con el Marco Conceptual revisado, que entró en vigor en su publicación el 29 de marzo de 2018, el IASB también emitió las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual de las Normas NIIF. El documento contiene modificaciones para las NIIF 2, NIIF 3, NIIF 6, NIIF 14, NIC 1, NIC 8, NIC 34, NIC 37, NIC 38, CINIIF 12, CINIIF 19, CINIIF 20, CINIIF 22 y SIC 32.

Sin embargo, no todas las modificaciones actualizan a los pronunciamientos respecto a las referencias al marco conceptual de manera que se refieran al Marco Conceptual revisado. Algunos pronunciamientos solo se actualizan para indicar a cuál versión se refieren (al Marco IASB adoptado por el IASB en 2001, el Marco IASB de 2010 o el Marco revisado del 2018) o para indicar que las definiciones en la Norma no se han actualizado con nuevas definiciones desarrolladas en el Marco Conceptual revisado.

Las modificaciones, que en realidad son actualizaciones, son efectivas para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero del 2020, con adopción anticipada permitida.

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 50%, 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 vehículos 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 vehículos 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 vehículos y equipos - La utilidad o pérdida que surja del retiro o venta de una partida de vehículos 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 Hidrocarburiífero. Estos costos incluyen entre otros:

- Adquisición de derechos de exploración;
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos;
- Perforaciones exploratorias;

- Excavaciones de zanjas y trincheras;
- Toma de muestras

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

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

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 Arrendamientos - La Compañía ha aplicado la NIIF 16 usando el enfoque retrospectivo modificado y, por lo tanto, la información comparativa no ha sido reexpresada y se presenta según la NIC 17. Los detalles de las políticas contables según la NIC 17 como la NIIF 16 se presentan por separado a continuación.

Políticas aplicables a partir del 1 de enero de 2019

La Compañía como arrendataria

La Compañía evalúa si un contrato es o contiene un arrendamiento al inicio del contrato. La Compañía reconoce un activo por derecho de uso y un correspondiente pasivo por arrendamiento respecto a todos los contratos de arrendamiento en los que sea arrendatario, exceptuando los arrendamientos de corto plazo (plazo de 12 meses o menos) y los de activos de bajo valor. Para estos arrendamientos, la Compañía reconoce los pagos de renta como un gasto operativo bajo el método de línea recta durante el período de vigencia del arrendamiento, a menos que otro método sea más representativo del patrón de tiempo en que los beneficios económicos de los activos arrendados son consumidos.

El pasivo por arrendamiento es medido inicialmente al valor presente de los pagos de rentas que no se han efectuado a la fecha de inicio, descontado por la tasa implícita en el contrato. Si esta tasa no puede ser fácilmente determinada, la Compañía utiliza su tasa incremental.

Los pagos de renta incluidos en la medición del pasivo por arrendamiento consisten en:

- Pagos de renta fijos (incluyendo pagos fijos en sustancia), menos cualquier incentivo por arrendamiento recibido;
- Pagos de renta variables que dependen de un índice o tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de inicio;
- El valor esperado a pagarse por el arrendatario como valor residual garantizado;
- Pagos por penalizaciones resultantes de la terminación del arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja la ejecución de una opción de terminación del arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se presenta como en un rubro separado en el estado de situación financiera.

El pasivo por arrendamiento es medido subsecuentemente por el incremento del valor en libros para reflejar los intereses devengados del pasivo por arrendamiento (usando el método de interés efectivo) y reduciendo el valor en libros para reflejar los pagos de renta realizados.

La Compañía mide nuevamente el pasivo por arrendamiento (y realiza el ajuste correspondiente al activo por derecho de uso relacionado) siempre que:

- El plazo del arrendamiento es modificado o hay un evento o cambio significativo en las circunstancias del arrendamiento, que resulta en un cambio en la evaluación del ejercicio de opción de compra, en cuyo caso el pasivo por arrendamiento es medido descontando los pagos de renta revisados usando una tasa de descuento actualizada.
- Los pagos de renta se modifican como consecuencia de cambios en índices o tasas, o un cambio en el pago esperado de un valor residual garantizado, en cuyos casos el pasivo por arrendamiento se revalúa descontando los pagos de renta revisados utilizando la misma tasa de descuento (a menos que el cambio en los pagos de renta se deba a un cambio en una tasa de interés variable, en cuyo caso se usa una tasa de descuento actualizada).
- Un contrato de arrendamiento se modifique y la modificación del arrendamiento no se contabilice como un arrendamiento separado, en cuyo caso el pasivo por arrendamiento se revalúa con base en el plazo del arrendamiento modificado, descontando los pagos de renta revisados usando una tasa de descuento actualizada a la fecha de entrada en vigor de la modificación.

La Compañía no realizó ninguno de los ajustes mencionados en los periodos presentados.

