

(1) **Entidad que Reporta**

Condor Servicios Petroleros CONSEPETRO S.A. se constituyó el 05 de enero de 2018 según estatuto registrado en la Superintendencia de Compañías e inscrita en el Registro Mercantil el 10 de enero del mismo año. El domicilio principal es en el Cantón Quito, Provincia de Pichincha, República del Ecuador. La Compañía está sometida al control y vigilancia de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros de la República del Ecuador.

Su actividad principal es la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento para la Ejecución de Actividades de Perforación y Completación de Pozos, Reactivación de Pozos Cerrados; y, Construcción y ampliación de Facilidades Requeridas en los Campos Drago y Guanta Dureno operados por Petroamazonas EP.

Mediante Oficio No. CAMPOSMENORES-OFI-2017-020 de fecha 02 de octubre de 2017, Petroamazonas EP, notifico que la Oferta realizada por el campo Drago quedo en tercer lugar, por lo que ingresamos a la etapa de Negociación con Petroamazonas EP.

Mediante Oficio No. CAMPOSMENORES-OFI-2017-021 de fecha 02 de octubre de 2017, Petroamazonas EP, notifico que la Oferta realizada por el campo Guanta Dureno quedo en primer lugar, por lo que ingresamos a la etapa de Negociación con Petroamazonas EP.

Con Oficio No. 003-MENORES-OF-2017 de fecha 18 de octubre de 2017 Petroamazonas EP comunico la designación de la comisión de negociación de las Ofertas y Términos contractuales para el Proceso de Campos menores.

Con fecha 18 de octubre de 2017 Con Oficio No. 009-MENORES-OF-2017 Petroamazonas EP comunico el cronograma de negociaciones para los campos Drago y Guanta Dureno.

Con Fecha 20 de octubre de 2017 mediante el Oficio ECU-Q-CPVEN-354-2017, CPVEN Servicios Petroleros LTD notificó a Petroamazonas EP su comisión de negociación.

Con fecha 18 de octubre de 2017 la comisión de negociación suscribió con la Compañía el acta de negociación, en la cual se estableció la línea referencial y plan de inversiones y actividades.

Una vez terminadas las negociaciones de las ofertas y términos contractuales con fecha 8 de diciembre de 2018 la comisión de negociación comunica que se firmaran con la Compañía las actas de negociación.

Con fecha 15 de diciembre 2018 se firman las actas de negociación de los contratos de Drago y Guanta Dureno, en las cuales se aceptan los términos contractuales y las tarifas de los servicios.

La Comisión de Negociación de Petroamazonas EP, resolvió adjudicar los contratos a CPVEN Servicios Petroleros LTD de los Campos Drago y Guanta Dureno.

CPVEN Servicios Petroleros LTD a su vez creo la Compañía Condor Servicios Petroleros Consepetro S.A. para la suscripción de los Contratos.

Con fecha 19 de febrero de 2018 se firmaron los referidos contratos con la Compañía mediante lo cual se asignó los Campos Petroleros: Drago y Guanta Dureno. El plazo de los contratos es de 10 años. En el caso que las partes acuerden un plan de actividades contingentes antes que expire el plazo de vigencia de los contratos, las partes podrán acordar un plazo adicional no mayor a cinco años.

La fecha efectiva de inicio de actividades del contrato es el 19 de junio de 2018.

Para el cumplimiento del objeto contractual, la Compañía está obliga a proporcionar servicios principales y servicios suplementarios en los campos asignados. Un detalle de los referidos servicios es como sigue:

Servicios Principales:

Son el conjunto de trabajos y servicios específicos requeridos para la ejecución de las Actividades comprometidas y para la ejecución de las Actividades Contingentes por parte de la Contratista, durante el

Plazo de Vigencia, conforme lo previsto en este Contrato, como: a) perforación y completación de pozos de desarrollo (ya sean verticales, direccionales, horizontales, multilaterales o reentradas); b) actividades de inversión de intervención de pozos (workovers) únicamente para los pozos que hayan sido perforados por la Contratista, incluyendo fracturas hidráulicas, apertura de nuevas zonas o yacimientos, completaciones duales, completaciones inteligentes; c) reactivación de pozos cerrados seleccionados entre PETROAMAZONAS y la Contratista; y d) facilidades requeridas para el desarrollo de las actividades anteriormente descritas.

La contratista tendrá exclusividad para la prestación de servicios principales en el área de actividades conforme a lo previsto por los contratos.

Servicios Suplementarios:

Son el conjunto de servicios específicos, distintos a los Servicios Principales, que están vinculados a las tareas de Operación del Área de Actividades a cargo de PETROAMAZONAS EP que la Contratista podrá ejecutar en el Área de actividades.

Contraprestación por los Servicios Principales:

Las partes establecieron como contraprestación de los servicios prestados el pago mensual de las tarifas por barril de petróleo extraído por las operaciones realizadas por la Compañía, que se encuentran detalladas en los contratos y tiene vigencia por el plazo de estos.

Los ingresos se calculan mediante la tarifa por actividades comprometidas multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior.

Contraprestación por los Servicios Suplementarios:

Como contraprestación por cada Servicio Suplementario efectivamente prestado, PETROAMAZONAS deberá pagar en dólares a la Contratista el "Precio del Servicio Suplementario" que será el precio acordado por las Partes, mismo que será consistente con los precios y condiciones del mercado. Los servicios suplementarios deben ser acordados previamente entre las partes y solicitados mediante órdenes de compra.

Tarifa por Actividades Comprometidas:

Las partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de una tarifa por actividades comprometidas en las áreas asignadas tomando como referencia el valor promedio de los precios de cierre diarios reportados en el marcador del West Texas Intermediate (WTI) correspondiente al mes de facturación.

Obligaciones de la Contratista:

Un resumen de las principales obligaciones de la Contratista es como sigue:

- Ejecutar todas las Actividades y prestar todos los Servicios contemplados en el Contrato actuando de manera prudente, diligente y segura, utilizando las mejores prácticas, empleando personal idóneo y capacitado requerido para cada Servicio y/o Actividad, cumpliendo con los plazos contemplados en el Contrato, mediante la utilización de tecnología moderna y generalmente aceptada en la industria petrolera internacional, de conformidad con el Régimen Legal y los Estándares de la Industria Petrolera Internacional.
- Ejecutar todas las Actividades y los Servicios a su propia cuenta y riesgo, aportando la tecnología, asistencia técnica, capital, equipos, bienes, maquinarias y servicios necesarios para la ejecución y prestación de estos.

- **Perforación y competición de pozos nuevos:** La Contratista a su propia cuenta y riesgo, aportando la tecnología, asistencia técnica, capital, equipos, bienes, maquinarias y servicios necesarios para la ejecución y prestación de estos, realizará la perforación y completación de pozos nuevos conforme a lo determinado en el Plan de Actividades Comprometidas, realizando los mejores esfuerzos para que el pozo entre en producción. La Contratista a su costo y riesgo realizará trabajos adicionales que permitan a este pozo nuevo entrar en producción. En caso de que el pozo se declare seco, la Contratista correrá con todos los costos y gastos de abandono.

