

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

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

1. INFORMACIÓN GENERAL

Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador (en adelante la "Entidad") es una Sucursal en Ecuador de la compañía Repsol Ecuador, S.A. domiciliada en Madrid - España.

Repsol Ecuador, S.A. (Casa Matriz) es una sociedad anónima constituida en España que tiene como actividad principal la producción de hidrocarburos (petróleo crudo, gas y otros líquidos) mediante su participación en "asociaciones o consorcios" a través de los cuales se gestionan en diferentes lugares de negocio sitios en varias áreas contractuales, dentro del territorio de la República del Ecuador, contando para ello, cada "asociación o consorcio", con los oportunos medios materiales y humanos (propios o tercerizados). Repsol Ecuador S.A., desarrolla su actividad en el país desde el año 2001, año en el cual se firmó la adquisición de los derechos de participación en las asociaciones o consorcios petroleros para la gestión de los Bloques 14, Bloque 16 y Área Tivacuno, y actualmente forma parte de los Consorcios mencionados más adelante.

Por imperativo de la legislación ecuatoriana, efectos mercantiles y de información financiera, Repsol Ecuador, S.A. tiene registrada la Sucursal en Ecuador, (en adelante nos referiremos a la Entidad y Repsol Ecuador, S.A. en su conjunto como la "Entidad"), y ésta colabora en la realización de la actividad en el país, fundamentalmente, dando soporte a las diferentes explotaciones en las que la Entidad tiene una participación.

Entre el último trimestre del año 2015 y el primer trimestre del año 2016, el precio del barril de crudo - WTI disminuyó significativamente, llegando a los US\$36 y a US\$39, respectivamente. A partir, del segundo trimestre del año 2016 y durante algunos meses del año 2017, el precio del barril ecuatoriano ha incrementado paulatinamente, situándose en US\$58, a la fecha de emisión de estos estados financieros. De acuerdo a lo estipulado en el contrato de prestación de servicios celebrado con el Estado Ecuatoriano, el pago a la contratista por la prestación de servicios depende del ingreso disponible del área del contrato, el cual se determina considerando la producción fiscalizada y el precio del petróleo del área del bloque correspondiente, menos ciertas deducciones. En caso de que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir con el pago de la tarifa, el saldo faltante se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. Adicionalmente, el contrato establece que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago.

Debido a la reducción del precio internacional del petróleo, la Secretaría de Hidrocarburos no ha pagado la totalidad de las facturas generadas por la prestación de servicios. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, el saldo pendiente de recuperación de la acumulación referida en el párrafo anterior asciende a US\$113.4 millones y US\$96.9 millones, respectivamente. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, la Entidad mantiene por concepto de esta acumulación una cuenta por cobrar de US\$8.4 millones y US\$23.6 millones, respectivamente. Los demás valores de acumulación no cumplen el requisito de realización para ser considerados como ingresos en los estados financieros.

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, la Entidad mantiene un déficit acumulado de US\$85.4 millones y US\$90.2 millones respectivamente, el cual supera el 50% de su capital asignado más contribuciones de su Casa Matriz, razón por lo cual, considerando lo establecido en disposiciones legales vigentes, la Entidad estaría inmersa en causal de disolución; sin embargo, cuenta con el apoyo financiero necesario de Repsol Exploración, S.A (accionista mayoritario de Repsol Ecuador, S.A) para garantizar tanto los pagos derivados del curso normal de sus operaciones, como la devolución de los pasivos que figuran en su estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y de esta forma poder reestablecer el equilibrio patrimonial de la misma dentro del plazo legalmente establecido.

La Entidad actualmente es socia de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno.

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno se conforman de las siguientes socias con las siguientes participaciones:

	<u>Participación</u>
Repsol Ecuador S.A.	35%
Overseas Petroleum and Investment Corp.	31%
Amodaimi - Oil Company, S.L.	20%
CRS Resources Ecuador LDC.	14%

Convenio de operación conjunta:

Mediante convenio de operación conjunta para realizar operaciones en el Bloque 16 y en el Bloque Tivacuno, las socias miembros de los Consorcios nombraron como operadora a YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador para la exploración y explotación del Bloque 16 y del Área Tivacuno. La operación del Bloque 16 y del Área Tivacuno fue cedida a la Entidad.

En este convenio se establece que las socias miembros de los Consorcios mantienen el derecho sobre los activos, la obligación sobre los pasivos, el beneficio de los ingresos y la responsabilidad de los costos y gastos de la operación conjunta de acuerdo a su porción de interés participante (35% para la Entidad).

La Entidad no mantiene ningún otro convenio de operación conjunta.

Contratos:

A continuación se resumen las principales cláusulas de los contratos relacionados con el Bloque 16 y Bloque Tivacuno:

- **Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica** - Con fecha 23 de noviembre del 2010, la Contratista del Bloque 16 (en el cual la Entidad es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reemplaza al Contrato Modificatorio II al Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón (mediante el cual la contratista participaba en un porcentaje de la producción del Bloque) y fue inscrito en el

Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH el 23 de diciembre del 2010. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entró en vigencia a partir del 1 de enero del 2011 y terminaba originalmente el 31 de diciembre del 2018.

La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US\$280 millones (US\$98 millones para la Entidad) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de US\$35.95 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se 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 el pago de la tarifa para campos en 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 este contrato modificatorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de este contrato modificatorio, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Para los años 2017 y 2016, la tarifa de petróleo crudo aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos fue de US\$37.24 y US\$37.07, respectivamente.

Inclusión del campo Wati y extensión del Contrato:

El 17 de Diciembre del 2013, la Secretaría de Hidrocarburos y la Contratista del Bloque 16 (en la cual la Entidad es socia) suscribieron el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de

Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, con la inclusión del campo denominado Wati, dicha modificación contempla los siguientes principales aspectos:

- Extensión del plazo contractual del Bloque 16 hasta el 31 de diciembre del 2022 y modificación del área del Bloque 16, asignando a la Contratista un área adicional de 1,993 hectáreas para incorporar el campo Wati.
- Para el desarrollo del campo Wati se asumió el compromiso de perforar 7 pozos de desarrollo en dos fases (2 pozos direccionales en una primera fase y 5 pozos horizontales dependiendo de los resultados de la primera fase), más las facilidades de producción asociadas (incluyendo la construcción de una vía de 3.5 km).
- La inversión estimada para el desarrollo del campo Wati es de aproximadamente US\$73 millones (US\$25.6 millones para la Entidad).
- La extensión del plazo contractual hasta el 2022 no implica compromisos de inversión adicionales para el Bloque 16.
- La Entidad inició la producción en el campo Wati durante el primer semestre del año 2015.
- El referido contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 8 de Enero del 2014.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

Durante el año 2015, se suspendió la perforación de los cinco pozos adicionales de WATI, debido a que los resultados obtenidos en la perforación de los primeros pozos no fueron los esperados.

- **Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno** - Con fecha 22 de enero del 2011, la Contratista del Bloque Tivacuno (en la cual la Entidad es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno de la Región Amazónica. El contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH el 21 de febrero del 2011. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entró en vigencia a partir del 1 de marzo del 2011 y terminaba originalmente el 31 de diciembre del 2018.

La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US\$22.8 millones (US\$7.9 millones para la Entidad) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de US\$27.25 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se 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 el pago de la tarifa para campos en 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 este contrato modificatorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de este contrato modificatorio, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Para los años 2017 y 2016, la tarifa de petróleo crudo aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos fue de US\$28.20 y US\$28.07, respectivamente.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

El 1 de diciembre del 2014, la Secretaría de Hidrocarburos y la Contratista del Bloque Tivacuno (en la cual la Entidad es socia) suscribieron el Acta de Negociación del Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno de la Región Amazónica. El Contrato Modificatorio fue firmado el 9 de noviembre del 2015, el cual contempla principalmente la extensión del plazo contractual del Bloque Tivacuno hasta el 31 de diciembre del 2022.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros - La Gerencia de la Entidad en Ecuador es responsable de la preparación y presentación de estos estados financieros y del control interno determinado como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

- 2.1 Declaración de cumplimiento** - Los estados financieros han sido preparados considerando las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).
- 2.2 Moneda funcional** - La moneda funcional de la Entidad es el Dólar de los Estados Unidos de América (U.S. dólares), el cual es la moneda de circulación en el Ecuador.
- 2.3 Bases de preparación** - Los estados financieros adjuntos fueron preparados sobre bases contables aplicables a una empresa en marcha las que prevé la realización de activos y la cancelación de pasivos en el curso normal del negocio.

Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico, tal como se explica en las políticas contables incluidas más abajo. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contrapartida dada en el intercambio de los activos.

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 Entidad 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 mediciones que tienen 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: Importes 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: Importes son datos no observables para el activo o pasivo.

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

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

- 2.4 Participaciones en operaciones conjuntas** - Una operación conjunta es un acuerdo conjunto a través del cual 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 solo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la entidad lleva a cabo sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Entidad como operador conjunto reconoce en relación con sus intereses 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 derivado de la operación conjunta;
- d) Su participación en los ingresos de la venta de la producción en la operación conjunta;
- e) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente.

La Entidad contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de conformidad con las NIIF aplicables a la proporción en los activos, pasivos, ingresos y gastos.

Para la determinación de la participación en los Consorcios, se han considerado los últimos estados financieros disponibles al cierre del año, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Adicionalmente, los estados financieros incluyen las transacciones propias de la Entidad.

2.5 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.

2.6 Inventarios - Son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. Son valuados al costo promedio ponderado. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización en la prestación de servicios.

2.7 Propiedades, planta y equipo

2.7.1 Mobiliario y equipo

2.7.1.1 Medición en el momento del reconocimiento - Las partidas de mobiliario y equipo se miden inicialmente por su costo.

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

2.7.1.2 Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo -

Después del reconocimiento inicial, el mobiliario y equipo es registrado al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor. Los gastos de

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

2.7.1.3 Método de depreciación y vidas útiles - El costo de mobiliario y equipo 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 mobiliario y equipo y las vidas útiles usadas en el cálculo de la depreciación:

<u>Ítem</u>	<u>Vida útil (en años)</u>
Vehículos	5
Mobiliario y equipo y equipos de oficina	10
Equipos de computación	3

2.7.2 Inversiones de exploración y producción - Las inversiones de exploración y producción se registran de acuerdo con el método de exploración con éxito ("*successful efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costos incurridos es el siguiente:

- Los costos originados en la adquisición de intereses en zonas con reservas probadas se capitalizan cuando se incurre en ellos.
- Los costos de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan. Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento.
- Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento, transporte y almacenamiento de crudo se capitalizan.
- Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los estados financieros.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores, se amortizan de acuerdo con los siguientes métodos:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas totales se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas totales del campo al inicio del período de amortización.
- Las inversiones en pozos productivos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas desarrolladas actualizadas al inicio de cada trimestre. Las inversiones

correspondientes a instalaciones (plataformas, instalaciones de transporte, plantas de separación, medida y almacenaje, entre otros) se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas totales del campo al inicio del período de amortización. Los cambios en las estimaciones de reservas se actualizan trimestralmente para el cálculo de la amortización.

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

2.8 Deterioro del valor de los activos tangibles - Al final de cada período sobre el cual se informa, la Entidad evalúa los importes en libros de sus activos tangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro de valor. 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). Cuando no es posible estimar el importe recuperable de un activo individual, la Entidad calcula el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se identifica una base razonable y consistente de distribución, los activos comunes son también asignados a las unidades generadoras de efectivo individuales, o distribuidas al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo de ventas y el valor en uso. Al estimar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados a 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 para los cuales no se han ajustado los estimados de flujo de efectivo futuros.

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

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

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

2.9.1 Impuesto corriente - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de la Entidad por

concepto del impuesto corriente correspondiente a su participación en el impuesto a la renta determinado por los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, es calculado utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.9.2 Impuestos diferidos - Se reconoce sobre las diferencias temporarias determinadas entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Entidad disponga 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 informe 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 Entidad compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y sólo si tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la misma autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas y la Entidad tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos. Debido a que el impuesto a la renta es determinado y pagado por cada Consorcio de manera individual, en los estados financieros adjuntos, la Entidad no compensa activos por impuestos diferidos de un Consorcio, con pasivos por impuestos diferidos de otro Consorcio.

2.9.3 Impuestos corrientes y diferidos - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce fuera del resultado ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el impuesto también se reconoce fuera del resultado; o cuando surgen del registro inicial de una combinación de negocios.

2.10 Provisiones - Se reconocen cuando la Entidad, tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Entidad 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 espera la recuperación de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para cancelar una provisión, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente seguro que se recibirá el desembolso y el monto de la cuenta por cobrar puede ser medido con fiabilidad.

2.10.1 Provisión para abandono de campos - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, las Contratistas (contratos en los cuales la Entidad es socia) deberán efectuar las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera. El valor presente de los costos por estas obligaciones es activado conjuntamente con los activos que le dieron origen (inversiones de exploración y producción) y amortizados de la misma manera (Ver Nota 2.7.2). Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Gerencia de la Entidad en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos de la misma. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Entidad incurra en costos de reestructuración de los campos, hasta la fecha de terminación de los contratos. Si un ajuste a la estimación diese como resultado que la amortización acumulada exceda al activo, la diferencia se registra afectando el activo productivo que generó la provisión.

2.10.2 Contratos onerosos - Las obligaciones presentes que se deriven de un contrato oneroso deben ser reconocidas y medidas como una provisión. Un contrato oneroso es aquel en el que los costos inevitables de cumplir con las obligaciones comprometidas, son mayores que los beneficios que se esperan recibir del mismo.

2.11 Beneficios a empleados

2.11.1 Beneficios definidos: Jubilación patronal, bonificación por desahucio y bonificación por despido - El costo de los beneficios definidos (jubilación patronal, bonificación por desahucio y bonificación por despido) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

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

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

2.11.2 Participación a trabajadores y contribución social - La Entidad reconoce un pasivo y un gasto por la participación de los trabajadores en las utilidades del año. Este beneficio se calcula, de acuerdo con disposiciones legales y según a lo establecido en los contratos de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno (en los cuales la Entidad es socia), a la tasa del 15% de las utilidades; de las cuales el 3% se distribuye entre los trabajadores y el 12% se entrega a la Secretaría de Hidrocarburos para proyectos de inversión social, según lo establecido por la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos vigente desde julio del 2010.

2.11.3 Bono de gestión por compromisos - La Entidad reconoce un pasivo y un gasto correspondiente al bono por gestión de compromisos que consiste en un modelo de gestión de personas centrado en la responsabilidad, desarrollo y el reconocimiento. El desempeño se valora anualmente basados en objetivos de unidad y compromisos individuales.

2.12 Arrendamientos - 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.

2.12.1 La Entidad como arrendataria - Los arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta durante el plazo correspondiente al arrendamiento.

2.13 Reconocimiento de ingresos - Se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar y representan los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos.

2.13.1 Ingresos por Prestación de Servicios - Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios, los cuales se registran en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha de los estados financieros, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad y sea probable que la Entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción.

2.13.2 Cesión de la Capacidad Garantizada del Oleoducto - Se reconocen por referencia al grado de realización de la prestación del servicio a la fecha de los estados financieros.

2.13.3 Ingresos por intereses - Los ingresos por intereses son registrados sobre una base de tiempo, con referencia al capital pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable.

2.14 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. Adicionalmente, los Consorcios (en los cuales la Entidad participa como socia) incurren en la gran mayoría de costos y gastos propios de la operación, los mismos que son reportados a las socias de manera proporcional a su participación.

2.15 Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta 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 Entidad tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

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

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

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

2.17.1 Método de la tasa de interés efectiva - El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de imputación del ingreso financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo comisión, puntos básicos de intereses pagados o recibidos, costos de transacción y otras primas o descuentos que estén incluidos en el cálculo de la tasa de interés efectiva) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un período más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

2.17.2 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento - Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas de vencimiento fijas que la Entidad tiene la intención afirmativa y capacidad de mantener hasta el vencimiento. Luego del reconocimiento inicial, las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se miden al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro.

2.17.3 Préstamos y cuentas por cobrar - Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro.

2.17.4 Deterioro de valor de activos financieros - Los activos financieros distintos de aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro de valor al final de cada período sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

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

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

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

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

Para los activos financieros registrados al costo, si, en un período posterior, el importe de la pérdida por deterioro de valor disminuye y la misma puede estar relacionada de manera objetiva con un evento ocurrido luego de que el deterioro de valor fue reconocido, la pérdida por deterioro de valor previamente reconocida se reversa con cambio en los resultados siempre y cuando el monto en libros de la inversión a la fecha en que se reversa el deterioro no exceda el importe que hubiera resultado de costo amortizado en caso de que no se hubiera reconocido el deterioro de valor.