Los activos por derechos de uso consisten en la medición inicial del pasivo por arrendamiento correspondiente, los pagos de renta realizados en o antes de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo por arrendamiento recibido y cualquier costo inicial directo. La valuación subsecuente es el costo menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

Los activos por derechos de uso se deprecian durante el período que resulte más corto entre el período del arrendamiento y la vida útil del activo subyacente. Si un arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente o el costo del derecho de uso del activo refleja que la Compañía espera ejercer una opción de compra, el activo por derecho de uso se depreciará sobre la vida útil del activo subyacente. La depreciación comienza en la fecha de inicio del arrendamiento.

Los activos por derechos de uso son presentados como un rubro separado en el estado de situación financiera.

Políticas aplicables antes del 1 de enero de 2019 - Se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

La Compañía como arrendataria - Los activos mantenidos bajo arrendamientos financieros se reconocen como activos de la Compañía a su valor razonable, al inicio del arrendamiento, o si éste es menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. El pasivo correspondiente se incluye en el estado de situación financiera como una obligación bajo arrendamiento financiero.

Los gastos financieros son cargados directamente a resultados, a menos que pudieran ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso son capitalizados conforme a la política general de la Compañía para los costos por préstamos.

Los arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto por reflejar más adecuadamente el patrón temporal de los beneficios del arrendamiento para el usuario. Las cuotas contingentes por arrendamiento se reconocen como gastos en los períodos en los que sean incurridos.

En caso de que se reciban incentivos por arrendamientos operativos, dichos incentivos se reconocerán como pasivos. El beneficio acumulado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto por concepto de alquiler sobre la base de línea recta, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto por reflejar más adecuadamente el patrón temporal de los beneficios del arrendamiento para el usuario.

3.12 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 imposables o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) 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 imposables. 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 50%) 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 50%) 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.

3.13 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.
- b) 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.

3.14 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 50%), 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 50%).

Bonos a los ejecutivos - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) 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.

3.15 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, y 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.

3.16 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.

3.17 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.

3.18 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 transfiera 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 2019, 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 para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur y diciembre del 2027 para Consorcio Petrosud - Petroriva), descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WACC) del 11.98%. 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 2019 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 50%) 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 útiles de 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.

4.4 Impuesto a la renta diferido - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) 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 50%). Los costos futuros estimados se descuentan a valor presente utilizando una tasa de descuento del 9.20%.

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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
<i><u>Bancos:</u></i>		
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	3,560,637	9,584,310
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>33,299</u>	<u>4,934</u>
Subtotal bancos	<u>3,593,936</u>	<u>9,589,244</u>
<i><u>Otros activos financieros:</u></i>		
Inversiones temporales en bancos locales (1)		3,506,592
Inversiones temporales en bancos del exterior (1)	-	<u>7,001,828</u>
Subtotal otros activos financieros	-	<u>10,508,420</u>
Total	<u>3,593,936</u>	<u>20,097,664</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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Cuentas por cobrar corrientes	6,706,095	5,558,599
Provisión de pérdida de crédito esperada	<u>(222,102)</u>	<u>(123,332)</u>
Total	<u>6,483,993</u>	<u>5,435,267</u>
<u>Cambios en la provisión de pérdida de crédito esperada:</u>		
Saldos al comienzo del año	123,332	2,497,547
Constitución (reversión) neta de pérdida de crédito esperada	<u>98,770</u>	<u>(2,374,215)</u>
Saldos al final del año	<u>222,102</u>	<u>123,332</u>

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Corrientes:		
Sociedades relacionadas (Nota 23.1)	1,390,392	1,974,952
Impuesto a las ganancias pagado por anticipado (Nota 13.1) (1)		588,592
Retenciones de Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 13.1) (2)	2,565,775	181,531
Activos de contratos (Bloques Sahino y Arazá Este (Ver Nota 24)	617,303	
Gastos pagados por adelantado	298,958	291,965
Anticipos entregados a proveedores	83,859	104,362
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 13.1)	9,413	9,243
Diversos	<u>53,353</u>	<u>139,891</u>
Total	<u>5,019,053</u>	<u>3,290,536</u>
No corrientes:		
Activos de contratos Bloques Sahino y Arazá Este (Ver Nota 24)	821,799	
Diversos	<u>-</u>	<u>9,579</u>
Total	<u>821,799</u>	<u>9,579</u>

- (1)** Al 31 de diciembre del 2018, corresponde al saldo pendiente de devengar por los pagos de impuesto a las ganancias de los años 2016 (US\$220 mil) y 2017 (US\$368 mil), efectuados mediante declaraciones sustitutivas de esos años, en abril del 2018. El impuesto pagado por anticipado se reconoce en resultados una vez que la Compañía registre el ingreso por "acumulación" relacionado ("componente variable" - Ver Notas 1 y 3.15), o determine que no existen posibilidades para su recuperación futura.
- (2)** Como resultado de lo establecido en la resolución del Servicio de Rentas Internas - SRI No. NAC-DGERCGC15-00000284, a partir del 28 de noviembre del 2018, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables retiene a los Consorcios el 100% del IVA de las facturas por servicios petroleros, lo cual ha ocasionado que los Consorcios acumulen crédito tributario de dicho impuesto. Al 31 de diciembre del 2019, los Consorcios Petrosud Petroriva y Palanda Yuca Sur (donde la Compañía participa con el 50%) presentaron solicitudes de devolución del referido crédito tributario correspondientes al período comprendido entre diciembre 2018 y junio 2019 al SRI; y, en enero del 2020, el SRI aprobó las mismas y emitió notas de crédito desmaterializadas por US\$959 mil y US\$1.5 millones (el 50% de dichos valores le corresponde a la Compañía), respectivamente.