Ejecutar oportunamente:

- Todas las Actividades Comprometidas en el Plan de Actividades Comprometidas, y todas las Actividades Contingentes que acuerden las Partes en los respectivos Planes de Actividades Contingentes. En este sentido, la Contratista deberá iniciar la ejecución de las Actividades Comprometidas conforme lo detallado en el Plan de Actividades Comprometidas en la Fecha Efectiva.
- Proveer los Servicios Suplementarios que PETROAMAZONAS EP necesitare ejecutar para su Operación en el Área de Actividades, en los términos y condiciones que acordaren las Partes en una orden de trabajo aceptada por la Contratista y de conformidad con este Contrato.
- La Contratista deberá implementar un programa de capacitación (el "Programa de Capacitación") para el personal de PETROAMAZONAS EP, con el objeto de brindar capacitación, entrenamiento y transferencia de conocimientos tecnológicos en actualización de tecnologías, mejores prácticas y avances de la industria petrolera, y demás cuestiones relacionadas.
- La Contratista deberá realizar, a su propia cuenta y riesgo, el diseño, construcción, pre-comisionado, comisionado y puesta en marcha de todas las facilidades principales y auxiliares de producción y que sean necesarias de cada Pozo y/o aquellas incluidas en un Programa Anual de Actividades.
- Informar con la debida anticipación a PETROAMAZONAS EP los proyectos que requieren Licencia Ambiental en la ejecución de los Servicios.

Auditorías Ambientales:

Diagnostico Ambiental.

Para los efectos de este Contrato PETROAMAZONAS como Operadora del Área de Actividades ha identificado la necesidad de establecer un Diagnostico Ambiental.

Diagnóstico ambiental, es el estudio técnico por el cual se identifican los Pasivos Ambientales existentes a la Fecha Efectiva del contrato.

Auditoría Ambiental Final:

La última Auditoría Ambiental se la ejecutara dentro de los seis (6) meses antes del vencimiento del Plazo de Vigencia del Contrato. En caso de que se produzca una terminación anticipada del Contrato, dentro de los seis (6) meses inmediatos posteriores a la fecha en que el Contrato hubiere sido terminado anticipadamente, se ejecutara la Auditoría Ambiental Final.

ADENDUMS MODIFICATORIOS

- Primera Adenda se firmó el 01 de junio de 2018.
Ajuste a varias cláusulas contractuales.
- Segunda Adenda se firmó 07 de septiembre 2018.
Cambio en la cláusula de Arbitraje.

- Tercera Adenda se firmó 19 de diciembre 2018.
Cambio en el marcador para el cálculo de la tarifa pasa a ser Cushing Oklahoma (WTI).

(2) **Bases de Preparación de los Estados Financieros**

(a) **Declaración de Cumplimiento**

Los estados financieros adjuntos han sido preparados de conformidad con lo previsto en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Estos estados financieros fueron autorizados para su emisión por la Administración de la Compañía el 31 de mayo de 2019 y según las exigencias estatutarias serán sometidos a la aprobación de la junta de accionistas.

(b) **Bases de Medición**

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del principio del costo histórico.

El costo histórico generalmente constituye el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

(c) **Bases de Contabilización de Negocio en Marcha**

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que la Compañía podrá realizar sus activos y cancelar sus pasivos en el curso normal de negocios.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía mantiene pérdidas acumuladas por US\$3,424,801 y los pasivos corrientes exceden a los activos corrientes en US\$28,001,623. Esta situación se debe principalmente a que al ser nuestro primer año de operaciones la compañía ha efectuado grandes inversiones para dar cumplimiento a los compromisos de actividades contempladas en el Anexo C de los Contratos firmados con Petroamazonas.

(d) **Moneda Funcional y de Presentación**

Los estados financieros están presentados en dólares de los Estados Unidos de América, que constituye la moneda funcional de la Compañía. Toda la información se presenta en tal moneda, excepto cuando se indica de otra manera.

(e) **Uso de Juicios y Estimados**

La preparación de estados financieros de acuerdo con lo previsto en las NIIFs requiere que la Administración de la Compañía realice juicios, estimaciones, y supuestos que afectan la aplicación de políticas de contabilidad y los montos reportados de activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales pudieran diferir de tales estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

i. **Juicios**

La Administración informa que no existen juicios críticos en la aplicación de políticas de contabilidad, que pudieran tener el efecto más importante sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

ii. **Supuestos e Incertidumbres en las Estimaciones**

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material por el año que terminará el 31 de diciembre de 2018, corresponde a:

Volumen de Barriles de Crudo

El volumen de barriles estimados de producción como consecuencia de las actividades de optimización ejecutadas, a ser producidas durante la vigencia del contrato, son cantidades estimadas determinadas de acuerdo a estudios efectuados por profesionales independientes, que pueden ser económica y legalmente extraídas por la Compañía en los yacimientos aprobados y que exceden de la producción establecida para las actividades comprometidas.

Las estimaciones del volumen de barriles de producción no son exactas y son sujetas a revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contable financieras que se basan en el volumen de barriles estimados de producción también están sujetas a cambio.

A los fines de estimar el volumen de barriles de producción, se requieren estimaciones sobre varios factores tales como: geológicos; técnicos y económicos, incluyendo cantidades; técnicas de producción; tasas de recuperación; costos de producción; costos de transporte; demanda y precios de commodities y tasas de cambio, entre otros.

Estimar la cantidad y/o grado de los barriles a ser producidos requiere determinar el tamaño, forma y la profundidad de los yacimientos o campos que se determinen mediante el análisis de datos geológicos, así como muestras de perforación. Este proceso puede requerir juicios geológicos complejos y difíciles de interpretar.

Debido a que los supuestos económicos cambian de un período a otro y que se siguen generando datos geológicos adicionales durante el curso de las operaciones; las estimaciones del volumen de barriles de producción pueden variar de un período a otro.

Los cambios en los volúmenes de producción reportados pueden afectar la recuperación del valor en libros de las inversiones debido a los cambios en la estimación de los flujos futuros y el gasto de agotamiento registrado en resultados, ya que es determinado en función de unidades de producción basado en los volúmenes de barriles estimados de producción.

iii. Medición de Valores Razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de acuerdo con lo previsto por las NIIF requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Compañía utiliza la medición de los valores razonables principalmente para propósitos de: (i) reconocimiento inicial; (ii) revelación; y (iii) cuando existen indicios de deterioro tratándose de activos no financieros.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo la Compañía utiliza datos de mercados observables siempre que sea posible. De acuerdo con lo previsto en las NIIF los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en las variables usadas en las técnicas de valoración, como sigue:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivados de los precios).
- Nivel 3: datos para el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables.

Si las variables usadas para medir el valor razonable de un activo o pasivo pueden clasificarse en niveles distintos de jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de jerarquía del valor razonable de la variable de nivel más bajo que sea significativa a la medición total. Cualquier transferencia entre los niveles de jerarquía del valor razonable se reconoce al final del período en el cual ocurrió el cambio.

(3) **Resumen de las Principales Políticas Contables**

(a) **Clasificación de Saldos Corrientes y no Corrientes**

La Entidad presenta los activos y pasivos en el estado de situación financiera clasificados como corrientes y no corrientes

Un activo se clasifica como corriente cuando la entidad:

- Espera realizar el activo o tiene la intención de venderlo o consumirlo en su ciclo normal de operación;
- Mantiene el activo principalmente con fines de negociación;
- Espera realizar el activo dentro de los doce meses siguientes después del período sobre el que se informa; o
- El activo es efectivo o equivalente al efectivo a menos que este se encuentre restringido y no pueda ser intercambiado ni utilizado para cancelar un pasivo por un período mínimo de doce meses después del cierre del período sobre el que se informe.

Todos los demás activos se clasifican como no corrientes.

