

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015

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. 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 la 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 Sucursal 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.

Durante el año 2015, el precio del barril de crudo - WTI ha disminuido constantemente, llegando a los US\$36 en el 2015 y a US\$39 aproximadamente 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 cuentas por cobrar generadas de la prestación de servicios. Al 31 de diciembre del 2015, del saldo pendiente de recuperación (US\$55.2 millones), US\$48.9 millones corresponden a la acumulación referida en el párrafo anterior.

Como consecuencia del análisis efectuado acerca de la recuperabilidad de la cuenta por cobrar y sobre la existencia futura de ingreso disponible suficiente, la Entidad reconoció una provisión de cobro dudoso a la Secretaría de Hidrocarburos por US\$17.6 millones y se ha considerado el efecto financiero asociado al retraso en el cobro por importe US\$ 9.4 millones registrándose un menor

importe en la línea de ventas. Adicionalmente, se ha registrado un deterioro de inversiones de exploración, desarrollo y producción por US\$50.2 millones.

Repsol S.A. de España (última Casa Matriz) está comprometida a brindar el apoyo financiero necesario para que puedan continuar las operaciones de la Entidad en Ecuador y para que se cumpla con las obligaciones derivadas de los contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos firmados con el Estado Ecuatoriano.

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

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, 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 Modificadorio 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 Modificadorio 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 Modificadorio 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 entra 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 2015 y 2014, la tarifa de petróleo crudo aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos fue de US\$37.16 y US\$37.09, 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 entra 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 2015 y 2014, la tarifa de petróleo crudo aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos fue de US\$28.14 y US\$28.09, 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 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.

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

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

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 y sobregiros bancarios. Los sobregiros bancarios son presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.

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 del valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo 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 solo 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.

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** - Si la Entidad tiene un contrato oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo 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 y bonificación por desahucio** - El costo de los beneficios definidos (jubilación patronal y bonificación por desahucio) 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 (de los cuales la Entidad es socia), a la tasa del 15% de las utilidades gravables (tributarios); 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 cumplimiento** - 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 el contrato de prestación de servicios, el cual se registra en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha de los estados financieros, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad y sea probable que 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 del grupo 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 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 ciertas categorías de activos financieros, como cuentas comerciales por cobrar, un activo cuyo deterioro no ha sido evaluado individualmente, y es evaluado por deterioro sobre una base colectiva. Entre la evidencia objetiva de que una cartera de cuentas por cobrar podría estar deteriorada se podría incluir la experiencia pasada de la Entidad con respecto a los cambios observables en las condiciones económicas locales y nacionales que se relacionen con el incumplimiento en los pagos.

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 en el año actual

Las 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 2015 o posteriormente, no han tenido un efecto significativo.

2.20 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	Enero 1, 2017
Modificaciones a la NIIF 11	Contabilización de adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas	Enero 1, 2016
Modificaciones a la NIC 1	Iniciativas de revelación	Enero 1, 2016
Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38	Clarificación de los métodos aceptables de depreciación y amortización	Enero 1, 2016
Modificaciones a las NIIF	Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014	Enero 1, 2016

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

NIIF 9 Instrumentos financieros

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

- Requerimientos de deterioro para activos financieros y,

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

Los requisitos claves de la NIIF 9:

- Todos los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros, se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los periodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los periodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar) en otro resultado integral, y solo con el ingreso por dividendos generalmente reconocido en el resultado del periodo.
- En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por cambio en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del referido pasivo, se presente en otro resultado integral, a menos que, el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral genere una asimetría contable en el resultado del periodo. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados al resultado del periodo. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados se presenta en el resultado del periodo.
- Respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 establece un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, contrario al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, ya no es necesario que ocurra un evento antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.
- La NIIF 9 mantiene los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura, que en la actualidad se establecen en la NIC 39. De conformidad con la NIIF 9, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura son mucho más flexibles, específicamente, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras elegibles para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de “relación económica”. Ya no se requiere de una evaluación

retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

La Administración de la Entidad prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro no va a tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos, en relación con los activos financieros y pasivos financieros de la Entidad. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

NIIF 15 Ingresos Procedentes de contratos con los clientes

En mayo del 2014 se emitió la NIIF 15, que establece un modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

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

- Paso 1: identificar el contrato con los clientes.
- Paso 2: identificar las obligaciones de ejecución en el contrato.
- Paso 3: determinar el precio de la transacción.
- Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de ejecución en el contrato.
- Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o en la medida que) la entidad satisfaga la obligación.