2.17.5 Baja en cuenta de un activo financiero - La Entidad da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, y transfiere de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero. Si la Entidad no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Entidad reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar.

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

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

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

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

2.19 Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas que son mandatoriamente efectivas desde el año 2016

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014: Modificaciones a la NIC 19 Planes de Beneficios Definidos - Tasa de descuento

Las modificaciones de la NIC 19 vigentes a partir del 1 de enero del 2016 aclaran que la tasa utilizada para descontar las obligaciones por beneficios post-empleo debe determinarse con referencia a la de los rendimientos de mercado sobre bonos corporativos de alta calidad al final del período de reporte. La evaluación de la profundidad de un mercado para bonos corporativos de alta calidad debe ser a nivel de la moneda (es decir, la misma moneda en que los beneficios deben ser pagados). Para las monedas para las que no existe un mercado profundo de tales bonos corporativos de alta calidad, se deben utilizar los rendimientos de mercado de bonos del gobierno denominados en esa moneda a la fecha de reporte.

Al ser el dólar de los Estados Unidos la moneda de circulación en Ecuador y en la que se van a pagar los pasivos por beneficios definidos, la tasa para descontar los pasivos por beneficios definidos debe ser determinada por referencia a la tasa de los rendimientos del mercado de bonos corporativos de alta calidad de los Estados Unidos. Sin embargo, esta tasa no fue aplicada por la Entidad en el año 2016; el cálculo actuarial fue preparado considerando una tasa establecida por referencia al rendimiento de mercado de los bonos emitidos por el Gobierno del Ecuador

equivalente al 7.46% y no de acuerdo con bonos empresariales de alta calidad cuyos rendimientos fluctúan entre el 3.5% y 4.5%.

Para el año 2017, la mencionada modificación fue aplicada, por lo que la Entidad procedió a realizar los cálculos actuariales de los años 2015, 2016 y 2017 de conformidad con tasas establecidas con los bonos empresariales de alta calidad. En razón de que los efectos de esta modificación no fueron significativos, los mismos fueron registrados en los resultados del año 2017.

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

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

Modificaciones a la NIC 7 Iniciativa de Revelación

El Entidad ha aplicado estas modificaciones por primera vez en el año en curso. Las modificaciones requieren que una entidad revele información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios que son en efectivo como aquellos que no son en efectivo.

La aplicación de esta modificación no ha tenido ningún impacto en los estados financieros de la Entidad.

2.21 Normas nuevas y revisadas emitidas pero aún no efectivas - La Entidad no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir de períodos que inicien en o después de</u>
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2018
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes (y respectivas aclaraciones)	Enero 1, 2018
NIIF 16	Arrendamientos	Enero 1, 2019
Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28	Venta o Aportación de Bienes entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto	Fecha a ser determinada
Modificaciones a la NIC 28	Participaciones de Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos	Enero 1, 2019

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

NIIF 9 Instrumentos financieros

La NIIF 9 sustituirá a la NIC 39 a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2018. Existen diferencias relevantes con la norma actual de reconocimiento y valoración de los instrumentos financieros. La Entidad aplicará la NIIF 9 sin re-expresión de la información comparativa, por lo que el impacto de la primera aplicación sobre los activos y pasivos financieros será reconocido en el patrimonio el 1 de enero de 2018.

A partir del análisis de los activos y pasivos financieros de la Entidad a 31 de diciembre de 2017, efectuado sobre la base de los hechos y circunstancias existentes a dicha fecha, los impactos estimados por la primera aplicación de la NIIF 9 son los siguientes:

a) Clasificación y valoración de activos financieros:

La NIIF 9 establece nuevas categorías en las que se deben clasificar los activos financieros a efectos de su valoración.

La Entidad no espera ningún cambio o impacto significativo en sus estados financieros ni en su patrimonio como consecuencia de los nuevos criterios de clasificación y valoración.

b) Deterioro de activos financieros:

La NIIF 9 requiere la aplicación de un modelo basado en la pérdida esperada, frente al modelo de NIC 39, estructurado sobre la pérdida incurrida. Bajo dicho modelo la Entidad contabilizará la pérdida esperada, así como los cambios en ésta a cada fecha de presentación, para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde la fecha de reconocimiento inicial. Es decir, ya no es necesario que se produzca un evento de deterioro antes de reconocer una pérdida crediticia.

Los activos financieros valorados a costo amortizado, los importes pendientes de cobro a clientes y los contratos de garantía financiera estarán sujetos a lo dispuesto en la NIIF 9 en materia de deterioro de valor. La Entidad aplicará el enfoque simplificado para reconocer la pérdida de crédito esperada durante toda la vida de sus cuentas de deudores comerciales. La Entidad está desarrollando modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes y de estimación de la pérdida esperada a partir de la probabilidad de impago, del saldo expuesto y de la severidad estimada, teniendo en cuenta la información disponible de cada cliente (sector de actividad, comportamiento histórico de los pagos, información financiera).

La Entidad está concluyendo su modelo de pérdida esperada bajo NIIF 9. El impacto estimado de la adopción de la NIIF 9 al 1 de enero de 2018 asciende a US\$500 mil, aproximadamente, sobre "Patrimonio Neto", fundamentalmente por los activos financieros de cuentas por cobrar comerciales.

NIIF 15 Ingresos Procedentes de contratos con los clientes

La NIIF 15 es la norma comprensiva de reconocimiento de ingresos con clientes que va a sustituir varias de las normas actuales. Los nuevos requisitos pudieran

dar lugar a cambios en el actual perfil de ingresos del Entidad, ya que estos deberán ser reconocidos de forma que la transferencia de control de los bienes o servicios prometidos a los clientes se muestre por un importe que refleje la contraprestación a la que la Entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios. La Entidad ha revisado sus tipos de contratos con clientes y no ha identificado impactos significativos en sus estados financieros en lo relativo a: (i) la identificación de "obligaciones de desempeño" (obligaciones de transferencia de bienes o servicios en contratos con clientes) distintas a las actualmente identificadas, que supusiesen la separación de las mismas a efectos de reconocimiento y medición de los ingresos; y (ii) el devengo contable e imputación temporal de ingresos. La Entidad aplicará la opción de primera aplicación contemplada en la NIIF 15 y no re expresará los estados financieros comparativos.

NIIF 16: Arrendamientos

A la fecha, los efectos estimados por la Entidad de la aplicación de la NIIF 16 son los derivados de aquellos contratos de arrendamiento en los que la Entidad mantiene la posición de arrendatario y que con los criterios de la NIC 17 Arrendamientos, actualmente en vigor, están clasificados como arrendamientos operativos, y que a partir de la aplicación de la NIIF 16 serán registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. En consecuencia, todos los contratos de arrendamiento serían registrados como mayor activo y pasivo en el estado de situación. Adicionalmente, se vería afectado el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y como gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. La Entidad continúa evaluando los impactos derivados de su aplicación. La Entidad no tiene intención de aplicar anticipadamente esta norma y a la fecha se están evaluando las distintas opciones de primera aplicación.

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

Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 Venta o Aportación de Activos entre un Inversorista y su Asociada o Negocio Conjunto

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

La fecha efectiva de las modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 aún no ha sido determinada, sin embargo, la aplicación anticipada es permitida.

La Administración de la Entidad no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos

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

La Administración de la Entidad no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con NIIF requiere que la Gerencia 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.

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

3.1 Deterioro de activos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, se analiza el valor de los activos e inversiones para determinar si existe algún indicio de que dichos activos e inversiones 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 e inversiones 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 se reconocen con cargo a los resultados del año.

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

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, la Administración de la Entidad realizó un análisis de deterioro de las inversiones de exploración y producción para su unidad generadora de efectivo, para lo cual estimó el valor en uso aplicando el método de flujos de efectivo futuros esperados, hasta la fecha de terminación de los contratos (31 de diciembre del 2022), descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WAAC) del 10.66% (del 11.17% para el año 2016). Los precios de

venta de crudo ecuatoriano fueron estimados con base en estudios de mercado de la Casa Matriz y la producción futura proyectada por el departamento de operaciones.