Un pasivo se clasifica como corriente cuando la Entidad:

- Espera liquidar el pasivo en su ciclo normal de operación;
- Mantiene el pasivo principalmente con fines de negociación;
- El pasivo debe liquidarse dentro de doce meses siguientes a la fecha de cierre del período sobre el que se informa; o
- No tiene un derecho incondicional para aplazar la cancelación del pasivo durante, al menos, los doce meses siguientes a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

(b) **Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo para propósitos de estado de flujos de efectivo constituye los saldos disponibles en caja, bancos y depósitos a plazo en Compañías Financieras cuyo plazo es menor a los 90 días y están sujetos a disposición inmediata.

(c) **Instrumentos Financieros**

Los instrumentos financieros activos y pasivos financieros y derivados se clasifican de acuerdo con las características y la finalidad de cada instrumento financiero, tal como lo requieren las NIIFs. La clasificación depende del propósito para el cual se adquieren los activos o contrataron los pasivos o las coberturas la cual se determina a la fecha de su reconocimiento inicial.

i. **Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados - Reconocimiento y Baja**

La Compañía reconoce inicialmente los préstamos y partidas por cobrar y los instrumentos de deuda en la fecha en la cual se originan. Los otros activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de contratación.

La Compañía da de baja un activo financiero cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo derivados del activo expiran, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales del activo financiero en una transacción en la cual se transfieren substancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad del activo financiero.

Cualquier participación en los activos financieros transferidos que sea creada o retenida por la Compañía, se reconoce como un activo o pasivo separado. La Compañía da de baja un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o han expirado.

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, la Compañía cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

ii. Activos Financieros no Derivados – Medición

Préstamos y Partidas por Cobrar

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

Posterior al reconocimiento inicial, los préstamos y partidas por cobrar se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos las pérdidas por deterioro. Los préstamos y partidas por cobrar se componen de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

iii. Pasivos Financieros no Derivados – Medición

Los pasivos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles. Posterior al reconocimiento inicial, estos pasivos financieros se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

La Compañía tiene los siguientes otros pasivos financieros: acreedores comerciales, cuentas por pagar a partes relacionadas y otras cuentas por pagar.

(d) Propiedades y Equipos

i. Reconocimiento y Medición

Las partidas de propiedades y equipos son valoradas al costo menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. Cuando partes significativas de una partida de propiedades y equipos poseen vidas útiles distintas, son registradas de forma separada como un componente integral del activo.

Cualquier ganancia o pérdida de la disposición de un elemento de propiedades y equipos se reconoce en resultados.

ii. Costos Posteriores

Mejoras y renovaciones mayores que incrementen la vida útil del activo, son capitalizados sólo si es probable que se deriven de ellos beneficios económicos futuros para la Compañía y su costo puede ser estimado de manera fiable.

iii. Depreciación

La depreciación de los elementos de propiedades y equipos se calcula sobre el monto depreciable que corresponde al costo de un activo menos su valor residual.

La depreciación es reconocida en resultados con base en el método de línea recta, considerando la vida útil estimada para cada componente de las propiedades y equipos. El método de depreciación y las vidas útiles son revisadas en cada ejercicio y se ajustan si es necesario.

Las vidas útiles estimadas para los períodos actuales y comparativos son los siguientes:

<u>Tipo de bienes</u>	<u>Años</u>
Instalaciones y adecuaciones	10
Maquinaria y equipo	10
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	5
Equipos de computación	3

iv. Retiro y venta

El costo y la depreciación acumulada de la propiedad y equipó retirados se reducen de las cuentas respectivas y la diferencia se reconoce en los resultados del ejercicio en el cual se origina la transacción.

Cuando el valor en libros de un activo fijo excede a su monto recuperable, este es reducido inmediatamente hasta su valor recuperable.

(e) Inversión de desarrollo y producción

Las inversiones de producción y desarrollo se contabilizan al costo histórico aplicando el método de esfuerzos exitosos dado que las NIIF no incluyen normas específicas relacionadas con la industria petrolera, mediante el cual el tratamiento contable de los diferentes costos es el siguiente:

Los pozos se clasifican como "comercialmente explotables" solo si se espera que generen un volumen de reservas que justifiquen su desarrollo comercial en función de las condiciones que prevalecen cuando los costos son reconocidos. Los costos de perforación incurridos hasta el descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son capitalizados como "inversiones de producción".

Los gastos de desarrollo incurridos en la extracción de las reservas probadas y en el procesamiento y almacenamiento de petróleo (incluidos los gastos incurridos en la perforación de pozos productivos en fase de desarrollo, sistemas de recuperación mejorada, etc.) se reconoce como activos de "inversiones de producción y desarrollo". Al final de cada trabajo de perforación la Compañía evalúa si los pozos fueron o no exitosos antes de su capitalización.

La Compañía realizará un análisis para la activación de los diferentes pozos anualmente, y por consiguiente se debe definir la amortización de la misma en este periodo de tiempo.

Por otro lado, cuando se realizan reacondicionamientos posteriores al reconocimiento inicial, dichos rubros se deben registrar en el estado de resultados de la compañía debido a que corresponden a gastos para mantener la producción de los pozos.

i. Reconocimiento y Medición Inicial

El método con el que se va a trabajar en la contabilidad de la Compañía es el de los esfuerzos exitosos, este método permite mantener un reflejo más real sobre las operaciones de la Compañía, cargando al resultado del año los desembolsos incurridos en actividades comprometidas por primera vez que fueron no exitosas. Consecuentemente se realizará la activación de las actividades que fueron exitosas, para su posterior amortización de forma trimestral, de acuerdo con la normativa tributaria se lo debe realizar anualmente, dichas diferencias se deben manejar vía conciliación tributaria como impuestos diferidos.

Por otro lado, solo se podrán activar los trabajos realizados en cada uno de los pozos hasta que comiencen a ser productivos y sean reactivados, es decir los pozos que se encuentran documentados con acta de entrega y que se encuentren debidamente aceptados y transferidos al operador.

De acuerdo a las normas internacionales de contabilidad NIC 16 "un activo es un recurso controlado por la empresa, como resultado de sucesos pasados, de los cuales la empresa espera obtener beneficios futuros". Consecuentemente se registrará como parte de las

inversiones de desarrollo y producción a todos los costos que sean por objeto del contrato y que permitan que la Compañía pueda obtener flujos futuros y estos se registrarán al costo utilizando el método de esfuerzos exitosos.

El registro de las inversiones de desarrollo y producción se lo debe realizar al costo y debe clasificarse según se indica posteriormente en la unidad de cuenta y clasificación por proyecto AFP (Fondos para Proyectos) y centro de costos diferenciando cada uno de los campos petroleros objeto del contrato, dentro del cual se deberán tomar en cuenta todos los costos y gastos que tienen por objeto la extracción del crudo de acuerdo a las especificaciones del contrato. En este caso la unidad de cuenta es cada uno de los campos.

ii. Costos Posteriores

Los costos posteriores tales como reacondicionamientos posteriores y gastos de mantenimiento se registrarán en el resultado del ejercicio actual.

iii. Reconocimiento y Medición Posterior

El reconocimiento posterior será con el modelo del costo, es decir el valor que se incurrió hasta que la actividad comprometida haya culminado y se haya capitalizado menos su amortización acumulada, y cualquier importe acumulado de las pérdidas por deterioro del campo. Con respecto al deterioro, se debe realizar un análisis de valor de uso en el momento en el que existen los indicios de algún tipo de deterioro.

iv. Amortización

Las inversiones capitalizadas se amortizan anualmente de la siguiente forma:

Las inversiones de desarrollo y producción se amortizan bajo el método de unidades de producción durante la vida comercial estimada del campo en función a la producción del año en proporción del volumen de petróleo crudo del campo al inicio del periodo de cada año.