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

La Administración de la Entidad prevé que la aplicación de la NIIF 15 en el futuro puede tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos y sus revelaciones. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIIF 11 Contabilización de adquisiciones de intereses en Operaciones Conjuntas

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan lineamientos para determinar cómo contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituya un negocio, según la definición de la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Específicamente, las modificaciones establecen que deberían aplicarse los principios relevantes de contabilidad de combinaciones de negocios de la NIIF 3 y de otras normas (por ejemplo, NIC 36 Deterioro de Activos, con respecto a la prueba de deterioro de una unidad generadora de efectivo a la que se ha

distribuido la plusvalía en una adquisición de una operación conjunta). Deben utilizarse los mismos requisitos para la formación de una operación conjunta si, y solo si, un negocio existente es aportado a la operación conjunta por una de las partes que participa en ella.

También se requiere a un operador conjunto, revelar la información relevante solicitada por la NIIF 3 y otras normas de combinación de negocios.

Las modificaciones a la NIIF 11 se aplican de manera prospectiva, para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. La Administración de la Entidad no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro pueda tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 1 Iniciativa de Revelación

Las modificaciones a la NIC 1 proporcionan algunas guías sobre como aplicar el concepto de materialidad en la práctica. Las modificaciones a la NIC 1 se aplican para periodos que inicien en o después del 1 de enero del 2016. La Administración la Entidad no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto significativo en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización

Las modificaciones a la NIC 16 prohíben a las entidades utilizar un método de depreciación para partidas de propiedad, planta y equipo basado en el ingreso. Mientras que las modificaciones a la NIC 38 introducen la presunción rebatible de que el ingreso no es una base apropiada para la amortización de un activo intangible. Esta presunción solo puede ser rebatida en las siguientes dos circunstancias:

- Cuando el activo intangible es expresado como medida de ingreso; o,
- Cuando se pueda demostrar que un ingreso y el consumo de beneficios económicos del activo intangible se encuentran estrechamente relacionados.

Las modificaciones se aplican prospectivamente para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. En la actualidad, la Entidad usa el método de línea recta para la depreciación de propiedades y equipo y el método de unidades de producción para las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. La Administración de la Entidad considera que los dos métodos son los más apropiados para reflejar el consumo de beneficios económicos inherentes a los respectivos activos; por lo tanto, la Administración de la Entidad no anticipa que la aplicación de estas modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38 tengan un impacto material en los estados financieros de la Entidad.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014 incluyen algunas modificaciones a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

- Las modificaciones a la NIIF 5 aclaran que cuando la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos) de mantenido para la venta a mantenido para su distribución a los propietarios (o viceversa), tal cambio se considera como una continuación del plan

original de la disposición y por lo tanto, no son aplicables los requerimientos establecidos en la NIIF 5 en relación con el cambio de plan de venta. Las enmiendas también aclaran las guías aplicables cuando se interrumpe la contabilidad de activos mantenidos para su distribución.

- Las modificaciones a la NIIF 7 proporcionan una guía adicional para aclarar si un contrato financiero de servicio corresponde a participación continua en la transferencia de un activo transferido, a efectos de la información a revelar de dicho activo.
- Las modificaciones de la NIC 19 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.

La Administración de la Entidad no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro puede tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos.

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 2015, 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 11.37%. 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 con el 35%), son menores al valor en libros de las inversiones de explotación y producción; razón por la cual, se determinó un deterioro de US\$50,2 millones.

- 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. 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 Gerencia 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.

Las obligaciones por prestaciones definidas de la Entidad se descuentan a una tasa establecida por referencia al rendimiento de mercado de los bonos emitidos por el Gobierno del Ecuador (al final del periodo sobre el que se informa).

- 3.3 Provisión para abandono de campos** - A la fecha de cierre de cada periodo, o en aquella fecha que se considere necesario, la Entidad efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el 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 7.69% (6.35% para el año 2014).