El valor en uso determinado mediante el método de flujos de efectivo futuros de los Consorcios Bloque 16 y Tivacuno (en los cuales la Entidad participa en el 35%), son menores al valor en libros de las inversiones de explotación y producción; razón por la cual, al 31 de diciembre del 2015 se determinó un deterioro de US\$50.2 millones. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, producto del análisis de deterioro, la Entidad procedió a reversar US\$14.8 y US\$14.2 millones, respectivamente, de la provisión registrada en el año 2015 (Ver Nota 7).

3.2 Provisiones para obligaciones por beneficios definidos - El valor presente de las provisiones para obligaciones por beneficios a 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 y la estimación de que la Entidad no renovará o ampliará el plazo de los contratos. Cualquier cambio en los supuestos impacta en el valor en libros de las provisiones de estos beneficios.

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

3.3 Provisión para abandono de campos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Entidad efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para efectuar las actividades de abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos de los Consorcios (en los cuales la Entidad participa como socia). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 6.03% (6.97% para el año 2016).

3.4 Reservas de crudo - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por la Entidad. Las reservas probadas totales y 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 y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

3.5 Contingencias - Las estimaciones de estas provisiones están basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales sobre la cuantía de los desembolsos que se deberían efectuar para liquidar las obligaciones generadas por estas contingencias. Cualquier modificación en los factores o

circunstancias relacionados con este tipo de contingencias, podrían originar un efecto significativo en las provisiones registradas.

3.6 Impuesto a la renta diferido - La Entidad ha 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.

Al 31 de diciembre del 2017, la Administración de la Entidad registró un deterioro de activos por impuestos diferidos considerando la estimación de utilidades gravables futuras.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Bancos	5,580	5,529
Inversiones temporales	<u>1,472</u>	<u>2,263</u>
Total	<u>7,052</u>	<u>7,792</u>

Inversiones temporales - Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, corresponden principalmente a depósitos a corto plazo en bancos del exterior con vencimiento en enero del 2018 (en enero del 2017 para el año 2016), con una tasa de interés efectiva anual promedio del 0.1% para los dos años.

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Secretaría de Hidrocarburos:</i>		
Contrato de prestación de servicios Bloque 16 y Bloque Tivacuno (1)	51,708	51,565
Contrato de cesión de capacidad garantizada de Oleoducto	1,593	1,743
<i>Compañías relacionadas:</i>		
Repsol Netherlands Finance B.V. (2)	8,668	27,674
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTSA	14,603	3,670
Cuentas por cobrar Socias y Consorcio Bloque 16 (3)	15,564	4,260
Otras	2,238	218
<i>Otras cuentas por cobrar :</i>		
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP		
Petroecuador	11,698	11,698
Otras cuentas por cobrar	7,560	3,651
Anticipo a proveedores	1,092	1,041
Provisión para cuentas dudosas (1)	<u>(44,099)</u>	<u>(29,254)</u>
Total	<u>70,625</u>	<u>76,266</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	62,349	52,649
No corriente (1)	<u>8,276</u>	<u>23,617</u>
Total	<u>70,625</u>	<u>76,266</u>

- (1) En base a una evaluación de recuperabilidad de la cuenta por cobrar al 31 de diciembre del 2015, la Entidad registró una provisión para cuentas dudosas por US\$17.6 millones y registró como activos no corrientes US\$33 millones correspondientes al valor recuperable estimado, cuyo efecto financiero al 31 de diciembre del 2015 fue de US\$9.4 millones. Al 31 de diciembre del 2016, en base a su evaluación, la Entidad no registró una provisión adicional y registró un ingreso financiero atribuible al año 2016 por US\$1.7 millones. Al 31 de diciembre del 2017, procedió a registrar una provisión para cuentas dudosas por US\$14.8 millones y registró un ingreso financiero atribuible al año 2017 por US\$1.6 millones.
- (2) Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, constituyen préstamos otorgados a la referida compañía, con vencimientos en febrero del 2018 (en febrero del 2017 para el año 2016), a una tasa de interés efectiva anual del 1.3812% (0.8842% para el año 2016).
- (3) Corresponde principalmente a la cuenta por cobrar al Consorcio Bloque 16 y Tivacuno por concepto de reembolso de gastos incurridos por la Entidad en nombre de los Consorcios. Al 31 de diciembre del 2017, incluye principalmente las cuentas por cobrar al Consorcio Bloque 16 por concepto de provisiones por beneficios definidos.

6. INVENTARIOS

Representan materiales y repuestos disponibles a ser utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo. Adicionalmente, al 31 de diciembre del 2017 y 2016, incluye la participación en el volumen de petróleo crudo extraído por los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, pero no vendido por la Entidad, y representan 3,940 barriles de petróleo crudo para los dos años. Los barriles no vendidos al 31 de diciembre del 2017 y 2016, corresponden al remanente de la anterior modalidad contractual de participación (Ver Nota 1).

Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se registraron en resultados el consumo de materiales y repuestos por US\$3.8 millones y US\$3.5 millones, respectivamente.

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Inversiones de exploración y producción:		
Inversiones de producción	770,169	763,049
Sistema de transporte y almacenamiento	11,141	11,141
Investigación y desarrollo	4,069	4,069
Inversiones de exploración	<u>5,836</u>	<u>5,836</u>
Subtotal	791,215	784,095
Mobiliario y equipo	<u>2,798</u>	<u>2,376</u>
Total propiedades, planta y equipo	794,013	786,471
Amortización, depreciación y deterioro acumulados	<u>(742,967)</u>	<u>(743,119)</u>
Total, neto	<u>51,046</u>	<u>43,352</u>

Los movimientos de propiedades, planta y equipo fueron como sigue:

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	<u>Total</u>
<u>Costo:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2015	780,424	2,508	782,932
Adiciones	3,864		3,864
Ajuste por cambio de tasa	629		629
Transferencias	(125)	125	-
Bajas	(925)	(257)	(1,182)
Otros	<u>228</u>	<u> </u>	<u>228</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2016	784,095	2,376	786,471
Adiciones	5,683	253	5,936
Repuestos de exploración y explotación	996		996
Ajuste por cambio de tasa y estimación	844		844
Transferencias	(169)	169	-
Bajas	<u>(234)</u>	<u> </u>	<u>(234)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2017	<u>791,215</u>	<u>2,798</u>	<u>794,013</u>
<u>Amortización, depreciación y deterioro acumulados:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2015	(742,503)	(2,120)	(744,623)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(13,512)	(133)	(13,645)
Baja	904	258	1,162
Otros	(228)		(228)
Reversión de provisión por deterioro (1)	<u>14,215</u>	<u> </u>	<u>14,215</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2016	(741,124)	(1,995)	(743,119)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(14,653)	(176)	(14,829)
Baja	227		227
Reversión de provisión por deterioro (1)	<u>14,754</u>	<u> </u>	<u>14,754</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2017	<u>(740,796)</u>	<u>(2,171)</u>	<u>(742,967)</u>

(1) En los meses de marzo y junio del 2017, la Entidad reversó US\$14.8 millones de la provisión de deterioro de las inversiones de exploración y producción registrado en el año 2015, la mencionada reversión se originó por un cambio en las estimaciones utilizadas. Al 31 de marzo del 2016, la Entidad reversó US\$14.1 millones de la provisión de deterioro de las inversiones de exploración y producción registrada en el año 2015 por US\$50.2 millones. La provisión originalmente registrada

corresponde principalmente a la disminución de precios del petróleo en el año 2015 y por la acumulación de la cuenta por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos por la prestación de Servicios.

Amortización de las Inversiones de Exploración y Producción - Para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción, la Entidad utilizó las reservas probadas desarrolladas y probadas totales (Ver Nota 2.7.2).

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, un resumen de las reservas probadas desarrolladas, las reservas probadas totales y el volumen de producción es como sigue:

	Reservas probadas desarrolladas		Reservas probadas totales		Volumen de producción del año	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...					
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>4,764</u>	<u>6,572</u>	<u>5,244</u>	<u>6,881</u>	<u>1,948</u>	<u>2,363</u>
Bloque Tivacuno	<u>1,325</u>	<u>1,452</u>	<u>1,325</u>	<u>1,452</u>	<u>374</u>	<u>428</u>

8. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Proveedores y Consorcios	21,600	11,636
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	4,346	13,357
Compañías socias	7,640	6,066
Casa Matriz (Ver Nota 22)	14,910	
<i>Otras cuentas por pagar:</i>		
Secretaría de Hidrocarburos	1,265	408
Beneficios a trabajadores	1,862	2,314
Participación a trabajadores	331	103
Ministerio de Hidrocarburos	<u>631</u>	<u>505</u>
Total	<u>52,585</u>	<u>34,389</u>

Secretaría de Hidrocarburos - Constituye el 12% de la participación sobre las utilidades del año 2017 por pagar a la Secretaría de Hidrocarburos para proyectos de inversión social (Ver Nota 2.11.2).