El volumen neto de petróleo crudo producido (correspondiente a la producción total debido a que en este caso no existe una curva de producción previa) se calcula realizando una proyección de la producción esperada que va a tener la Compañía, para el registro de esta estimación se debe realizar la estimación del volumen de petróleo crudo, para lo que se requiere un estudio de reservas independiente que se debe realizar anualmente para la medición adecuada de las reservas que mantiene la compañía.

Cabe recalcar que de acuerdo a las normas internacionales de contabilidad se deben asociar con los ingresos devengados en cada período los costos y gastos incurridos para producir tales ingresos, registrando unos y otros simultáneamente en las cuentas de resultados, por esta razón para efectos contables se pueden comenzar a amortizar los pozos que se encuentren operando, pero para fines tributarios se debe apegar a la fórmula descrita en el reglamento de la LRTI como se explica a continuación:

La fórmula para el cálculo de la amortización es la siguiente, esta fórmula fue tomada del título 5, capítulo 3 del reglamento de la Ley de Régimen Tributario Interno (vigente al 31 de diciembre de 2018):

$$AK1 = \frac{INAK1}{VBK1} \times QK1$$

AK1= Amortización de las inversiones de optimización de la producción, durante el año fiscal K (anual o trimestral de acuerdo a NIIF).

INAK1 = Inversión de actividades de optimización de la producción no amortizada, al inicio del año fiscal K (Inversiones - amortizaciones) (anual o trimestral de acuerdo a NIIF).

VBK1 = Volumen de petróleo crudo medido en barriles reportado conjuntamente por las partes y de conformidad con el contrato de servicios integrados con financiamiento, que al inicio del año fiscal K, se estima producir en el área de actividades durante el plazo de vigencia remanente del contrato de que se trate, asociado a las actividades de optimización de la producción ejecutadas por la contratista (anual o trimestral de acuerdo a NIIF).

QK1 = Volumen neto de petróleo crudo producido en el año fiscal k dentro del área de actividades, medido en el centro de fiscalización autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, asociado a las actividades de optimización de la producción ejecutadas por la contratista, más la producción utilizada para consumo interno informada por la empresa pública de hidrocarburos (anual o trimestral de acuerdo a NIIF).

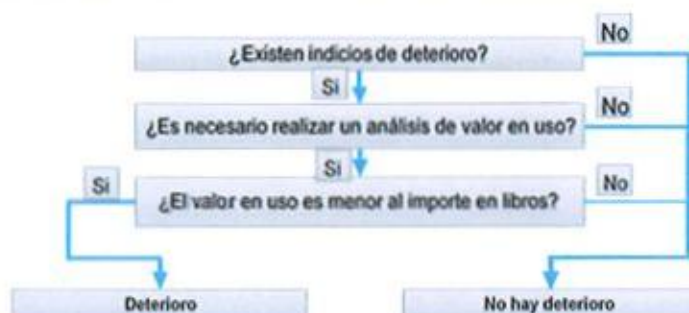
De acuerdo con la normativa tributaria vigente se deben realizar las activaciones de los esfuerzos exitosos de forma anual, pero de acuerdo a normas internacionales de información financiera (NIIF) los ingresos deben estar vinculados con los costos generados por la actividad, por esta razón contablemente se activarán con una periodicidad trimestral, en consecuencia, se generarán diferencias con la amortización tributaria, los efectos tributarios de estas diferencias deben ser tratadas como parte de la medición y cálculo del impuesto diferido.

v. Deterioro

Después del reconocimiento inicial se debe evaluar si existe algún indicio de deterioro con respecto a la unidad generadora de efectivo como se detalla a continuación:

En el caso de existir dichos indicios se debe realizar una evaluación para medir el posible impacto en caso de materializarse, esto ocurre cuando el importe en libros excede al importe recuperable, mismo que corresponde al mayor entre su valor razonable menos sus costos de disposición y su valor en uso.

A continuación, se explica el procedimiento a seguir para la evaluación del deterioro:



En caso de haber detectado algún tipo de deterioro, este se debe evaluar una vez al año y se debe determinar una misma fecha para realizar la evaluación por cada grupo de activos.

El valor en uso de una unidad generadora de efectivo se debe calcular en caso de haber indicios de deterioro, este se calcula estimado las entradas y salidas futuras de efectivo derivadas de la utilización continua y aplicando una tasa de descuento adecuada, por ejemplo, la tasa WACC, que puede ser aplicada en estas circunstancias.

En caso de que se detecte una pérdida, esta se debe reconocer en el resultado del periodo.

(f) Activos Arrendados

La clasificación del arrendamiento de activos depende si la Compañía asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Son clasificados como financieros cuando se asumen todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, en caso contrario se clasifican como operativos.

Los pagos realizados bajo un contrato de arrendamiento operacional se reconocen en resultados bajo el método de línea recta durante el período de arrendamiento.

Las mejoras hechas a los activos arrendados se reconocen como instalaciones y mejoras, se clasifican como propiedades y equipos y se deprecian por el menor de los lapsos entre la vida útil estimada del bien y la vigencia del contrato de arrendamiento operativo.

(g) Deterioro del Valor

i. Activos Financieros no Derivados

Los activos financieros son evaluados por la Compañía en cada fecha de presentación de los estados financieros, para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro.

La evidencia objetiva que un activo financiero está deteriorado puede incluir el incumplimiento de pago por parte de un deudor, la reestructuración de un valor adeudado a la Compañía en términos que ésta no consideraría en otras circunstancias, indicadores que el deudor o emisor se declarará en bancarrota, cambios adversos en el estado de pago del prestatario de la Compañía, desaparición de un mercado activo para un instrumento y datos observables que indican que existe un descenso medible en los flujos de efectivo esperados de un grupo de activos financieros.

La Compañía considera la evidencia de deterioro de los activos financieros medidos a costo amortizado (deudores comerciales y otras cuentas por cobrar) a nivel específico. La evaluación se realiza sobre la base de una revisión objetiva y sistemática de todas las cantidades pendientes de cobro al final de cada período y representa la mejor estimación de la Administración sobre las pérdidas en las cuales podría incurrirse por este concepto.

Una pérdida por deterioro relacionada con un activo financiero que se valora al costo amortizado se calcula como la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. Las pérdidas se reconocen en resultados y se reflejan en una cuenta de estimación para deterioro contra las partidas por cobrar.

Cuando la Compañía considera que no existen posibilidades realistas de recuperar el activo, los importes involucrados son castigados. Cuando un hecho posterior causa que el monto de la pérdida por deterioro disminuya, esta disminución se reconoce en resultados.

Las pérdidas por deterioro pueden ser revertidas únicamente si la reversión está objetivamente relacionada con un evento ocurrido después de que la pérdida por deterioro fue reconocida.

ii. Activos no Financieros

El importe en libros de los activos no financieros de la Compañía, diferentes a impuesto a la renta diferido, es revisado en la fecha del estado de situación financiera para determinar si existe algún indicio de deterioro.

Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos que no pueden ser probados individualmente, son agrupados juntos en el grupo más pequeño de activos llamados "unidad generadora de efectivo" que generan flujos de entrada de efectivo provenientes del uso continuo, los que son independientes de los flujos de entrada de efectivo de otros activos o unidades generadoras de efectivo.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el valor mayor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los gastos de venta. Para determinar el valor en uso, se descuentan los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de

descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos que puede tener el activo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el importe en libros de un activo o unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable. Las pérdidas por deterioro son reconocidas en resultados.

Las pérdidas por deterioro se revierten si existe un cambio en su importe recuperable. Cuando se revierte una pérdida por deterioro, el valor del activo no puede exceder al valor que habría sido determinado, neto de depreciación o amortización, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro.