- 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 (aplicables para el año 2015) 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 (aplicables para el año 2015) 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 todas las diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Bancos	949	8,091
Inversiones temporales	<u>8,316</u>	<u>9,109</u>
Subtotal	9,265	17,200
Sobregiro bancario	—	<u>(7,393)</u>
Total, neto	<u>9,265</u>	<u>9,807</u>

Inversiones temporales - Al 31 de diciembre del 2015, corresponde principalmente a depósitos a corto plazo en bancos del exterior con vencimiento en enero del 2016 (en enero del 2015 para el año 2014), con una tasa de interés efectiva anual promedio del 0.01% para cada año.

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Secretaría de Hidrocarburos:</i>		
Contrato de prestación de servicios Bloque 16 y Bloque Tivacuno (1)	45,794	18,327
Contrato de cesión de capacidad garantizada de oleoducto	3,121	2,347
<i>Compañías relacionadas:</i>		
Repsol Netherlands Finance B.V. (2)	47,040	96,556
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTTSA	4,405	9,202
Cuentas por cobrar Socias y Consorcio Bloque 16	5,898	13,655
Otras	53	357
<i>Otras cuentas por cobrar :</i>		
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP		
Petroecuador	10,779	10,779
Otras cuentas por cobrar	2,796	2,517
Anticipo a proveedores	1,144	1,235
Provisión para cuentas dudosas (1)	<u>(29,254)</u>	<u>(11,698)</u>
Total	<u>91,776</u>	<u>143,277</u>

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	69,846	143,277
No corriente (I)	<u>21,930</u>	<u> </u>
Total	<u>91,776</u>	<u>143,277</u>

- (1) Al 31 de diciembre del 2015, debido a la reducción del precio internacional del petróleo, el Estado Ecuatoriano de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los Bloques 16 y Tivacuno, no ha cancelado la totalidad de las cuentas por cobrar por los servicios prestados; razón por lo cual, la Entidad en base a una evaluación de la recuperabilidad de dicha cuenta por cobrar, procedió a registrar una provisión para cuentas dudosas por US\$17.6 millones y registró como activos no corrientes US\$33 millones al valor recuperable estimado, cuyo efecto financiero al 31 de diciembre del 2015 fue de US\$9.4 millones.
- (2) Al 31 de diciembre del 2015, constituyen préstamos otorgados a la referida compañía, con vencimientos en febrero del 2016 (en febrero del 2015 para el año 2014), a una tasa de interés efectiva anual del 0.3289% (0.2324% para el año 2014).

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 2015 y 2014, 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 4,765 barriles de petróleo crudo para los dos años. Los barriles no vendidos al 31 de diciembre del 2015 y 2014, corresponden al remanente de la anterior modalidad contractual de participación (Ver Nota 1).

Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se registraron en resultados el consumo de materiales y repuestos por US\$4.3 millones y US\$4.2 millones, respectivamente.

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Inversiones de exploración y producción:</i>		
Inversiones de producción	759,378	744,737
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	780,424	765,783
Mobiliario y equipo	<u>2,508</u>	<u>2,362</u>
Total propiedades, planta y equipo	782,932	768,145
Amortización, depreciación y deterioro acumulados	<u>(744,623)</u>	<u>(660,599)</u>
Total, neto	<u>38,309</u>	<u>107,546</u>

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

	Inversiones de exploración y <u>producción</u>	Mobiliario y equipo	<u>Total</u>
<u>Costo:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2013	748,956	2,074	751,030
Adquisiciones	15,002	288	15,290
Ajuste de provisión para abandono de campos por actualización de la estimación	<u>1,825</u>	<u>-</u>	<u>1,825</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2014	765,783	2,362	768,145
Adiciones	15,936	146	16,082
Ajuste por cambio de tasa	(1,241)		(1,241)
Otros	<u>(54)</u>	<u>-</u>	<u>(54)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2015	<u>780,424</u>	<u>2,508</u>	<u>782,932</u>
<u>Amortización, depreciación y deterioro acumulados:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2013	(627,154)	(1,816)	(628,970)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(31,496)	(160)	(31,656)
Otros	<u>27</u>	<u>-</u>	<u>27</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2014	(658,623)	(1,976)	(660,599)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(33,669)	(144)	(33,813)
Deterioro (1)	<u>(50,211)</u>	<u>-</u>	<u>(50,211)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2015	<u>(742,503)</u>	<u>(2,120)</u>	<u>(744,623)</u>