Compañías socias - Corresponde principalmente a fondos recibidos de las socias de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, para constituir las garantías bancarias por los juicios de impugnaciones relacionados a las contingencias fiscales. Un detalle es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Overseas Petroleum and Investment Corporation	3,567	3,834
CRS Resources Ecuador LDC.	1,430	1,642
Amodaimi Oil Company S.L.	<u>2,643</u>	<u>590</u>
Total	<u>7,640</u>	<u>6,066</u>

9. IMPUESTOS

9.1 Activos y pasivos del año corriente y pasivos no corrientes:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>		
Crédito tributario de impuesto a la renta y total	<u>12,578</u>	<u>10,324</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar:		
Del año (Ver Nota 9.3)	401	17
Contingencias fiscales (1)	46,093	39,653
Retenciones en la fuente	3,612	3,737
Impuesto al Valor Agregado - IVA por pagar	<u>326</u>	<u>170</u>
Total	<u>50,432</u>	<u>43,577</u>
<i>Pasivos por impuestos no corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por contingencias fiscales y total	<u>47,378</u>	<u>31,001</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, corresponde a las provisiones por las Actas de Determinación sobre el impuesto a la renta de los años 2004 y 2005.

Impuesto a la renta por contingencias fiscales - Constituye la provisión por contingencias fiscales (Ver Nota 21). Un detalle de la clasificación de dichas contingencias es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	46,093	39,653
No corriente	<u>47,378</u>	<u>31,001</u>
Total	<u>93,471</u>	<u>70,654</u>

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, los movimientos de la provisión para contingencias fiscales, fueron como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	70,654	19,371
Incremento de la provisión correspondiente a impuesto a la renta (1)	11,756	22,108
Provisión de costos financieros (1)	16,444	29,175
Pagos - Coactiva 2005 (2)	<u>(5,383)</u>	<u> </u>
Saldos al fin del año	<u>93,471</u>	<u>70,654</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2017, la Entidad provisionó contingencias de impuesto a la renta correspondientes los ejercicios 2006, 2007, 2008, 2009 y 2010.

Así mismo, provisionó Actas de Ingresos Extraordinarios por los ejercicios 2009 y 2010, en razón de que, la Entidad modificó la estimación de las contingencias de posible a probable. Al 31 de diciembre del 2016, corresponde a la provisión de contingencias de impuesto a la renta correspondientes a Actas de determinación de los ejercicios 2004, 2005, 2009 y 2010. (Ver Nota 21).

- (2) Durante el 2017, la Entidad realizó abonos parciales dentro de la coactiva 2005 notificada por el SRI. Los pagos realizados son: (i) ejecución de garantía bancaria y, (ii) 20% sobre obligación remanente para presentar facilidad de pagos.

9.2 Conciliación tributaria - contable del impuesto a la renta corriente - Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente, es como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<u>Bloque 16:</u>		
Pérdida antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	(57,201)	(59,268)
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	63,428	45,100
Amortización de pérdidas tributarias	<u>(1,500)</u>	
Utilidad gravable (Pérdida tributaria) (1)	<u>4,727</u>	<u>(14,168)</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	<u>1,040</u>	<u>-</u>
<u>Bloque Tivacuno:</u>		
Utilidad antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	4,053	4,158
Gastos no deducibles y otros	<u>184</u>	<u>(1,265)</u>
Utilidad gravable (1)	<u>4,237</u>	<u>2,893</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque Tivacuno	<u>932</u>	<u>636</u>
Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados de la Entidad	<u>1,972</u>	<u>636</u>

- (1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta se calcula a la tasa del 22% sobre las utilidades (base imponible). La pérdida fiscal presentada en el año 2016 no contempla la deducción adicional otorgada por la Ley de Solidaridad (Art. 8) por contribuciones solidarias canceladas en exceso a la utilidad gravable del año 2016. La Entidad podría deducir en los siguientes ejercicios fiscales US\$1.12 millones.

De acuerdo con disposiciones legales, la liquidación y pago del impuesto a la renta debe efectuarse por cada contrato y no se pueden compensar sus saldos.

A la fecha de emisión de los estados financieros han sido auditadas por parte de la autoridad tributaria las declaraciones de impuestos de la Entidad por los años

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados Impuesto a la renta diferido	Deterioro	Saldos al fin del año
Bloque Tivacuno:				
<i>Diferencias temporarias:</i>				
Amortización y deterioro de inversiones de exploración y producción	392	(180)	(184)	28
Efecto financiero de cuentas por cobrar comerciales	120	(94)		26
Provisión por abandono de campos	326	71	(397)	-
Registro del ingreso disponible	(287)	251		(36)
Otras provisiones	<u>16</u>	<u>8</u>		<u>24</u>
Subtotal	<u>567</u>	<u>56</u>	<u>(581)</u>	<u>42</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>10,859</u>	<u>(1,130)</u>	<u>(9,649)</u>	<u>80</u>

Al 31 de diciembre del 2017, la Administración de la Entidad registró un deterioro de los impuestos diferidos considerando los flujos futuros esperados en los Contratos de Prestación de Servicios para liquidación del impuesto a la renta y estima que ciertas diferencias temporarias no serían revertidas en el futuro, siendo las de mayor impacto: provisión por abandono de campos y el deterioro por inversiones de exploración.

Al 31 de diciembre del 2016, los movimientos de activos por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
<u>Año 2016:</u>			
Bloque 16:			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización y deterioro de inversiones de exploración y producción	13,670	(6,008)	7,662
Efecto financiero de cuentas por cobrar comerciales	1,937	(345)	1,592
Provisión por abandono de campos	2,819	342	3,161
Registro del ingreso disponible		(5,017)	(5,017)
Otras provisiones	<u>3,052</u>	<u>(158)</u>	<u>2,894</u>
Subtotal	<u>21,478</u>	<u>(11,186)</u>	<u>10,292</u>

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
Bloque Tivacuno:			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización y deterioro de inversiones de exploración y producción	610	(218)	392
Efecto financiero de cuentas por cobrar comerciales	145	(25)	120
Provisión por abandono de campos	291	35	326
Registro del ingreso disponible		(287)	(287)
Otras provisiones	<u>26</u>	<u>(10)</u>	<u>16</u>
Subtotal	<u>1,072</u>	<u>(505)</u>	<u>567</u>
 Total activo por impuesto diferido	 <u>22,550</u>	 <u>(11,691)</u>	 <u>10,859</u>

Al 31 de diciembre del 2016, la Administración de la Entidad realizó una evaluación de la recuperación de los activos por impuestos diferidos, considerando las últimas reformas tributarias y los flujos futuros esperados en los Contratos de Prestación de Servicios y estimó que las diferencias temporarias serán revertidas en el futuro.

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

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<u>Bloque 16:</u>		
Pérdida según estados financieros antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	(57,201)	(59,268)
22% de tarifa de impuesto a la renta	(12,584)	(13,039)
Impuesto atribuible a gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	24,208	21,108
Efecto de la pérdida fiscal		3,117
Amortización de pérdidas tributarias	<u>(330)</u>	<u> </u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>11,294</u>	<u>11,186</u>
 Tasa efectiva de impuesto a la renta	 <u> -</u>	 <u> -</u>

ESPACIO EN BLANCO

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<u>Bloque Tivacuno:</u>		
Utilidad según estados financieros antes del Impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	<u>4,053</u>	<u>4,158</u>
22% de tarifa de impuesto a la renta	892	915
Impuesto atribuible a gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>565</u>	<u>226</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>1,457</u>	<u>1,141</u>
Tasa efectiva de impuesto a la renta	<u>36%</u>	<u>27%</u>
Total impuesto a la renta cargado a resultados	<u>12,751</u>	<u>12,327</u>

9.6 Aspectos Tributarios

El 29 de diciembre del 2017, se emitió la Ley Orgánica para la Reactivación de la Economía, Fortalecimiento de la Dolarización y Modernización de la Gestión Financiera, a continuación, se detallan los aspectos más importantes de la mencionada Ley que guardan relación con la actividad ejercida por Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador:

- Se incrementa la tarifa de impuesto a la renta para sociedades al 25%, y cuando la sociedad tenga accionistas, socios, partícipes, constituyentes, beneficiarios o similares residentes o establecidos en paraísos fiscales o regímenes de menor imposición, o cuando la sociedad incumpla el deber de informar sobre sus accionistas, socios, partícipes, constituyentes, beneficiarios o similares, la tarifa será la correspondiente a sociedades más 3 puntos porcentuales (28%). Se debe demostrar que el beneficiario efectivo no es un titular nominal o formal bajo régimen jurídico específico.