(h) Beneficios a los Empleados

i. Beneficios Post-Empleo

Planes de Beneficios Definidos - Jubilación Patronal e Indemnización por Desahucio

La Compañía determina la obligación neta relacionada con el beneficio por jubilación patronal e indemnización por desahucio por separado, calculando el monto del beneficio futuro que los empleados han adquirido a cambio de sus servicios durante el período actual y períodos previos; ese beneficio se descuenta para determinar su valor presente.

El cálculo es realizado anualmente por un actuario calificado, usando el "Método Actuarial de Costeo de Crédito Unitario Proyectado", con el cual se atribuye una parte de los beneficios que se han de pagar en el futuro a los servicios prestados en el período corriente.

Las disposiciones legales no prevén la obligatoriedad de constituir fondos o asignar activos para cumplir con tales planes, por lo cual estos califican como planes de beneficios definidos sin asignación de fondos separados.

La Compañía reconoce en otros resultados integrales todas las ganancias o pérdidas actuariales que surgen de las nuevas mediciones de la obligación por los planes de beneficios definidos; el costo del servicio y el saneamiento del descuento se reconocen en resultados como gastos de beneficios a los empleados.

La Administración utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios, los cuales son definidos por la Compañía, utilizando información financiera pública y propia. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

Cuando tengan lugar mejoras o reducciones en los beneficios del plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con servicios pasados prestados por los empleados o la ganancia o pérdida por la reducción, será reconocida inmediatamente en resultados. La Compañía reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando ésta ocurre.

ii. Beneficios por Terminación Anticipada

Los beneficios por terminación anticipada se originan en el momento en el que el empleador decide terminar el contrato de prestación de servicios laborales en forma anticipada. La Compañía provisiona cuando existe la posibilidad real de una disminución de sus actividades o una reestructuración de sus operaciones; en el evento de que no se origine por los eventos antes mencionados y en los casos fortuitos los beneficios establecidos en las leyes laborales para la terminación anticipada se registran en los resultados en el momento que se origina.

iii. Beneficios a Corto Plazo

Las obligaciones por beneficios a corto plazo de los trabajadores son medidas sobre una base no descontada y son contabilizadas como gastos en la medida en la cual el empleado provee el servicio o el beneficio es devengado por el mismo.

Se reconoce un pasivo si la Compañía posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada de manera fiable. Las principales acumulaciones reconocidas por este concepto corresponden a bonos por desempeño y las establecidas en el Código de Trabajo del Ecuador tales como vacaciones, participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía, décimo tercera y décimo cuarta remuneración.

(i) Provisiones y Contingencias

Las obligaciones o pérdidas asociadas con provisiones y contingencias, originadas en reclamos, litigios, multas o penalidades en general, se reconocen como pasivo en el estado de situación financiera, cuando existe una obligación legal o implícita resultante de eventos pasados, es probable que sea necesario un desembolso para pagar la obligación y el monto puede ser razonablemente estimado.

Las provisiones se determinan descontando el flujo de efectivo que se espera a futuro, a la tasa antes de impuesto que refleja la evaluación actual del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos de la obligación. El saneamiento del descuento se reconoce como costo financiero.

El importe reconocido como provisión corresponde a la mejor estimación, a la fecha del estado de situación financiera, tomando en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la mayoría de los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de éstas.

Cuando no es probable que un flujo de salida de beneficios económicos sea requerido, o el monto no puede ser estimado de manera fiable, la obligación es revelada como un pasivo contingente. Obligaciones razonablemente posibles, cuya existencia será confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos futuros, son también reveladas como pasivos contingentes a menos que la probabilidad de un flujo de salida de beneficios económicos sea remota.

(j) Reconocimiento de Ingresos Ordinarios y Gastos

i. Servicios

Los Ingresos provenientes de servicios relacionados actividades relacionadas a la perforación, complementación de pozo, reactivación de pozos cerrados, mantenimiento de pozos petroleros y servicios suplementarios, son reconocidos cuando el servicio ha sido prestado, dicha evidencia corresponde cuando en el centro de fiscalización se ha verificado el número de barriles producidos y entregados al Estado y se firma el acta respectiva, para posteriormente aplicarlos por la tarifa establecida en los contratos.

Tales ingresos son reconocidos al valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir. Estos ingresos son reconocidos solamente si es probable que se reciban los beneficios asociados con la transacción y el monto del ingreso y los costos asociados pueden ser medidos de manera fiable.

ii. Gastos

Los gastos son reconocidos con base en lo causado o cuando son incurridos. Se reconoce inmediatamente un gasto cuando el desembolso efectuado no produce beneficios económicos futuros.

(k) Impuesto a la Renta

El gasto por impuesto a la renta está compuesto por el impuesto a la renta corriente y el impuesto a la renta diferido. Es reconocido en resultados, excepto que se relacione con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el monto de impuesto relacionado es reconocido en otros resultados integrales o en el patrimonio, respectivamente.

i. Impuesto a la Renta Corriente

El impuesto a la renta corriente es el impuesto que se espera pagar sobre la utilidad gravable del año, utilizando la tasa impositiva aprobada o a punto de ser aprobada a la fecha del estado de situación financiera y cualquier ajuste al impuesto por pagar de años anteriores.

ii. Impuesto a la Renta Diferido

El impuesto a la renta diferido es reconocido sobre las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos tributarios.

No se reconoce impuesto a la renta diferido por las diferencias temporarias que surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afecta la utilidad o pérdida financiera ni gravable.

La medición del activo y pasivo por impuesto a la renta diferido, refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en la cual la entidad espera, al final del período sobre el cual se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

El impuesto a la renta diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera aplicar a las diferencias temporarias cuando son revertidas, basándose en las leyes tributarias que han sido aprobadas o a punto de ser aprobadas a la fecha del estado de situación financiera.

Los activos y pasivos por impuesto a la renta diferido son compensados si se cumplen ciertos criterios.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por las pérdidas tributarias no utilizadas y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en la cual sea probable que estarán disponibles ganancias gravables futuras contra las que pueden ser utilizadas. Los activos por impuesto a la renta diferido son revisados en cada fecha del estado de situación financiera y son reducidos en la medida en la cual no sea probable que los beneficios por impuestos relacionados serán realizados.

iii. Exposición Tributaria

Al determinar el importe del impuesto a la renta corriente e impuesto a la renta diferido, la Compañía considera el impacto de las posiciones fiscales inciertas y si pueden adeudarse impuestos e intereses adicionales.

Esta evaluación depende de estimaciones y supuestos y puede involucrar una serie de juicios acerca de eventos futuros. Puede surgir nueva información que haga que la Compañía cambie su juicio acerca de la idoneidad de los pasivos fiscales actuales; tales cambios en los pasivos fiscales impactarán el gasto fiscal en el período en el cual se determinen.

(4) Nuevas Normas e Interpretaciones Aún no Adoptadas

Las normas e interpretaciones emitidas por Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standard Board – "IASB" en Inglés), que hasta la fecha de emisión de los estados financieros de la Compañía aún no son efectivas, se detallan a continuación:

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 reemplaza las actuales guías de arrendamiento, incluyendo la NIC 17 "Arrendamientos", CINIIF 4 "Determinar si un Acuerdo contiene un Arrendamiento", SIC 15 "Arrendamientos Operativos – Incentivos" y SIC 27 "Evaluar la Substancia de las Transacciones con la Forma Legal de un Arrendamiento".