8. INVENTARIOS

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Corrientes:		
Materiales y total	<u>1,732,827</u>	<u>1,654,404</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo	120,401	98,350
Materiales en almacenes	619,423	598,144
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(619,423)</u>	<u>(598,144)</u>
Total	<u>120,401</u>	<u>98,350</u>

9. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Inversiones de exploración	9,899,184	9,898,169
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	91,544,154	82,011,270
Proyectos en curso	1,866,348	1,617,257
Amortización acumulada	<u>(81,463,941)</u>	<u>(76,700,477)</u>
Total	<u>21,845,745</u>	<u>16,826,219</u>

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

ESPACIO EN BLANCO

Diciembre 31, 2019

Diciembre 31,
2018

Concepto	Costo			Depreciación y deterioro acumulado			Neto resultante	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
Inversiones de exploración	9,898,169		1,015	9,899,184	9,700,758	73,865	9,774,623	124,561	197,411
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	82,011,270		9,532,884	91,544,154	66,999,719	4,689,599	71,689,318	19,854,836	15,011,551
Proyectos en curso	<u>1,617,257</u>	<u>9,836,905</u>	<u>(9,587,814)</u>	<u>1,866,348</u>	-	-	-	<u>1,866,348</u>	<u>1,617,257</u>
Total 31-12-19	<u>93,526,696</u>	<u>9,836,905</u>	<u>(53,915)</u>	<u>103,309,686</u>	<u>76,700,477</u>	<u>4,763,464</u>	<u>81,463,941</u>	<u>21,845,745</u>	
Total 31-12-18	<u>90,845,743</u>	<u>2,680,953</u>	<u>-</u>	<u>93,526,696</u>	<u>73,636,941</u>	<u>3,063,536</u>	<u>76,700,477</u>		<u>16,826,219</u>

(1) Corresponde principalmente a la perforación y activación de tres nuevos pozos (Pindo 25, Sami 3 y Sami 4) en el campo Palanda y a facilidades de producción ejecutadas en el campo Pindo.

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 50%) utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, para los años 2019 y 2018, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	Reservas probadas desarrolladas Enero 1,		Volumen de producción Año	
	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>6,595,000</u>	<u>8,335,321</u>	<u>1,431,269</u>	<u>1,740,321</u>
Palanda - Yuca Sur	<u>2,729,000</u>	<u>4,349,735</u>	<u>1,025,405</u>	<u>683,735</u>

Para el cálculo de la amortización de los años 2019 y 2018, la Compañía consideró los últimos estudios de reservas disponibles para el cierre de sus estados financieros al 31 de diciembre del 2019 y 2018, respectivamente.

10. ACTIVOS POR DERECHOS DE USO

Activos por derecho de uso (la compañía como arrendataria) - Al 31 de diciembre del 2019, corresponde al arrendamiento de bombas y cables electrosumergibles (el plazo es hasta de 4 años) y de las oficinas administrativas ubicadas en Quito (los plazos para los Consorcios Palanda Yuca Sur y Petrosud Petroriva, en los que la Compañía participa en el 50%, son de 6 y 8 años, respectivamente). El movimiento de los activos por derechos de uso es como sigue:

	Año terminado <u>31/12/19</u>
<u>Costo:</u>	
Saldos al comienzo del año	2,488,324
Adiciones	567,367
Bajas	<u>(803,114)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,252,577</u>
<u>Depreciación acumulada:</u>	
Depreciación del año	(1,105,423)
Bajas	<u>185,955</u>
Saldos al fin del año	<u>(919,468)</u>
<u>Valor en libros:</u>	
Saldos netos al fin del año	<u>1,333,109</u>

El total de las salidas de efectivo por concepto de arrendamientos asciende a US\$1.2 millones para el año 2019.

11. DEUDAS COMERCIALES

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Corrientes:		
Proveedores	3,137,147	2,804,937
Anticipo de clientes (1)	<u>-</u>	<u>3,152,120</u>
Total deudas comerciales	<u>3,137,147</u>	<u>5,957,057</u>
No Corrientes:		
Proveedores y total	<u>103,626</u>	<u>103,626</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2018, corresponde al anticipo recibido por Trafigura PTE LTD como parte del pago del "levante" (comercialización de crudo) realizado en enero del 2019.

12. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Participación laboral	3,299,951	3,758,617
Beneficios sociales	<u>446,927</u>	<u>335,758</u>
Total	<u>3,746,878</u>	<u>4,094,375</u>

12.1 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 50%) está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% de la utilidad contable y es registrada en el resultado del año. Del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado Ecuatoriano para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Saldos al comienzo del año	3,758,617	3,821,907
Provisión del año	3,299,951	2,821,647
Pago de participación a trabajadores correspondiente a años anteriores (1)		993,649
Pagos efectuados	<u>(3,758,617)</u>	<u>(3,878,586)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,299,951</u>	<u>3,758,617</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2018, 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.

13. CRÉDITOS Y CARGAS FISCALES

13.1 Activos y pasivos

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
<i>Créditos fiscales corrientes y no corrientes:</i>		
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 7)	9,413	9,243
Retenciones de Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 7)	2,565,775	181,531
Impuesto a las ganancias pagado por anticipado (Nota 7)	<u>-</u>	<u>588,592</u>
Total	<u>2,575,188</u>	<u>779,366</u>
No Corrientes:		
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 13.4)	<u>1,986,102</u>	<u>747,831</u>
<i>Cargas fiscales corrientes y no corrientes:</i>		
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 13.3)	2,394,695	1,678,676
Retenciones y percepciones	83,796	80,738
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>428,980</u>	<u>355,455</u>
Total	<u>2,907,471</u>	<u>2,114,869</u>

13.2 Conciliación tributaria contable del impuesto a la renta corriente - El Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) 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 según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

ESPACIO EN BLANCO

	Año terminado ... Diciembre 31,...			2018	
	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur	... 2019 ... Cuentas propias		
Utilidad según estados financieros consorciales	9,872,766	10,657,038		<u>20,529,804</u>	24,554,731
Movimientos propios neto			(220,352)	(220,352)	(188,607)
Ajustes NIIF neto	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(2,660,275)</u>	<u>(2,660,275)</u>	<u>255,138</u>
Utilidad según estados financieros consorciales y de la Compañía	9,872,766	10,657,038	(2,880,627)	17,649,177	24,621,262
Gastos no deducibles (1)	30,447	75,094		105,541	1,114,493
Ingresos no gravados (2)	(70,217)	(2,119,284)		(2,189,501)	(9,760,613)
Ajustes NIIF			2,880,627	2,880,627	(66,531)
Otros	<u>(3,500)</u>	<u>131,926</u>	<u>-</u>	<u>128,426</u>	<u>-</u>
Utilidad gravable	<u>9,829,496</u>	<u>8,744,774</u>	<u>-</u>	<u>18,574,270</u>	<u>15,908,611</u>
Impuesto a la renta corriente período actual (3)	2,457,374	2,186,194		4,643,568	3,977,152
Impuesto a la renta corriente de años anteriores	<u>-</u>	<u>588,592</u>	<u>-</u>	<u>588,592</u>	<u>1,228,336</u>
Total impuesto a la renta corriente cargado a resultados (Nota 22)	<u>2,457,374</u>	<u>2,774,786</u>	<u>-</u>	<u>5,232,160</u>	<u>5,205,488</u>

- (1)** Al 31 de diciembre del 2018, corresponde principalmente a la participación a trabajadores calculada en base a la "acumulación" de años anteriores y registrada como gasto en el año 2018, la cual disminuyó la base tributaria de dicho período fiscal (mediante declaraciones sustitutivas), por lo que fue considerada como no deducible en ese periodo.
- (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.
- (3)** De conformidad con disposiciones legales, el impuesto a la renta se determina con la tarifa del 25% sobre las utilidades sujetas a distribución, y del 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización.

Las declaraciones de impuestos de los Consorcios han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2015 y son susceptibles de revisión las declaraciones de los años 2017 al 2019.

ESPACIO EN BLANCO

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

	Año terminado 31/12/19		Año terminado 31/12/18	
	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur
Saldos al comienzo del año	1,678,676	(597,835)	2,136,799	(792,199)
Provisión del año	2,457,374	2,186,194	3,371,443	605,709
Impuesto a la renta devengado en el año por declaraciones sustitutivas		588,592	929,140	299,196
Pagos efectuados	<u>(3,086,995)</u>	<u>(831,311)</u>	<u>(4,758,706)</u>	<u>(710,541)</u>
Saldos al fin del año (1)	<u>1,049,055</u>	<u>1,345,640</u>	<u>1,678,676</u>	<u>(597,835)</u>

(1) Incluye los saldos de impuesto a las ganancias anticipado, retenciones de impuesto a las ganancias e impuestos a las ganancias por pagar. Al 31 de diciembre del 2019, el impuesto por pagar por los Consorcios corresponde a US\$2.4 millones (Nota 13.1).