La Entidad considera que el incremento de tasa impositiva debería compensarse, por estabilidad contractual, con un incremento de la tarifa de los contratos u otro mecanismo a evaluarse por ambas partes.

- Se modifica el gasto deducible del desahucio y pensiones jubilares patronales, de la provisión al pago efectivo. Solo serán deducibles los pagos efectuados que no provengan de provisiones declaradas en ejercicios fiscales anteriores, como deducibles o no.
- Para el cálculo del anticipo de impuesto a la renta, del rubro de gastos deducibles se pueden disminuir los gastos por sueldos y salarios, decimotercera y decimocuarta remuneraciones, aportes patronales y los valores de gastos incrementales por generación de nuevo empleo y la adquisición de nuevos activos productivos que permitan ampliar la capacidad productiva futura y generar un mayor nivel de producción.

- No será deducible del impuesto a la renta y no será crédito tributario, el IVA en compras realizadas en efectivo superiores a US\$1,000 (anteriormente US\$5,000).
- La nómina de los administradores, representantes legales y socios o accionistas, que se envía anualmente a la Superintendencia de Compañías debe incluir tanto los propietarios legales como los beneficiarios efectivos, atendiendo a estándares internacionales de transparencia en materia tributaria y de lucha contra actividades ilícitas.
- En el ámbito contencioso tributario, se determina la obligación de los jueces de resolver los litigios fiscales ingresados al Tribunal Distrital Contencioso Tributario previo a la vigencia del Código General de Procesos, en el plazo de un año (hasta finales de diciembre de 2018).

10. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

La Entidad no dispone del estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2017, requerido por disposiciones legales vigentes, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias, vence en el mes de junio del 2018. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. A la fecha de emisión de los estados financieros, dicho estudio se encuentra en proceso de ejecución, no obstante, la Gerencia de la Entidad en Ecuador considera que la conclusión del análisis debería ser que las operaciones vinculadas están valoradas a precios de mercado. Al 31 de diciembre del 2016, la Entidad efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

11. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Jubilación patronal	3,691	4,412
Bonificación por desahucio	3,248	1,476
Bonificación por despido	<u>10,982</u>	—
Total	<u>17,921</u>	<u>5,888</u>

ESPACIO EN BLANCO

11.1 Jubilación patronal - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte y cinco 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>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	4,412	4,008
Costo de los servicios del período corriente	3,357	640
Costo por intereses	260	248
(Ganancias) Pérdidas actuariales	(3,576)	464
Ganancias sobre reducciones	(549)	(257)
Pagos	<u>(213)</u>	<u>(691)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,691</u>	<u>4,412</u>

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

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

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	1,476	1,419
Costo de los servicios del período corriente	859	249
Costo por intereses	82	88
Pérdidas actuariales	1,080	34
Pagos	<u>(249)</u>	<u>(314)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,248</u>	<u>1,476</u>

11.3 Bonificación por despido - Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando la Entidad finalice el plazo de vigencia de los contratos de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos.

Al 31 de diciembre del 2017, la Administración registró la referida provisión en base a un estudio actuarial, las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo y considerando que los plazos de vigencia de los contratos no se renovarían o ampliarán.

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

	Año terminado <u>31/12/17</u>
Costo de los servicios del período corriente	10,697
Costo por intereses	<u>285</u>
Saldos al fin del año	<u>10,982</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 trabajador 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 al otro resultado integral.

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.

Si la tasa de descuento varía en 0.5% en más o en menos, la obligación por beneficios definidos disminuiría en US\$415 mil (aumentaría por US\$343 mil).

Si los incrementos salariales esperados (aumentan o disminuyen) en un 0.5%, la obligación por beneficios definidos se incrementaría en US\$348 mil (disminuiría por US\$423 mil).

Si la tasa de rotación varía en 0.5% en más o en menos, la obligación por beneficios definidos, incrementaría por US\$626 mil (disminuiría en US\$374 mil).

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. No hubo cambios en los métodos e hipótesis utilizados al elaborar el análisis de sensibilidad respecto a años anteriores.

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

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
	(en porcentaje)	
Tasa de descuento (1)	2.66	7.46
Tasa esperada de incremento salarial	1.50	3.00

(1) La tasa para el año 2017 es menor debido a que se utilizó como referencia bonos corporativos de alta calidad de Estados Unidos y porque la terminación del contrato es en el año 2022, consecuentemente el rango es de 0 a 5 años.

Los importes reconocidos en los resultados respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Costo actual del servicio	14,913	889
Intereses sobre la obligación	627	336
Ganancias provenientes de reducciones	<u>(549)</u>	<u>(257)</u>
Total	<u>14,991</u>	<u>968</u>

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, los importes reconocidos en otro resultado integral correspondientes a (ganancias) pérdidas actuariales fueron de (US\$2.5) millones y US\$498 mil, respectivamente.

12. PROVISIONES

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Provisiones para contingencias	40,476	31,642
Provisión para abandono de campos	17,804	15,857
Otras provisiones	<u>1,262</u>	<u>1,399</u>
Total	<u>59,542</u>	<u>48,898</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	26,680	20,991
No corriente	<u>32,862</u>	<u>27,907</u>
Total	<u>59,542</u>	<u>48,898</u>

12.1 Provisión para contingencias - Constituyen principalmente provisiones de participación a trabajadores originadas por contingencias (Ver Nota 21). El movimiento de la provisión para contingencias fue como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	31,642	16,429
Incremento de la provisión (1)	8,834	16,205
Pagos	<u> </u>	<u>(992)</u>
Saldos al fin del año	<u>40,476</u>	<u>31,642</u>

(1) Durante el año 2017 y 2016, la Entidad provisionó contingencias de participación a trabajadores derivadas de las actas de determinación de impuesto a la renta por los ejercicios 2000 al 2010 en razón de que, la Entidad modificó la estimación de las contingencias de posible a probable. (Ver Nota 21).

La clasificación de la provisión para contingencias fue como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Corriente (2)	26,680	20,991
No corriente	<u>13,796</u>	<u>10,651</u>
Total	<u>40,476</u>	<u>31,642</u>

(2) Al 31 de diciembre del 2017, corresponde a la provisión de participación a trabajadores tras la aplicación de la amnistía tributaria para las actas de determinación de los ejercicios 2000, 2001 y 2002 y la situación procesal de los años 2004 y 2005 (Ver Nota 21).

12.2 Provisión para abandono de campos - Constituye una estimación realizada por la Administración en base a un estudio interno realizado por especialistas técnicos de la Entidad. Los movimientos de la provisión para abandono de campos fueron como sigue:

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Saldos al comienzo del año	15,857	14,141
Ajuste por cambio de tasa y estimación	844	629
Actualización financiera	<u>1,103</u>	<u>1,087</u>
Saldos al fin del año	<u>17,804</u>	<u>15,857</u>

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

13.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, la Entidad está expuesta 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 Entidad dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesta. Las actividades propias de la Entidad conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

13.1.1 Riesgo de mercado - El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables del mismo. La Entidad está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado:

- Riesgo de tipo de interés - Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos financieros.
- Riesgo de precio de commodities - Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados de la Entidad están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo y sus productos derivados.

13.1.2 Riesgo de liquidez - El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Entidad para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Con el fin de asegurar la liquidez y poder atender todos los compromisos de pago que se derivan de su actividad, la Entidad dispone de la tesorería que muestra su balance, así como de la financiación. Adicionalmente, la Entidad se financia directamente con su Casa Matriz por lo que este riesgo se minimiza.