La NIIF 16 es efectiva para períodos anuales que inician en o después del 1 de enero de 2019. Se permite adopción temprana para entidades que apliquen NIIF 15 "Ingreso de Actividades Ordinarias Procedente de Contratos con Clientes" en o antes de la aplicación inicial de NIIF 16.

La NIIF 16 introduce un modelo contable de arrendamiento para los arrendatarios. Un arrendatario reconoce un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo subyacente y un pasivo que representa su obligación de realizar los pagos correspondientes al canon de arrendamiento. Hay excepciones opcionales para arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de bienes de bajo valor. La contabilidad del arrendador permanece similar a la norma actual, es decir, el arrendador continúa clasificando los arrendamientos como financieros u operativos.

La Compañía ha iniciado el proceso de evaluar el impacto potencial resultante de la aplicación de la NIIF 16, cuyos efectos cuantitativos dependerán de las condiciones económicas futuras, la tasa de interés de los préstamos y obligaciones, del método de transición elegido y de la extensión en la cual la Compañía utilice las excepciones prácticas y el reconocimiento de éstas excepciones. La Compañía no planea una adopción temprana de esta norma.

Otras Nuevas Normas o Modificaciones a Normas e Interpretaciones

La Compañía no espera que las siguientes nuevas normas o modificaciones tengan un impacto significativo sobre los estados financieros:

- CINIIF 23 Incertidumbre sobre Tratamiento Tributario.
- Modificaciones NIIF 9 -Pago Anticipado con Compensación Negativa.
- Modificaciones a la NIC 28 – Participaciones de Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos
- Modificaciones NIC 19 – Modificación, Reducción o Liquidación de un Plan.
- NIIF 17 Contratos de Seguros.

(5) Instrumentos Financieros - Valores Razonables y Administración de Riesgos

(a) Valores Razonables

Las políticas contables de la Compañía requieren que se determinen los valores razonables de los activos y pasivos financieros para propósitos de valoración y revelación, conforme los criterios que se detallan a continuación.

Cuando corresponda, se revela mayor información acerca de los supuestos efectuados en la determinación de los valores razonables.

Préstamos y Partidas por Cobrar

Las partidas por cobrar corrientes sin tasa de interés son medidas al monto de la factura original, si el efecto del descuento es inmaterial. Este valor razonable se determina al momento del reconocimiento inicial y para propósitos de revelación en cada fecha de los estados financieros anuales.

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial, los préstamos, cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar se valoran al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos las partidas de deterioro.

Otros Pasivos Financieros

El valor razonable, que se determina al momento del reconocimiento inicial y para propósitos de revelación en cada fecha de los estados financieros anuales, se calcula sobre la base del valor presente del capital futuro y los flujos de interés, descontados a la tasa de interés de mercado a la fecha de medición.

Los montos registrados de acreedores comerciales, cuentas por pagar a partes relacionadas y otras cuentas por pagar se aproximan a su valor razonable, debido a que tales instrumentos tienen vencimiento en el corto plazo.

(b) Administración de Riesgos Financieros

La Compañía está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de mercado

i. Marco de Administración de Riesgos

La Administración es responsable por establecer y supervisar el marco de administración de riesgos, así como el desarrollo y seguimiento de las políticas de administración de riesgos de la Compañía.

Las políticas de administración de riesgo de la Compañía son definidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de administración de riesgo de la Compañía a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades.

La Compañía, a través de sus normas y procedimientos de administración, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el cual todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

La Administración monitorea el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de administración de riesgo y revisa si su marco de administración de riesgo es apropiado respecto a los riesgos a los cuales se enfrenta la Compañía.

ii. Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Compañía si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales, y se origina principalmente de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

El importe en libros de los activos financieros representa la máxima exposición al riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comercial

La Compañía presta sus servicios a un solo cliente que es Petroamazonas EP; por consiguiente, el riesgo de crédito se ve afectado principalmente, por las características y desempeño financiero de este cliente y el sector en el cual desarrolla sus operaciones.

Al 31 de diciembre de 2018, el riesgo de crédito con deudores comerciales presenta un saldo de 1,417,753.

La antigüedad de los saldos de deudores comerciales a la fecha del estado de situación financiera es como sigue:

	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Vigentes y no deteriorados			
De 1 a 30 días		1,417,753	-
De 31 a 60 días		-	-
De 61 a 150 días		-	-
De 151 a 180 días		-	-
De 181 a 360 días		-	-
Más de 360 días		-	-
	US\$	<u>1,417,753</u>	<u>-</u>

Otras Cuentas por Cobrar

El riesgo de crédito en las otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018, corresponde al saldo de crédito tributario de Impuesto al Valor Agregado – IVA US 1'178.027,90. La composición del crédito tributario es como sigue:

	<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	US\$	17,408	-
Impuestos por recuperar		1,178,028	-
Anticipos a Proveedores		297,021	-
Empleados		285,558	-
	US\$	<u>1,778,015</u>	<u>-</u>

Para el ejercicio económico 2018, la Compañía no generó ventas por servicios prestados (facturación) por tal razón el IVA Compras (Crédito Tributario) se acumula para el ejercicio 2019. Cabe recalgar que la Compañía no generó Impuesto a la Renta por Pagar, nicibio retenciones en la Fuente que pudiera acumular.

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

La Compañía mantenía efectivo y equivalentes de efectivo por US\$ 42,171 al 31 de diciembre de 2018.

La composición de Rubros de efectivo y equivalentes de efectivo es la siguiente:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Efectivo	1,000	-
Bancos (1)	41,171	-
	US\$ <u>42,171</u>	<u>-</u>

(1) La categoría de calificación de la entidad financiera de acuerdo a las publicaciones requeridas por la superintendencia de Bancos es como sigue

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Banco Pichincha C.A.	AAA-	-
CitiBank N.A.	AAA	-
Banco Produbanco S.A.	AAA-	-

iii. Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros, que son liquidados mediante la entrega de efectivo u otros activos financieros.

La administración del riesgo de liquidez implica mantener suficiente efectivo y disponibilidad de financiamiento, a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito comprometidas y la capacidad de liquidar transacciones principalmente de endeudamiento. Al respecto, la Gerencia de la Compañía orienta sus esfuerzos a mantener fuentes de financiamiento a través de la disponibilidad de líneas de crédito

El siguiente cuadro muestra el vencimiento de las obligaciones contraídas por la Compañía a la fecha del balance general y los importes a desembolsar a su vencimiento, en base a los pagos no descontados que se realizan:

Año 2018	Hasta 30 días	De 30 a 90 días	De 90 a 180 días	De 180 a 360 días	De 1 a 2 años	Total
<u>Activos Financieros</u>						
Efectivo y Equivalentes de efectivo	42,171					42,171
Cuentas por cobrar comercial	117,344	131,836	813,170	355,394		1,417,753
Otras cuentas por cobrar	102	228,227	850,130	699,555		1,778,015
<u>Pasivos Financieros</u>						
Prestamos con Relacionadas	2,068	283,727	5,741	214,292	-	506,747
Cuentas por pagar - Relacionadas	530	-	34,570	62,058	-	97,158
Cuentas por pagar - Proveedores	2,640,792	130,484	2,468,811	2,670,976	-	7,911,063
Otras cuentas por pagar	105,358	-	-	-	-	105,358
<u>Año 2017</u>						
<u>Activos Financieros</u>						
Efectivo y Equivalentes de efectivo	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar - compañías	-	-	-	-	-	-
Otras cuentas por cobrar	-	-	-	-	-	-
<u>Pasivos Financieros</u>						
Prestamos con Relacionadas	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar - Relacionadas	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar - Proveedores	-	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar	-	-	-	-	-	-

iv. Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que existan cambios en los precios de mercado, por ejemplo, en las tasas de cambio o tasas de interés, afecten los ingresos de la Compañía o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones de este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

- Riesgo de Moneda

La moneda utilizada para las transacciones en el Ecuador es el dólar americano y las transacciones que realiza la Compañía principalmente son en esa moneda; por lo tanto, la Administración estima que la exposición de la Compañía al riesgo de moneda no es relevante.