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

Los movimientos de activos por impuestos diferidos fueron como sigue:

	... Reconocido en resultados ...		
	Saldos al comienzo del año	Efecto del año	Saldos al fin del año
Año 2019			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	114,075	289,928	404,003
Provisión para taponamiento de pozos	503,795	707,479	1,211,274
Provisión para obligaciones por beneficios definidos	129,961	211,704	341,665
Otros	<u>-</u>	<u>29,160</u>	<u>29,160</u>
Total (Nota 22)	<u>747,831</u>	<u>1,238,271</u>	<u>1,986,102</u>
Año 2018			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	165,109	(51,034)	114,075
Provisión para taponamiento de pozos	400,693	103,102	503,795
Provisión por provisión por beneficios definidos	<u>89,154</u>	<u>40,807</u>	<u>129,961</u>
Total (Nota 22)	<u>654,956</u>	<u>92,875</u>	<u>747,831</u>

13.5 Aspectos tributarios

El 31 de diciembre de 2019, se publicó en el Registro Oficial la "Ley de Simplicidad y Progresividad Fiscal", que contiene reformas tributarias de impuestos directos e indirectos que apuntan a simplificar el sistema tributario y aumentar los ingresos fiscales, y tiene vigencia a partir del 1 de enero de 2020.

Un detalle de los principales cambios es como sigue:

Impuesto a la renta:

- Ingresos

Están gravados los dividendos y utilidades, calculados después del pago del impuesto a la renta, distribuidos a favor de sociedades y personas naturales no residentes en Ecuador.

Los dividendos distribuidos a personas naturales o sociedades no residentes fiscales en Ecuador, están sujetos a retención aplicando la tarifa general prevista para no residentes

Si la sociedad que distribuye el dividendo incumple el deber de informar sobre su composición societaria, aplica la retención, sobre la parte correspondiente, con la máxima tarifa de impuesto a la renta aplicable a personas naturales (35%)

Se incluye como ingresos de fuente ecuatoriana a las provisiones de jubilación patronal o desahucio que hayan sido utilizadas como gasto deducible y que no se hayan efectivamente pagado a favor de los beneficiarios de tal provisión.

- Deducciones

Para sociedades, excepto bancos, compañías aseguradoras y entidades del sector financiero de la Economía Popular y Solidaria, la deducibilidad de intereses de créditos externos se limita al 20% de la utilidad antes de la participación a trabajadores, intereses, depreciaciones y amortizaciones.

A partir 2021, se modifica la deducibilidad de las provisiones para atender el pago de desahucio y de pensiones jubilares patronales, actuarialmente formuladas por empresas especializadas o de profesionales en la materia.

Contribución única y temporal

Las sociedades que realicen actividades económicas y que hayan generado ingresos gravados superiores a US\$1,000,000 en el ejercicio fiscal 2018, pagarán una contribución única para los ejercicios fiscales 2020, 2021 y 2022, en función de los porcentajes establecidos en la Ley.

14. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

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. El importe acumulado de las operaciones de la Compañía con partes relacionadas durante el año 2019, no supera el importe acumulado mencionado.

15. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El análisis de la madurez de los pasivos por arrendamiento se presenta a continuación:

	Bombas y cables electrosumergibles	Piso 1	Piso 7	Total
Análisis de madurez:				
2020	532,901	10,160	25,235	568,296
2021	228,649	10,993	27,892	267,534
2022	218,876	12,068	30,751	261,695
2023	65,311	13,224	33,827	112,362
2024		14,466	37,135	51,601
2025		15,801	40,692	56,493
2026			44,515	44,515
2027			48,624	48,624
Total	<u>1,045,737</u>	<u>76,712</u>	<u>288,671</u>	<u>1,411,120</u>
<i>Clasificación:</i>				
Corriente	532,901	10,160	25,235	568,296
No corriente	<u>512,836</u>	<u>66,552</u>	<u>263,436</u>	<u>842,824</u>
Total	<u>1,045,737</u>	<u>76,712</u>	<u>288,671</u>	<u>1,411,120</u>

La Compañía no enfrenta un riesgo de liquidez significativo respecto a sus pasivos por arrendamiento.

16. OTROS PASIVOS

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Corrientes		
Pasivo por garantías de contratos (Nota 24)	436,189	
Sociedades relacionadas (Nota 23.1)	<u>16,736</u>	<u>-</u>
Total	<u>452,925</u>	<u>-</u>

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
No corrientes:		
Pasivos por beneficios definidos	1,714,986	1,421,946
Pasivo por garantías de contratos (Nota 24)	821,799	
Dividendos por pagar	<u>29</u>	<u>-</u>
Total	<u>2,536,814</u>	<u>1,421,946</u>
<i><u>Pasivos por beneficios definidos</u></i>		
Provisión por indemnización por años de servicio	1,132,168	928,633
Jubilación patronal	344,587	282,437
Bonificación por desahucio	<u>238,231</u>	<u>210,876</u>
Total	<u>1,714,986</u>	<u>1,421,946</u>

16.1 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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Saldos al comienzo del año	928,633	760,490
Costo de servicio	124,046	134,905
Interés neto	34,623	27,650
Beneficios pagados	(16,577)	
Pérdidas actuariales, netas	<u>61,443</u>	<u>5,588</u>
Saldos al fin del año	<u>1,132,168</u>	<u>928,633</u>

16.2 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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Saldos al comienzo del año	210,876	210,841
Costo de servicio	37,387	41,248
Interés neto	7,859	7,673
Beneficios pagados	(31,882)	
Pérdidas (ganancias) actuariales, netas	<u>13,991</u>	<u>(48,886)</u>
Saldos al fin del año	<u>238,231</u>	<u>210,876</u>