13.1.3 Riesgo de Crédito - El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un deudor no cumpla con sus obligaciones contractuales. La exposición de la Entidad es consecuencia de las transacciones que realiza en su mayoría con las empresas del Grupo Repsol y con la Secretaría de Hidrocarburos.

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

	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Activos financieros medidos al costo amortizado:</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Ver Nota 4)	7,052	7,792
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar neto de anticipos (Ver Nota 5)	<u>69,533</u>	<u>75,225</u>
Total	<u>76,585</u>	<u>83,017</u>
<i>Pasivos financieros medidos al costo amortizado:</i>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 8) y total	<u>52,585</u>	<u>34,389</u>

La Gerencia de la Entidad considera que los importes en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros se aproximan a su valor razonable.

14. PATRIMONIO

14.1 Capital Asignado - El capital asignado a la Entidad representa la inversión extranjera directa registrada en el Banco Central del Ecuador. La Entidad está registrada en la Superintendencia de Compañías del Ecuador como sucursal de una compañía extranjera.

14.2 Contribuciones de Casa Matriz - Durante el año 2006, la Entidad recibió instrucciones para registrar US\$129.5 millones como contribuciones capitalizables correspondientes a saldos pendientes a favor de Repsol Ecuador S.A. (Casa Matriz). Adicionalmente, recibió nuevas contribuciones por US\$141.7 millones en el año 2006 y US\$17.4 millones en el año 2007. Durante el año 2017, se recibió una nueva contribución por el valor de US\$2.1 millones.

Desde el año 2015, la Entidad ha recibido anualmente instrucciones de su Casa Matriz para compensar el déficit acumulado por US\$80.7 millones (2015), US\$66.9 millones (2016) y US\$140.9 millones (2017), con el saldo de las contribuciones de Casa Matriz y los resultados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF.

15. INGRESOS

Ingresos por Prestación de Servicios - Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios del Bloque 16 y Bloque Tivacuno, firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. (Ver Nota 1)

Cesión de Capacidad Garantizada de Oleoducto - En el año 2011, debido al cambio de modalidad contractual, la Entidad firmó un convenio con la Secretaría de Hidrocarburos para ceder la capacidad garantizada que la Entidad mantiene en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A., en la cantidad de barriles equivalentes al total de la producción de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno. Adicionalmente, incluye ingresos por cesión de capacidad garantizada a Petroamazonas EP.

16. AMORTIZACIÓN Y DEPRECIACIÓN

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Amortización de las inversiones de exploración y producción	14,653	13,512
Depreciación de mobiliario y equipo	<u>176</u>	<u>133</u>
Total	<u>14,829</u>	<u>13,645</u>

17. COSTOS FINANCIEROS

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
Costo financiero de provisiones por contingencias fiscales (Nota 21.3 y 21.4)	16,444	29,175
Actualización financiera de provisión para abandono de campos	1,103	1,087
Otros	<u>3,309</u>	<u>43</u>
Total	<u>20,856</u>	<u>30,305</u>

18. OTROS GASTOS

Al 31 de diciembre del 2017, incluye principalmente la provisión para cuentas dudosas por US\$14.8 millones (Ver Nota 5).

19. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

	Año terminado	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Recuperación de cuentas por servicios prestados mediante la entrega de petróleo crudo:</i>		
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTSA	<u>50,235</u>	<u>46,756</u>
<i>Pago de capacidad garantizada:</i>		
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	<u>48,025</u>	<u>43,664</u>
<i>Operaciones Consorciales:</i>		
Reembolsos de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno	<u>38,795</u>	<u>26,339</u>
Ingreso por honorarios	<u>1,065</u>	<u>1,127</u>

Los saldos relacionados con estas transacciones se incluyen en cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

ESPACIO EN BLANCO

20. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Entidad, al 31 de diciembre del 2017 y 2016, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales es socia:

	Consortios Bloque 16 y Bloque Tivacuno	
	<u>31/12/17</u>	<u>31/12/16</u>
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	417,205	441,022
Total pasivos	90,748	78,616
Ingresos	204,611	157,429
Costos y gastos de operación	187,650	188,405
<i>Participación</i>	35%	35%
<i>Valores reconocidos por la Entidad:</i>		
Total activos	92,993	110,151
Total pasivos	39,938	35,799
Ingresos	71,538	55,700
Costos y gastos de operación	67,114	64,989

Los saldos y transacciones de la Entidad representan la participación proporcional en los Consortios y transacciones propias de la Entidad. Saldo y transacciones comunes entre los Consortios y la Entidad han sido eliminados. Adicionalmente, la Entidad efectúa ajustes y reclasificaciones con el propósito de presentar sus estados financieros de acuerdo a NIIF.

21. CONTINGENCIAS

21.1 Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador

- **Convenio Shushufindi** - Por recomendación de la Contraloría General del Estado, dentro de un examen especial al proceso de contratación y desarrollo del Convenio de cooperación mutua con Petroproducción para incrementar la producción y reservas de crudo en el campo Shushufindi, operado por Petroecuador, se emitieron facturas por un valor de US\$3 millones y EP PETROECUADOR inició un proceso de coactiva para el cobro de los mismos y procedió al embargo de dicho valor. La Entidad, inició el respectivo proceso de demanda al procedimiento coactivo. La resolución de este asunto está aún pendiente ante la Corte Constitucional. La Entidad ha provisionado la totalidad de los valores embargados por Petroecuador.
- **Proceso Auca, Yulebra, Culebra** - EP Petroecuador reclama el pago de US\$1 millón por información provista a Repsol YPF Ecuador S.A. dentro de un fallido proceso de licitación convocado por EP Petroecuador. Repsol YPF Ecuador S.A. pagó el coste de las bases de licitación, que incluía el acceso al data room y a toda la información disponible. El fallo de Corte Superior fue favorable a la

Entidad. La Corte Nacional de Justicia determinó la nulidad del proceso por lo que volvió a primera instancia.

En aplicación del nuevo Código Orgánico de la Función Judicial y a la Resolución de la Corte Nacional de Justicia el proceso se remitió al Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

En aplicación de la reforma al Código de Procedimiento Civil se dispuso que para continuar con los procesos de excepciones a la coactiva se debía consignar el valor de la misma, intereses y costas, por lo que la Entidad consignó el valor reclamado. En la actualidad, el proceso se encuentra en conocimiento de la Corte Provincial de Justicia de Pichincha en estado de resolución.

21.2 Acta de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipo de Impuesto a la Renta del Año 2000 al 2002

En los procesos de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador por los años 2000, 2001 y 2002, se determinó que la Entidad debía pagar un impuesto a la renta adicional por US\$15.2 millones, US\$1.9 millones y US\$19.4 millones respectivamente. La Entidad interpuso los correspondientes recursos jurídicos contenciosos en defensa de sus intereses.

En virtud de la aplicación de pagos efectuados para beneficiarse de la Ley Orgánica de Remisión de Intereses, Multas y Recargos (en adelante "Ley de Amnistía Fiscal"), en vigencia desde el 5 de mayo hasta el 10 de septiembre de 2015, se efectuaron a finales de julio de 2015 pagos del capital de las referidas obligaciones tributarias, por lo que los procesos judiciales fueron desistidos formalmente conforme al requisito establecido en la Ley de Amnistía Fiscal.

Hasta la presente fecha no se ha realizado desembolso alguno relacionado con la participación laboral por los años 2000, 2001 y 2002. Sin embargo, la Entidad ha provisionado US\$3.9 millones, US\$1.2 millones y US\$5.9 millones, respectivamente.

21.3 Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta del Año 2003 al 2005

El Director Regional del Norte del Servicio de Rentas Internas emitió actas de determinación de los años 2003 al 2005, alegando que las entidades que conformaban la Contratista del "Contrato Modificadorio de Prestación de Servicios a Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, que incluye el Convenio Operacional de Explotación Unificada de Campo Bogi Capirón", debían conformar un consorcio para efectos tributarios y no lo hicieron.

Como consecuencia de lo anterior, el Servicio de Rentas Internas afirma que tal Consorcio debía presentar una declaración de impuesto a la renta, en la que se debían consignar los ingresos, costos y gastos derivados de la ejecución del Contrato sobre el Bloque 16, lo que derivó en una determinación de impuesto a la renta adicional de acuerdo al siguiente detalle:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2003	26,395
2004	23,017
2005	24,708

La Entidad interpuso los correspondientes recursos jurídicos contenciosos en defensa de sus intereses.