- (1) Al 31 de diciembre del 2015, la Entidad registró una provisión de deterioro de las inversiones de exploración y producción por US\$50.2 millones, originado principalmente por la disminución de los 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 2015 y 2014, 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>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...					
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>7,023</u>	<u>6,992</u>	<u>7,699</u>	<u>8,899</u>	<u>2,707</u>	<u>3,215</u>
Bloque Tivacuno	<u>1,486</u>	<u>1,055</u>	<u>1,691</u>	<u>1,132</u>	<u>506</u>	<u>495</u>

8. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Proveedores	21,380	24,910
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. - compañía relacionada	4,597	11,355
<i>Otras cuentas por pagar:</i>		
Secretaría de Hidrocarburos	5,053	6,279
Beneficios a trabajadores	2,248	2,488
Participación a trabajadores	1,264	1,599
Ministerio de Hidrocarburos	<u>1,006</u>	<u>1,152</u>
Total	<u>35,548</u>	<u>47,783</u>

Secretaría de Hidrocarburos - Constituye el 12% de la participación sobre las utilidades del año 2015 por pagar a la Secretaría de Hidrocarburos para proyectos de inversión social (Ver Nota 2.11.2).

9. IMPUESTOS

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

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto al Valor Agregado - IVA	2,891	41
Crédito tributario de impuesto a la renta	<u>1,082</u>	<u>885</u>
Total	<u>3,973</u>	<u>926</u>

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar:		
Del año (Ver Nota 9.3)	1,938	3,098
Contingencias fiscales (1)		6,011
Retenciones de IVA	3,245	2,579
Impuesto al Valor Agregado - IVA por pagar	<u> </u>	<u>986</u>
Total	<u>5,183</u>	<u>12,674</u>
<i>Pasivos por impuestos no corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por contingencias fiscales y total	<u>19,371</u>	<u>32,264</u>

- (1) Al 31 de diciembre del 2014, corresponde a la provisión por el Acta de Determinación sobre el impuesto a la renta del año 2003. Dicho valor se liquidó durante el año 2014.

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente		6,011
No corriente	<u>19,371</u>	<u>32,264</u>
Total	<u>19,371</u>	<u>38,275</u>

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, los movimientos de la provisión para contingencias fiscales, fueron como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
SalDOS al comienzo del año	38,275	37,678
Provisión de costos financieros	1,060	597
Pagos - Aministría Tributaria (1)	(12,423)	
Pagos - Coactiva 2003	(1,986)	
Participación laboral (2)	<u>(5,555)</u>	<u> </u>
SalDOS al fin del año	<u>19,371</u>	<u>38,275</u>

- (1) Durante el año 2015, la Entidad se acogió a la Ley Orgánica de Remisión de Intereses, multas y recargos emitida en el suplemento del Registro Oficial N. 493 del 5 de Mayo del 2015, por las cuales pagó las siguientes diferencias determinadas en el impuesto a la renta de ejercicios anteriores y redimió el 100% de interés, multas y recargos:

<u>Año</u>	<u>Concepto</u>	<u>Valor</u>
2000	Impuesto a la renta e Impuesto al Valor Agregado - IVA	5,085
2001	Impuesto a la renta y anticipos	801
2002	Impuesto a la renta	<u>6,537</u>
	Total	<u>12,423</u>

Del acta de determinación de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno del año 2002 por US\$18.1 millones, la Entidad canceló US\$6.5 millones correspondiente a su participación en los consorcios.

- (2) Corresponde a una reclasificación de la provisión de contingencias de impuesto a la renta a provisión por contingencias para participación a trabajadores.