16.3 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.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Saldos al comienzo del año	282,437	247,651
Costo de servicio	38,995	36,179
Interés neto	10,750	9,335
Pérdidas (ganancias) actuariales, netas	<u>12,405</u>	<u>(10,728)</u>
Saldos al fin del año	<u>344,587</u>	<u>282,437</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 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:

ESPACIO EN BLANCO

	<u>Provisión por indemnización</u>	<u>Bonificación por desahucio</u>	<u>Jubilación patronal</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	24,039	5,276	12,532
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	2%	2%	3%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(24,604)	(5,503)	(12,028)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-2%	-2%	-3%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	24,875	5,461	12,657
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	2%	2%	4%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(25,810)	(5,773)	(12,260)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial 0.5%)	-2%	-2%	-3%

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>31/12/19</u>		<u>31/12/18</u>	
	<u>Consortio Petrosud - Pettoriva</u>	<u>Consortio Palanda - Yuca Sur</u>	<u>Consortio Petrosud - Pettoriva</u>	<u>Consortio Palanda - Yuca Sur</u>
Tasa(s) de descuento	2.99	2.99	3.81	3.81
Tasa esperada del incremento salarial	1.50	1.50	1.50	1.50

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

	<u>Año terminado</u>	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Costo de servicio	200,428	212,332
Interés neto	<u>53,232</u>	<u>44,658</u>
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>253,660</u>	<u>256,990</u>
Nuevas mediciones:		
Ganancias (pérdidas) actuariales, netas y subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>(87,839)</u>	<u>54,026</u>

17. 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 9.20% (6.98% para el 2018).

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

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Saldos al comienzo del año	5,361,169	4,560,972
Adiciones del año	403,857	
Provisión del año	321,381	225,011
Cambio en las estimaciones de la provisión (1)	<u>(457,772)</u>	<u>575,186</u>
Saldos al fin del año	<u>5,628,635</u>	<u>5,361,169</u>

(1) Corresponde al cambio de la tasa de descuento con respecto al año anterior (para el año 2019), e incrementos del costo estimado de taponamiento por pozo (para el año 2018).

18. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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 50%) 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.

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.

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, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

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.

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

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
<i>Activos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 5)	3,593,936	9,589,244
Otros activos financieros (Nota 5)		10,508,420
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 6)	<u>6,483,993</u>	<u>5,435,267</u>
Total	<u>10,077,929</u>	<u>25,532,931</u>
<i>Pasivos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Deudas comerciales neta de anticipos (Nota 11) y total	<u>3,240,773</u>	<u>2,908,563</u>

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

19. PATRIMONIO

19.1 Capital social y prima en emisión de acciones - El 11 de diciembre del 2019, la Compañía aumentó su capital social mediante la emisión de 669,999 acciones ordinarias, nominativas e indivisibles de US\$1 cada una más una prima de emisión de US\$12.19. El aumento de capital fue pagado en su totalidad a través de la capitalización de la reserva facultativa. Al 31 de diciembre del 2019, el capital social autorizado que mantiene la Compañía asciende a 1.339.998 acciones de US\$1 valor nominal unitario (669.999 hasta el año 2018) y una prima de emisión de acciones por US\$8,167,283.

19.2 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.

19.3 Aporte para futuras capitalizaciones - Según acta de Junta Extraordinaria de Accionistas efectuada el 3 de diciembre del 2019, los accionistas aprueban que el saldo de la cuenta "Aporte para futuras capitalizaciones" sea transferido en su totalidad a la cuenta "Reservas facultativas" por US\$8,167,283. Posteriormente, el 4 de diciembre del 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas decide realizar un aumento de capital social con prima de emisión de acciones utilizando el saldo total de la cuenta "Reservas facultativas" (Ver Nota 19.1).

19.4 Utilidades retenidas

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Utilidades retenidas - distribuibles	14,772,272	20,767,499
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,204,824)</u>
Total	<u>13,567,448</u>	<u>19,562,675</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.

19.5 Dividendos - Durante el 2019, la Compañía declaró dividendos por US\$19.5 millones correspondientes a los dividendos de la utilidad del año 2018. En el año 2018, se declaró dividendos por US\$15.2 millones correspondientes a la utilidad del año 2017 y parte del 2016.

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.

20. INGRESOS

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	39,154,093	37,702,850
Recuperación de acumulación (Nota 3.15)	1,470,949	6,199,651
Diferencia de precio (Nota 3.15)	796,102	1,177,345
Otros	<u>20,823</u>	<u>-</u>
Total	<u>41,441,967</u>	<u>45,079,846</u>

Ingresos por servicios prestados al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) - En los años 2019 y 2018, el Consorcio Petrosud - Petroriva extrajo 1,431,269 y 1,740,321 barriles de crudo, respectivamente, y el Consorcio Palanda Yuca Sur 1,025,405 y 683,735 barriles de crudo, respectivamente, a tarifas promedio de US\$32 por barril en el año 2019 y US\$31 por barril en el año 2018.