- Riesgo de Tasas de Interés

Este riesgo está asociado con las tasas de interés variable de las obligaciones contraídas por la Compañía y que por lo mismo generan incertidumbre respecto a los cargos a

resultados por concepto de intereses y por la cuantía de los flujos futuros. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasas de interés sobre sus flujos de efectivo.

La Administración considera que la exposición a los cambios en dichas tasas no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía, ya que únicamente se mantiene una Obligación en el exterior y esta registrada en el Banco Centra del Ecuador en los parámetros y tasas señaladas por dicha institución.

v. Administración de Capital

La política de la Compañía es mantener un nivel de capital que le permita conservar la confianza de los acreedores, clientes y otras partes interesadas y sustentar el desarrollo futuro de sus negocios. El capital se compone del patrimonio.

El índice deuda-patrimonio; neto ajustado de la Compañía al 31 de diciembre del 2018 es el siguiente:

	2018	2017
Total pasivos	31,268,032	-
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	- 42,171	-
Deuda neta	31,225,861	-
Patrimonio, neto	905,199	-
Índice deuda patrimonio, neto ajustado	34.50	-

La compañía mantiene un alto índice de deuda neta en comparación del patrimonio. Esto es el resultado de la fuerte inversión que se ejecutó para el primer año, reflejando un patrimonio menor.

(6) Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

Un resumen de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	Nota	2018	2017
Deudores comerciales:			
Petroamazonas EP	US\$	1,300,410	
Vepicaecuador CA		117,212	
BCP Group Artificial		132	
		1,417,753	
Partes relacionadas		-	
		1,417,753	
Estimación por deterioro		-	
		1,417,753	
Otras cuentas por cobrar:			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas		17,408	-
Impuestos por recuperar		1,178,028	-
Anticipos a Proveedores		297,021	-
Empleados		285,558	-
	US\$	3,195,768	-
Clasificación:			
Corrientes	US\$	3,195,768	-
No corriente		-	-
	US\$	3,195,768	-

La exposición de la Compañía a los riesgos de crédito y moneda y las pérdidas por deterioro relacionadas con deudores comerciales y otras cuentas por cobrar se revela en la Nota 5 (b) ii y iv.

(7) **Propiedades y Equipos**

El detalle del movimiento de las propiedades y equipos es como sigue:

	1 de enero de 2018	Adquisiciones	Transferencias	31 de diciembre de 2018
Costo:				
Mejoras a locales arrendados	US\$ -	-	-	-
Muebles y enseres	-	285	-	285
Maquinaria y equipo	-	4.667	-	4.667
Equipo de cómputo	-	64.681	-	64.681
Vehículos	-	-	-	-
Equipo de comunicación	-	-	-	-
Software	-	-	-	-
Obras en curso:	-	-	-	-
Otros activos en curso	-	-	-	-
	-	69.633	-	69.633
Depreciación acumulada:				
Mejoras a locales arrendados	-	-	-	-
Muebles y enseres	-	10	-	10
Maquinaria y equipo	-	39	-	39
Equipo de cómputo	-	5.106	-	5.106
Vehículos	-	-	-	-
Equipo de comunicación	-	-	-	-
Software	-	-	-	-
	-	5.154	-	5.154
Importe neto en libros	US\$ -	64.479	-	64.479

(8) **Inversión Amortizable**

El detalle del movimiento de los otros activos es como sigue:

	1 de enero de 2018	Adquisiciones	Baja	Transferencias	31 de dic de 2018
Inversión:					
Rigs Perforación	US\$ -	3.970.337	-	-	3.970.337
Servicio Integrado De Perforación	-	5.863.642	-	-	5.863.642
Servicios Adicionales Perforación	-	5.600	-	-	5.600
Servicios Perforación Discretos	-	4.641.973	-	-	4.641.973
Reactivación De Pozos Cerrados	-	10.351.061	-	-	10.351.061
Completación De Pozos De Desarrollo	-	129.442	-	-	129.442
Facilidades	-	2.555.230	-	-	2.555.230
Otros Servicios Operacionales	-	1.209.877	-	-	1.209.877
	-	28.727.163	-	-	28.727.163
Amortización acumulada:					
Costo	-	921.819	-	-	921.819
Importe neto en libros	US\$ -	27.805.344	-	-	27.805.344

Los volúmenes de producción reportados por la Compañía son como sigue:

	Al 31 de diciembre de 2018	
	Producción de crudo	Q. Bariles Producidos
DRAGO-005	US\$ 1.188.986	68.193
DRAGO-040	24.008	1.597
DRAGO-043	1.476	98
GUANTA-003	7.776	651
GUANTA-019	36.573	2.914
GUANTA-026	5.763	466
GUANTA-020	10.149	900
GUANTA-048	25.687	2.268
US\$	1.300.410	77.087

(9) **Activos Intangibles**

Al 31 de diciembre del 2018 los saldos del Activo Intangible comprenden lo siguiente:

31 de diciembre del 2018				
	Costo Historico	Amortización Acumulada		Neto
Sistemas Integrados Informáticos (1)	150.534	-	3.345	147.189
	<u>150.534</u>	<u>-</u>	<u>3.345</u>	<u>147.189</u>

(1) Corresponde a la implementación de Software para la Gestión y control de las diferentes etapas de la Exploración de Hidrocarburos.

(10) **Acreedores Comerciales**

El detalle de los acreedores comerciales es el siguiente:

		2018	2017
Proveedores:			
No Relacionados	US\$	7.911.063	-
Relacionados		<u>97.158</u>	
	US\$	<u>8.008.221</u>	<u>-</u>

(11) **Prestamos Recibidos con Terceros**

Los saldos de prestamos recibidos con terceros al 31 de diciembre del 2018 son como sigue:

Los prestamos están garantizados por los accionistas de la Compañía y las tasas de interés no son ajustables hasta el vencimiento de la obligación

Entidad Prestadora	País	Año	Monto de la Operación	Plazo en días	Fecha de vencimiento	Tasa de interés
CPVEN Servicios Petroleros S.A.C	Perú	2018	75.000	365	Abril 2018	7,25%
CPVEN Servicios Petroleros S.A.C	Perú	2018	100.000	365	Mayo 2018	7,25%
CPVEN Servicios Petroleros S.A.C	Perú	2018	30.000	365	Junio 2018	7,25%
CPVEN Servicios Petroleros S.A.C	Perú	2018	275.000	365	Agosto 2018	7,25%
Intereso por Pagar			<u>26.747</u>			
			<u>508.747</u>			

(12) **Impuesto a la Renta**

(a) **Impuesto a la Renta Reconocido en Resultados**

		2018	2017
Impuesto a la renta corriente	US\$	-	
Impuesto a la renta diferido		<u>896.614</u>	
	US\$	<u>896.614</u>	<u>-</u>

(b) **Impuesto a la Renta Reconocido en Resultados**

	Año terminado al 31 de diciembre	
	2018 US\$	2017 US\$
Utilidad (pérdida) antes de impuesto a la renta	- 4,321,415	
Impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa corporativa al resultado antes de impuesto a la renta	- 4,321,415	
Más (menos)		
Gastos no deducibles / Diferencias Temporarias	2,317,799	
Amortización de pérdidas tributarias	- 2,003,615	

La tasa corporativa de impuesto a la renta ecuatoriana es el 25% aplicable a la utilidad antes de impuestos. Sin embargo, la Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal publicada el 29 de diciembre de 2014, incrementó la tarifa impositiva al 28% sobre la proporción de la base imponible que corresponda a la participación directa o indirecta de socios, accionistas, beneficiarios o similares, que sean residentes o establecidos en paraísos fiscales, cuya participación directa o indirecta, individual o conjunta sea igual o superior al 50% del capital social. En este sentido, la Compañía aplica para el cálculo del impuesto a la renta la tarifa del 28%.