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<u>Bloque 16:</u>		
Pérdida antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	(82,189)	(21,656)
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>112,060</u>	<u>60,229</u>
Utilidad gravable (1)	<u>29,871</u>	<u>38,573</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	<u>6,572</u>	<u>8,486</u>
<u>Bloque Tivacuno:</u>		
Utilidad antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	3,867	7,017
Gastos no deducibles y otros	<u>2,052</u>	<u>(299)</u>
Utilidad gravable (1)	<u>5,919</u>	<u>6,718</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque Tivacuno	<u>1,303</u>	<u>1,478</u>
Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados de la Entidad	<u>7,875</u>	<u>9,964</u>

- (1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 22% sobre las utilidades sujetas a distribución y del 12% sobre las utilidades sujetas a capitalización

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 revisadas por parte de la autoridad tributaria las declaraciones de impuestos de la Entidad hasta el año 2005, y las declaraciones de los Consorcios hasta el año 2010. Son susceptibles de revisión las declaraciones de impuestos a partir del año 2012.

9.3 Movimiento de la provisión para impuesto a la renta - Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta fueron como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	3,098	6,056
Provisión del año	7,875	9,964
Pagos efectuados	(10,117)	(13,169)
Crédito tributario de impuesto a la renta del año anterior		(638)
Reclasificación a crédito tributario (Nota 9.1)	<u>1,082</u>	<u>885</u>
Saldos al fin del año (Nota 9.1)	<u>1,938</u>	<u>3,098</u>

Pagos efectuados - Corresponde al anticipo pagado, retenciones en el fuente, saldo inicial e impuesto a la renta por contingencias fiscales.

9.4 Saldos del impuesto diferido - Al 31 de diciembre del 2015, 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 2015:</u>			
<i>Bloque 16:</i>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción	2,973	(6)	2,967
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo		10,703	10,703
Efecto financiero de cuentas por cobrar comerciales		1,937	1,937
Provisión por abandono de campos	2,836	(17)	2,819
Provisión jubilación patronal	139	(139)	
Otras provisiones	<u>3,097</u>	<u>(45)</u>	<u>3,052</u>
Subtotal y pasan...	<u>9,045</u>	<u>12,433</u>	<u>21,478</u>

	Saldos al comienzo <u>del año</u>	Reconocido en los <u>resultados</u>	Saldos al fin <u>del año</u>
<i>Vienen...</i>	9,045	12,433	21,478
<i>Bloque Tivacuno:</i>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción	392	(125)	267
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo		343	343
Efecto financiero de cuentas por cobrar comerciales		145	145
Provisión por abandono de campos	140	151	291
Otras provisiones	<u>25</u>	<u>1</u>	<u>26</u>
Subtotal	<u>557</u>	<u>515</u>	<u>1,072</u>
 Total activo por impuesto diferido	 <u>9,602</u>	 <u>12,948</u>	 <u>22,550</u>

Al 31 de diciembre del 2014, los movimientos de activos por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo <u>del año</u>	Reconocido en los <u>resultados</u>	Saldos al fin <u>del año</u>
<u>Año 2014:</u>			
<i>Bloque 16:</i>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción	5,060	(2,087)	2,973
Provisión por abandono de campos	2,881	(45)	2,836
Provisión por contingencias	116	(116)	
Provisión jubilación patronal	139		139
Otras provisiones	<u>3,252</u>	<u>(155)</u>	<u>3,097</u>
Subtotal	<u>11,448</u>	<u>(2,403)</u>	<u>9,045</u>
 <u>Bloque Tivacuno:</u>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción	587	(195)	392
Provisión por abandono de campos	283	(143)	140
Otras provisiones	<u>25</u>	<u>—</u>	<u>25</u>
Subtotal	<u>895</u>	<u>(338)</u>	<u>557</u>
 Total activo por impuesto diferido	 <u>12,343</u>	 <u>(2,741)</u>	 <u>9,602</u>

Al 31 de diciembre del 2015, 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.

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<u>Bloque 16:</u>		
Pérdida según estados financieros antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	<u>(82,184)</u>	<u>(21,656)</u>
Impuesto a la renta	<u>(18,081)</u>	<u>(4,764)</u>
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>12,220</u>	<u>13,250</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>(5,861)</u>	<u>8,486</u>
Tasa efectiva de impuesto a la renta	<u>-</u>	<u>-</u>
<u>Bloque Tivacuno:</u>		
Utilidad según estados financieros antes del impuesto a la renta (incluye efecto de otro resultado integral)	<u>3,867</u>	<u>7,017</u>
Impuesto a la renta	<u>851</u>	<u>1,544</u>
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>(63)</u>	<u>(66)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>788</u>	<u>1,478</u>
Tasa efectiva de impuesto a la renta	<u>20%</u>	<u>21%</u>
Total impuesto a la renta cargado a resultados	<u>(5,073)</u>	<u>9,964</u>