21. 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>	<u>Año terminado ... 31/12/19 ... Gastos de Administración</u>	<u>Total</u>	<u>Año terminado 31/12/18 Total</u>
Sueldos y jornales	5,189,745	1,080,151	6,269,896	6,422,819
Depreciación de inversiones de exploración, desarrollo y producción, vehículos y equipos	4,830,187	37,880	4,868,067	3,160,489
Alquileres	1,040,553	7,541	1,048,094	2,395,182
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	2,489,591	17,279	2,506,870	2,571,238
Combustibles y lubricantes	1,948,476	708	1,949,184	2,116,065
Servicios de terceros	1,648,140	29,013	1,677,153	2,441,193
Amortización activo derecho de uso (Nota 10)	1,105,423		1,105,423	
Honorarios y retribuciones por servicios	252,256	418,052	670,308	447,671
Seguros	367,624	11	367,635	346,893
Impuestos, tasas y contribuciones	447,888	135,705	583,593	519,112
Gastos relacionados con el personal	444,785	59,074	503,859	512,304
Energía	88,000		88,000	60,000
Diversos	<u>1,062,364</u>	<u>122,574</u>	<u>1,184,938</u>	<u>1,256,596</u>
Total al 31/12/19	<u>20,915,032</u>	<u>1,907,988</u>	<u>22,823,020</u>	
Total al 31/12/18	<u>20,478,780</u>	<u>1,770,782</u>		<u>22,249,562</u>

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

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Sueldos y beneficios sociales	2,604,550	2,239,944
Participación laboral (Nota 12.1)	3,299,951	3,815,296
Beneficios definidos (Nota 16)	200,428	212,332
Otros beneficios	<u>164,967</u>	<u>155,247</u>
Total	<u>6,269,896</u>	<u>6,422,819</u>

Participación laboral - La Compañía opera sus contratos con el Estado a través de los Consorcios (en los cuales participa en el 50%). 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>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Inversiones de exploración, desarrollo y producción (Ver Nota 9)	4,763,464	3,063,536
Vehículos y equipos	<u>104,603</u>	<u>96,953</u>
Total	<u>4,868,067</u>	<u>3,160,489</u>

22. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Otros ingresos		
Reversión de ajuste por acumulación facturada y no cobrada Campo Sami (1)	428,993	1,166,502
Otros ingresos	<u>24,143</u>	<u>21,295</u>
Total	<u>453,136</u>	<u>1,187,797</u>
Otros gastos		
Baja de cuentas por cobrar por facturación Campo Sami (1)	(428,993)	(1,166,502)
Baja de cuentas contrato anterior		(236,204)
Otros gastos	<u>(157,178)</u>	<u>(28,853)</u>
Total	<u>(586,171)</u>	<u>(1,431,559)</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 13.2)	(5,232,160)	(5,205,488)
Ingreso por impuesto a las ganancias diferido (Nota 13.4)	<u>1,238,271</u>	<u>92,875</u>
Total	<u>(3,993,889)</u>	<u>(5,112,613)</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2019, la Compañía registró cuentas por cobrar por la totalidad de la facturación de la tarifa de servicios del Campo Sami del año 2017 (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 3.15). En el año 2018, realizó los mismos registros por las cuentas por cobrar generadas en los años 2015 y 2016.

En el año 2019 y 2018, la Compañía dio de baja las mencionadas cuentas por cobrar y reversó el correspondiente ajuste por valuación.

23. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Dutmy S.A., compañía domiciliada en Uruguay.

23.1 Transacciones comerciales

Los saldos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
		Otras cuentas por cobrar
Petroriva S.A. y total (Nota 7)	<u>1,390,392</u>	<u>1,974,952</u>
		Otras cuentas por pagar
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. y total (Nota 16)	<u>16,736</u>	<u>-</u>
Las operaciones con sociedades relacionadas, durante los años 2019 y 2018 son las siguientes:		
	Dividendos distribuidos	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Dutmy S.A. y total	<u>19,562,676</u>	<u>15,208,264</u>

23.2 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 50%) durante el año fue la siguiente:

	Año terminado	
	<u>31/12/19</u>	<u>31/12/18</u>
Beneficios a corto plazo	<u>728,952</u>	<u>646,220</u>

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

24. COMPROMISOS

Nuevo contrato - De acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos por los bloques Arazá Este y Sahino, la Compañía está comprometida a realizar actividades e inversiones de exploración de reprocesamiento sísmico 3D, geoquímica de superficie y 3 pozos exploratorios en cada contrato, para lo cual tendrá un plazo de 4 años pudiendo prorrogarse hasta 2 años, previa justificación de la Compañía. Las actividades operacionales deberán comenzar dentro de los seis primeros meses a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos (30 de mayo del 2019). Como parte de la licitación y a fin de normalizar las ofertas, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables utilizó un mecanismo de valoración de las actividades comprometidas por la Compañía, al cual le denominó Unidades de Trabajo Equivalentes (UTE) y fijó un valor de US\$3,500 por cada UTE comprometida en las actividades exploratorias. En el Bloque Arazá Este, la Compañía determinó 11,124.20 UTES y en el Bloque Sahino 11,150.80 UTES; que al ser valoradas al importe fijado por cada UTE, se obtiene un valor referencial en dólares por US\$38.9 millones para Arazá Este y US\$39 millones para Sahino. El Ministerio solicitó a la Compañía garantías bancarias correspondientes al 20% de estos valores, las cuales fueron contratadas con el Banco Internacional y tienen una validez de 4 años.