En relación al ejercicio económico 2003, a finales del 2014, Repsol Ecuador fue notificado con el inicio del procedimiento coactivo para la cobranza del monto confirmado en el Acta de Re-determinación tributaria del Bloque 16 procediendo al pago exigido forzosamente; y consecuentemente, se ha extinguido la obligación tributaria respectiva requerida ante el SRI y también se cumplió en el mes de mayo de 2015 con el pago del correspondiente valor de participación laboral sobre las utilidades a los trabajadores.

En lo que se refiere a los ejercicios fiscales 2004 y 2005, la Corte Nacional de Justicia negó los respectivos recursos de casación interpuestos por la Entidad, confirmando las sentencias inhibitorias emitidas por el Tribunal Distrital de lo Contencioso Tributario, y por tanto, convirtiendo en firme las obligaciones de pago del impuesto a renta e intereses determinados por el Servicio de Rentas Internas - SRI.

En relación al ejercicio económico 2005, a mediados del 2017, la Entidad fue notificada con el inicio del procedimiento coactivo para la cobranza del monto confirmado y en octubre de 2017 acordó con el Servicio de Rentas Internas - SRI, la celebración de un convenio de facilidades de pago, procediendo a pagar el monto de US\$10.3 millones (atribuible a la Entidad US\$3.6 millones y US\$6.7 correspondiente a los 3 socios restantes) y habiéndose otorgado un plazo de 6 meses para el pago del remanente.

Al 31 de diciembre del 2017, la Entidad ha registrado provisiones por la totalidad de los pleitos 2003, 2004 y 2005 por US\$62.6 millones conforme a su participación.

21.4 Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los años 2006 a 2010 Bloque 16 y Área Tivacuno

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las actas de determinación por los años 2006 al 2010. De la revisión de la Administración Tributaria se derivó en una determinación de un impuesto a la renta por pagar adicional de acuerdo al siguiente detalle:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2006	20,914
2007	647
2008	210
2009	20,190
2010	15,298

La Entidad interpuso los correspondientes recursos administrativos así como judiciales contenciosos en defensa de sus legítimos intereses.

Al 31 de diciembre del 2017, la Entidad ha registrado provisiones por los conceptos determinados como probables por US\$52.9 millones conforme a su participación. Sobre los importes restantes, la Entidad no tiene registrado provisiones en razón de que la Administración, en consulta con sus abogados, considera que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por la Entidad son razonables.

21.5 Acta de Determinación año 2009-2010 - Impuesto a los Ingresos Extraordinarios - Bloque 16

Con fechas 20 de enero de 2014 y 24 de diciembre de 2013 el Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las Actas de Determinación por los años 2009 y 2010 respectivamente correspondiente al Impuesto a los Ingresos Extraordinarios del Consorcio Petrolero Bloque 16 (del cual la Entidad es socia). Luego de la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto por pagar adicional de US\$6.6 millones por ambos años. Luego de haberse emitido las correspondientes resoluciones administrativas que atendieron los respectivos Reclamos Administrativos ante la Directora Regional del SRI, se plantearon las respectivas acciones de impugnación judicial ante el Tribunal Distrital de lo Contencioso Tributario. Al 31 de diciembre del 2017, la Entidad ha registrado provisiones por la totalidad del pleito por US\$7.5 millones.

21.6 Otros Informes de Exámenes Especiales de la Contraloría General del Estado - La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales:

- Químicos Reductores de Fricción - El 31 de mayo de 2005, la Contraloría General del Estado emitió una glosa en contra de la Contratista del Contrato de Participación del Bloque 16 por US\$2.5 millones (US\$875 mil corresponde a la Entidad) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.

El 23 de noviembre de 2006, el Operador (La Entidad) en representación de la Contratista del Contrato de Participación del Bloque 16 presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. Se dispuso la apertura del término probatorio dentro del cual la Entidad solicitó las pruebas pertinentes. Al 31 de diciembre del 2016 y 2015, se ha insistido para que vuelva a oficiar a las diferentes instituciones públicas a fin de que remitan los documentos probatorios requeridos.

- Topping Plant - La Contraloría General del Estado emitió una glosa a la Contratista del Contrato de Participación del Bloque 16 por US\$2.8 millones (US\$980 mil corresponden a la Entidad) por supuestos perjuicios ocasionados por el deterioro de la calidad del crudo del Bloque 16. El 6 de junio de 2005, el Operador en representación de la Contratista del Contrato de Participación del Bloque 16 presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. Se emitió sentencia confirmando la legalidad del acto administrativo emitido por la Contraloría General del Estado y se desechó la demanda. Está pendiente que se resuelva la ampliación que presentó la Entidad de la sentencia. Una vez resuelta, se interpondrá recurso de Casación.

Se interpuso recurso de casación. El proceso será remitido a la Corte Nacional de Justicia.

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, la Entidad no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la administración, en consulta con sus Abogados, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por el Consorcio (en el cual la Entidad participa como socia) son razonables.

21.7 Demandas laborales - Al 31 de diciembre del 2017, la Entidad no mantiene ningún proceso en materia laboral.

22. COMPROMISOS

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) - Mediante Acuerdo Ministerial No. 126 del Ministerio de Energía y Minas publicado en Registro Oficial No. 267 del 15 de febrero de 2001, el Ministerio autorizó la construcción del oleoducto de crudos pesados y además autorizó a OCP a firmar contratos de capacidad reservada con el objeto de que el proyecto OCP sea viable y se asegure su financiamiento y operación. El 11 de noviembre de 2003, OCP inició sus operaciones. La Entidad se comprometió a transportar 100,000 barriles diarios de petróleo, según lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado el 30 de enero de 2001 entre la Entidad y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo se establece que la Entidad pagará una tarifa (Ship-or-Pay tariff) mínima por el transporte de 100,000 barriles diarios de petróleo, más una tarifa incremental por el volumen adicional. La tarifa Ship or Pay comprende dos componentes: Operating Charge (recuperación de costos operativos); y, Capital Charge (servicio de la deuda y retorno del accionista). Durante el año 2017, el promedio diario de barriles de petróleo crudo transportados fue de 41,939 (47,165 barriles de petróleo crudo para el año 2016).

El 29 de diciembre de 2017, considerando lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmando con OCP y en el Acuerdo de Garantía celebrado entre Repsol S.A. (última Casa Matriz y Garante de la Entidad) y OCP, Repsol S.A. notificó a OCP, la ocurrencia de un Evento de Expropiación de la Participación Accionaria (Equity Expropriation Event) el cual no fue objetado por OCP y adquirió el carácter de vinculante. Este evento originó que la Entidad quede automáticamente liberada y exonerada de cualquier pago pendiente a la fecha de dicha comunicación y de toda la obligación por la capacidad garantizada (Ship or Pay), con excepción de la obligación de proveer crudo combustible.

Como consecuencia de este evento, Repsol S.A. asumirá a partir del 1 de enero del 2018 (i) los valores pendientes de pago que la Entidad no haya cancelado a OCP hasta el 31 de diciembre de 2017, consecuentemente, al 31 de diciembre del 2017, la mencionada cuenta fue reclasificada a una cuenta por pagar a la Casa Matriz de la Entidad, quien a su vez transferirá esta deuda a Repsol S.A.; y, (ii) los pagos del Ship-or-Pay Commitment relacionados con el Capital Charge, hasta la fecha de finalización del Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte (Noviembre, 2018).

En lo que respecta a los contratos suscritos entre la Entidad con la Secretaría de Hidrocarburos y Petroamazonas EP para el transporte de crudo por la capacidad garantizada en el Oleoducto, la Entidad se encuentra estructurando un nuevo contrato con OCP. A la fecha de emisión de los estados financieros, de acuerdo a lo permitido en

el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte, la Entidad continúa transportando el crudo para la Secretaría de Hidrocarburos y Petroamazonas EP.

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

Entre el 31 de diciembre del 2017 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 12 del 2018) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración de la Entidad pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

24. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros de la Entidad en Ecuador por el año terminado el 31 de diciembre del 2017 han sido aprobados por la Administración en marzo 12 del 2018 y serán presentados, junto a los de su Casa Matriz, para la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol Ecuador S.A. en España. En opinión de la Gerencia en Ecuador, los estados financieros de la Entidad en Ecuador integrados junto con los estados financieros de la Casa Matriz, serán aprobados por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol Ecuador S.A. en España sin modificaciones.