9.6 Aspectos Tributarios

El 18 de diciembre de 2015 se emitió la Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público - Privadas y la Inversión extranjera, con el objetivo de establecer incentivos para la ejecución de proyectos bajo la modalidad de asociación público privada y establecer incentivos para promover el financiamiento productivo, la inversión nacional y la inversión extranjera, a continuación se detallan ciertos incentivos y reformas de carácter tributario establecidas en dicha Ley:

- Estarán exentos del impuesto a la renta los rendimientos y beneficios obtenidos por depósitos a plazo fijo en instituciones financieras nacionales, así como por inversiones en valores en renta fija que se negocien a través de las bolsas de valores del país o del Registro Especial Bursátil.

- Estarán exentos del impuesto a la salida de divisas los pagos realizados al exterior, por capital e intereses sobre créditos otorgados por instituciones financieras internacionales, o entidades no financieras especializadas calificadas por los entes de control correspondientes en Ecuador, que otorguen financiamiento con un plazo de 360 días y que sean destinados al financiamiento de vivienda, microcrédito o inversiones productivas.

10. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

La Entidad no dispone del estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2015, 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 2016. 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 y la Gerencia de la Entidad en Ecuador considera que los efectos del mismo, si hubieren, carecen de importancia relativa. Al 31 de diciembre del 2014, 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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Jubilación patronal	4,008	4,223
Bonificación por desahucio	<u>1,419</u>	<u>1,174</u>
Total	<u>5,427</u>	<u>5,397</u>

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
SalDOS al comienzo del año	4,223	3,477
Costo de los servicios del período corriente	650	715
Costo por intereses	273	242
Pérdidas actuariales	458	154
Ganancias sobre reducciones	(288)	(357)
Pagos	<u>(1,308)</u>	<u>(8)</u>
SalDOS al fin del año	<u>4,008</u>	<u>4,223</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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	1,174	1,275
Costo de los servicios del período corriente	205	229
Costo por servicios pasados	212	
Costo por intereses	75	88
Pérdidas (ganancias) actuariales	297	(2)
Pagos	<u>(544)</u>	<u>(416)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,419</u>	<u>1,174</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 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\$466 mil (aumentaría por US\$521 mil).

Si los incrementos salariales esperados (aumentan o disminuyen) en un 0.5%, la obligación por beneficios definidos se incrementaría en US\$37 mil (disminuiría por US\$482 mil).

Si la esperanza de vida (aumenta o disminuye) por un año tanto para hombres como para mujeres, la obligación por beneficios definidos aumentaría en US\$156 mil (disminuiría en US\$157 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 produzcan 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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
	(en porcentaje)	
Tasa de descuento	6.31	6.54
Tasa esperada de incremento salarial	3.00	3.00

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

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Costo actual del servicio	855	944
Intereses sobre la obligación	348	330
Pagos (1)	(1,852)	(424)
Ganancias provenientes de reducciones	<u>(76)</u>	<u>(357)</u>
Total	<u>(725)</u>	<u>493</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2015, corresponde principalmente a pagos por desahucio por US\$544 mil y US\$1.3 millones por jubilación patronal y liquidaciones de personal.

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, los importes reconocidos en otro resultado integral correspondientes a ganancias actuariales fueron de US\$755 mil y US\$152 mil, respectivamente.

12. PROVISIONES

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Provisiones para contingencias	16,429	16,654
Provisión para abandono de campos	14,141	14,517
Otras provisiones	<u>1,789</u>	<u>1,551</u>
Total	<u>32,359</u>	<u>32,722</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	1,953	7,873
No corriente	<u>30,406</u>	<u>24,849</u>
Total	<u>32,359</u>	<u>32,722</u>

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

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corriente (1)	1,953	7,873
No corriente	<u>14,476</u>	<u>8,781</u>
Total	<u>16,429</u>	<u>16,654</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde a la provisión por el Acta de Determinación sobre el impuesto a la renta del año 2001 (la cual tiene efecto en la participación a trabajadores), que se presenta como un saldo corriente al 31 de diciembre del 2014, al considerarse que es probable su liquidación en el corto plazo (Ver Nota 21). También se incluye dentro del saldo, la provisión por probable ejecución de la garantía bancaria presentada dentro del juicio del Bloque 16 año 2003. Al 31 de diciembre del 2014, corresponde a la provisión por el Acta de Determinación sobre el impuesto a la renta del año 2001 y 2003 (la cual tiene efecto en la participación a trabajadores), que se presenta como un saldo corriente al 31 de diciembre del 2014.