25. CONTINGENTES

25.1 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 acogía las pretensiones de las demandantes y ordenó a Petroecuador:

- a. 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 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, situación que no ocurrió por lo que esta diferencia de precio se acumuló desde febrero del 2003 hasta la fecha de finalización del contrato en febrero de 2011.

A efectos de lograr la ejecución de lo ordenado en los literales a) y b) antes transcritos, 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 de US\$962 mil (US\$481 mil corresponden a la Compañía).

Debido al tiempo transcurrido sin que Petroecuador acoja el mandamiento de pago, el juez a cargo del procedimiento, el 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\$850 mil corresponden a la Compañía). Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, se continúa con el procedimiento de ejecución.

En relación al literal c), con fecha 20 de mayo de 2016, las empresas presentaron una demanda de ejecución del mismo, ante un juez de lo civil. La Jueza a la cual le correspondió conocer la demanda se abstuvo de tramitar la misma, por haber detectado un error en la forma en que la denominación de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. está escrita en el

Laudo Arbitral. En tal virtud, alegó que la empresa que demandaba la ejecución del Laudo, no se trataba de la misma persona jurídica a la que se hacía referencia en dicho instrumento. Las empresas decidieron no apelar dicha decisión; dejando en claro que, lo anterior no restringe la posibilidad de las empresas de presentar otra demanda de ejecución del literal c) del laudo en cualquier momento.

El 7 de noviembre de 2019, Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (accionista de la Compañía) comunicó a la Procuraduría General del Estado (PGE), la existencia de una controversia en materia de inversión, relacionada con la ejecución del Laudo Arbitral del 2 de enero de 2003. Después de varias comunicaciones con la PGE para legitimar la actuación del accionista por cuenta la Compañía y de poner en conocimiento de la empresa contratada para el patrocinio del referido procedimiento, se espera que, en los próximos días, se pueda dar inicio a negociaciones directas con el Estado Ecuatoriano.

- **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 50%). 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 debía aplicar 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\$427 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 el año 2016 el proceso de reclamación por la controversia derivada del incumplimiento de la Secretaría de Hidrocarburos, procedimiento que se alargó sin éxito hasta marzo del 2018. 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 iniciaron en abril del 2018 un procedimiento arbitral tendiente a reparar los perjuicios ocasionados lo cual incluye daño emergente y lucro cesante. A la fecha de emisión de los estados financieros, la Administración espera que el laudo arbitral sea emitido y notificado hasta abril del 2020.

25.2 Pasivos contingentes

- **Informes de Examen Especial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH** - Los Consorcios (en los que la Compañía participa en el 50%) han sido fiscalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH (ex Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH). Los informes emitidos por la ARCH son de carácter administrativo y la entidad que ejecuta las recomendaciones de los informes es el Servicio de Rentas Internas - SRI, al considerar las observaciones identificadas por la ARCH en sus procesos de fiscalización y determinación del pago de impuestos.

El último período fiscal revisado por el Servicio de Rentas Internas al Consorcio Palanda - Yuca Sur fue el 2015, y los valores determinados en dicha revisión han sido pagados. El Consorcio Petrosud - Petroriva no ha sido revisado. Al 31 de diciembre del 2019, son susceptibles de revisión los períodos fiscales 2017 - 2019.

ESPACIO EN BLANCO

26. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre del 2019, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Compañía es socia:

	<u>Consortio Petrosud - Petroriva</u>	<u>Consortio Petrolero Palanda - Yuca Sur</u>
<i>Información financiera de los Consortios:</i>		
Año 2019		
Total activos	35,372,314	40,257,589
Total pasivos	12,883,704	12,674,007
Ingresos	43,207,609	38,374,476
Costos y gastos de operación	28,291,081	21,141,113
<i>Participación proporcional</i>	50%	50%
Total activos	17,686,157	20,128,795
Total pasivos	6,441,852	6,337,004
Ingresos	21,603,805	19,187,238
Costos y gastos de operación	14,145,541	10,570,557
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>	50%	50%
Total activos	26,293,319	16,916,135
Total pasivos	10,579,869	4,095,245
Ingresos	31,034,798	15,121,623
Costos y gastos de operación	17,192,038	10,203,732

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.

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

Entre el 31 de diciembre del 2019 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 5 del 2020), no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

28. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2019 han sido aprobados por la Gerencia en marzo 5 del 2020 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 2019, fueron aprobados por los Accionistas sin modificaciones.