- 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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	14,517	11,816
Ajuste por cambio de tasa y estimación	(1,295)	1,825
Actualización financiera	<u>919</u>	<u>876</u>
Saldos al fin del año	<u>14,141</u>	<u>14,517</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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Activos financieros medidos al costo amortizado:</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Ver Nota 4)	9,265	17,200
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar neto de anticipos (Ver Nota 5)	<u>90,632</u>	<u>142,042</u>
Total	<u>99,897</u>	<u>159,242</u>
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Pasivos financieros medidos al costo amortizado:</i>		
Sobregiro bancario (Ver Nota 4)		7,393
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 8)	<u>35,548</u>	<u>47,783</u>
Total	<u>35,548</u>	<u>55,176</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.

En el año 2015, la Entidad recibió instrucciones de su Casa Matriz para compensar el déficit acumulado al 31 de diciembre del 2014 por US\$ 140.9 millones con el saldo de las contribuciones de Casa Matriz y los resultados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF.

14.3 Déficit Acumulado:

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Déficit acumulado	(73,249)	(149,686)
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF (Ver Nota 14.2)	—	<u>8,747</u>
Total	<u>(73,249)</u>	<u>(140,939)</u>

El saldo de la siguiente cuenta surge de la aplicación por primera vez de las NIIF, el cual según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías del Ecuador el 14 de octubre del 2011, podrá ser utilizado de la siguiente forma:

Resultados Acumulados Provenientes de la Adopción Por Primera Vez de las NIIF de las cuentas de Ecuador - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El saldo acreedor sólo podrá ser capitalizado en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio económico concluido, si las hubieren; utilizado en absorber pérdidas; o devuelto en el caso de liquidación de la Entidad.

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, DEPRECIACIÓN Y DETERIORO

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Pérdida por deterioro (Nota 3.1)	50,211	
Amortización de las inversiones de exploración y producción	33,669	31,496
Depreciación de mobiliario y equipo	<u>144</u>	<u>160</u>
Total	<u>84,024</u>	<u>31,656</u>

17. COSTOS FINANCIEROS

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Costo financiero de provisiones por contingencias fiscales	1,060	13,733
Actualización financiera de provisión para abandono de campos	919	876
Otros	<u>202</u>	<u>411</u>
Total	<u>2,181</u>	<u>15,020</u>

18. OTROS GASTOS

Al 31 de diciembre del 2015, corresponde principalmente a la provisión para cuentas dudosas por US\$17.6 millones (Ver Nota 5). Al 31 de diciembre del 2014, corresponde principalmente al pago de contingencias fiscales.

ESPACIO EN BLANCO

19. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Recuperación de cuentas por servicios prestados mediante la entrega de petróleo crudo:</i>		
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTTSA	<u>78,552</u>	<u>143,333</u>
<i>Pago de capacidad garantizada:</i>		
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	<u>54,237</u>	<u>57,895</u>
<i>Operaciones Consorciales:</i>		
Reembolsos de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno	<u>32,655</u>	<u>21,693</u>
<i>Ingreso por honorarios</i>	<u>1,089</u>	<u>1,260</u>

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

20. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Entidad, al 31 de diciembre del 2015, 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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	627,834	561,827
Total pasivos	108,639	125,063
Ingresos	340,630	391,690
Costos y gastos de operación	216,157	233,773
<i>Participación</i>	35%	35%
<i>Valores reconocidos por la Entidad:</i>		
Total activos	162,835	203,804
Total pasivos	43,355	69,719
Ingresos	119,877	138,061
Costos y gastos de operación	81,301	81,820

Los saldos y transacciones de la Entidad representan la participación proporcional en los Consorcios y transacciones propias de la Entidad. Salos y transacciones comunes entre los Consorcios y la Entidad han sido eliminados.

21. CONTINGENCIAS

Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador

- Convenio Shushufindi - El 18 de agosto de 1999, YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador, en calidad de operador del Bloque 16 y del  rea Tivacuno firmó un Convenio de cooperación mutua con Petroproducción por lo que entregó US\$23 millones por este concepto, valor que no fue compensado por Petroecuador. En el mes de abril de 2007, el nuevo operador, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y  rea Tivacuno (formado en el año 2006, a través del cual la Sucusal participaba como socia en los contratos petroleros de ambos bloques, y que en el año 2012 se separ  en los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno), firmó un acta de compensación de cuentas con Petroecuador relacionadas con el referido convenio a través del cual se compensaron US\$18.5 millones entre las cuentas por cobrar y por pagar que se mantenían con Petroecuador. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, el Consorcio tiene pendiente de liquidar US\$5 millones que se encuentran totalmente provisionados. Se efectúan acciones tendientes a liquidar los valores pendientes con Petroamazonas, entidad que finalmente ha sido delegada para tal efecto.
- Proceso Auca, Yulebra, Culebra - Petroecuador reclama el pago de US\$1 mill n por información provista a Repsol YPF dentro de un fallido proceso de licitación convocado por Petroecuador. Repsol 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 Repsol. 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. Para litigar dentro del proceso coactivo se consign  el valor reclamado a fin de viabilizar la defensa.

Finalmente, se solicitó que se remita consulta a la Corte Nacional a fin de que dirima la competencia para conocer la causa. Se negó el pedido y de conformidad con la Ley de Fomento Ambiental, el Juez declaró archivado el proceso. Se apeló de esta providencia. Se negó la apelación. Se presentó recurso de hecho, el cual fue aceptado, por lo que el proceso será remitido a la Corte Provincial de Justicia de Pichincha. El proceso se encuentra en la Sala Civil de la Corte Provincial en estado de resolución.

Durante el año 2012, la Entidad recuperó US\$1 mill n de los valores retenidos por vía coactiva.

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

En el proceso 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 jurídico contenciosos en defensa de sus intereses.

En virtud de la aplicación de pagos 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 (Ver Nota 9.1).

Actualmente se encuentra pendiente el desembolso relacionado con la participación laboral por los años 2000, 2001 y 2002, provisionados en su totalidad, por US\$ 3,3 millones, US\$900 mil y US\$4.8 millones, respectivamente; y que cuyos procesos judiciales fueron desistidos formalmente conforme al requisito establecido en la Ley de Amnistía Fiscal.

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 el 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 jurídico 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 de los montos confirmados 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.

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, la Entidad ha registrado provisiones por los conceptos valorados como probables por US\$18.33 millones y US\$2.07 millones, respectivamente (incluido intereses).

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 jurídico contenciosos en defensa de sus legítimos intereses. Al 31 de diciembre del 2015, la Entidad tiene registrado provisiones por los conceptos determinados como probables por US\$8.57 millones. Sobre los importantes 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.

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 2015 y 2014, la Entidad no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos 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.

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 al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno 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 en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se ha dispuesto la apertura del término probatorio dentro del cual la Entidad ha solicitado las pruebas pertinentes.

- Topping Plant - La Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno 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 del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. La causa a pesar de estar en estado de que se dicte sentencia y ha transcurrido el plazo establecido por la Ley no ha sido resuelta, por lo que se ha procedido a recurrir a los jueces.

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, el Consorcio Bloque 16 (en el cual la Entidad participa como socia) 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.

Demandas laborales - Al 31 de diciembre del 2015, la Entidad mantiene en proceso 3 demandas laborales en su contra las mismas que han sido estimadas como contingencias posibles por parte de la administración en consulta con su asesor legal y que ascienden aproximadamente a US\$0,7 millones.

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. Durante el año 2015, el promedio diario de barriles de petróleo crudo transportados fue de 28,406 (32,710 barriles de petróleo crudo para el año 2014).

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

Entre el 31 de diciembre del 2015 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 4 del 2016) 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 2015 han sido aprobados por la Administración en febrero 22 del 2016 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.