De acuerdo a lo determinado en el Código de la Producción, Comercio e Inversiones, en el artículo 24 relacionado con la clasificación de los incentivos, se reconoce la exoneración del anticipo de impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas, por lo que la Compañía mantiene la aplicación de esta exoneración.

(c) Movimiento de Activo y Pasivo por Impuesto a la Renta Diferido

		2018	
		Importe neto al 1 de enero de 2018	Importe neto al 31 de diciembre de 2018
Amortización de las inversiones	US\$	258,109	258,109
Gastos precontractuales		634,879	634,879
Prov Desahucio y Jubilación Patronal		3,626	3,626
Pérdidas Tributarias		-	-
	US\$	-	896,614
Impuesto a la renta diferido activo	US\$		896,614

(d) Impuesto Diferido Activo por Pérdidas Tributarias

El impuesto diferido activo inherente a las pérdidas tributarias es como sigue:

		Años terminados el 31 de diciembre de	
		2018	2017
Pérdida fiscal 2018	US\$	2,003,615	-

De acuerdo a lo establecido en el Art. 11 de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, las sociedades pueden compensar las pérdidas tributarias sufridas en el ejercicio impositivo, con las utilidades gravables que obtuvieran en los cinco períodos impositivos siguientes, sin que se exceda en cada período el 25% de las utilidades obtenidas. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía genero Pérdida Tributaria por un valor de USD \$2,003,615 la misma que no reconocerá como un Activo por Impuesto Diferido, debido a que es probable que no exista ganancias gravables futuras contra las cuales la Compañía pueda utilizar los beneficios del mismo.

(e) Precios de Transferencia

El Decreto Ejecutivo No. 2430 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre de 2004 incorporó a la legislación tributaria, con vigencia a partir del año 2005, normas

sobre la determinación de resultados tributables originados en operaciones con partes relacionadas. De acuerdo con la Resolución del Servicio de Rentas Internas (SRI) No. NAC-DGERCGC15-00000455 del 27 de mayo de 2015, los sujetos pasivos de impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas dentro de un mismo período fiscal en un monto acumulado superior a US\$3.000.000, deben presentar al Servicio de Rentas Internas el anexo de operaciones con partes relacionadas, y el Informe de precios de transferencia cuando sus operaciones con partes relacionadas sea superior a US\$15.000.000.

El estudio de precios de transferencia del año 2018 está en fase de diagnóstico a la fecha de aprobación de los estados financieros, diagnóstico según el cual, la Compañía no anticipa ajuste alguno al gasto y pasivo por impuesto a la renta corriente.

El estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2018 concluyó que las operaciones efectuadas por la Compañía con sus relacionadas son consistentes con los precios o márgenes de utilidad que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables.

(f) Situación Fiscal

Las declaraciones de impuesto a la renta, impuesto al valor agregado y retenciones en la fuente presentadas por la Compañía del año 2018, están abiertas a revisión de las autoridades tributarias.

La Compañía cree que sus obligaciones acumuladas por impuestos son adecuadas para el período fiscal abierto sobre la base de su evaluación de muchos factores, incluyendo interpretaciones de las leyes tributarias y la experiencia previa.

(13) Otras Cuentas por Pagar

El detalle de las otras cuentas por pagar es el siguiente:

		2018	2017
Impuesto a la renta por pagar	US\$	-	-
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta		93,993	-
Retenciones de impuesto al valor agregado (IVA)		8,121	-
Otras cuentas por pagar		3,244	-
	US\$	<u>105,358</u>	<u>-</u>

(14) Beneficios a los Empleados

El detalle de beneficios a los empleados es el siguiente:

		2018	2017
Jubilación patronal e indemnización por desahucio	US\$	12,950	-
Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS)		53,062	-
Sueldos y beneficios sociales por pagar		58,204	-
Bonos a los empleados		-	-
	US\$	<u>124,215</u>	<u>-</u>
Corrientes	US\$	111,265	-
No corriente		12,950	-
	US\$	<u>124,215</u>	<u>-</u>

(15) Patrimonio

(a) Capital Social

El capital autorizado, suscrito y pagado de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 comprende 20,000 acciones de valor nominal de US\$1.00 cada una. Y se detallan a continuación:

<u>Accionista</u>	<u>País</u>	<u>Capital</u>	<u>%</u>
CIVEN OIL & GAS SL	España	10,000	50%
CIVEN SERVICIOS PETROLEROS, LTD.	Islas Virgenes Britanica	10,000	50%
Total		USD\$ 20,000	100%

(b) Reserva Legal

De acuerdo con la legislación vigente, la Compañía debe apropiar por lo menos el 10% de la utilidad neta del año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva alcance el 50% del capital suscrito. La reserva legal no está disponible para distribución de dividendos, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

(c) Otros Resultados Integrales

Los otros resultados integrales corresponden a los resultados actuariales que surgen de las nuevas mediciones de las obligaciones por planes de beneficios definidos.

(16) Ingresos Ordinarios

Los ingresos ordinarios se componen de lo siguiente:

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Ingresos por prestación de servicios	US\$	-	-
Drago		1,214,562	-
Guanta Dureno		85,848	-
Otros ingresos		14,721	-
	US\$	<u>1,315,130</u>	<u>-</u>

(17) Gastos de Beneficios a los Empleados

Los gastos relacionados con sueldos y beneficios a los empleados se resumen a continuación:

		<u>2018</u>	<u>2017</u>
Sueldos y salarios	US\$	884,531	-
Bonos de desempeño		111,500	-
Beneficios sociales		83,439	-
Aportes a la seguridad social		107,546	-
Capacitación de personal		84,275	-
Vacaciones		37,842	-
Otros beneficios		23,292	-
Seguros empleados		23,414	-
Jubilación patronal e indemnización para		12,950	-
	US\$	<u>1,368,790</u>	<u>-</u>

(18) Transacciones y Saldos con Partes Relacionadas

(a) Transacciones con Partes Relacionadas

El resumen de las principales transacciones con partes relacionadas es el siguiente:

		2018	2017
Reembolsos de Gastos			
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS LTD		206,141	-
	US\$	206,141	-
Compra de activos			
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS LTD		1,325	-
	US\$	1,325	-
Compra de suministros			
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS LTD		756	-
	US\$	756	-
Préstamos recibidos por pagar			
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS S.A.C		480,000	-
	US\$	480,000	-
Intereses por préstamos por pagar			
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS S.A.C		26,747	-
	US\$	26,747	-

La compañía mantiene Créditos del Exterior con CPVEN Perú Parte Relacionada. Son 4 Crédito a una tasa de interés 7.25% anual los mismo que están debidamente reportados al Banco Central del Ecuador.

Adicionalmente y en base al Contrato firmado con nuestra parte relacionada CPVEN Ecuador, generamos transacciones por Servicios recibidos y valores a cubrir de reembolsos de gasto.

(b) Saldos con Partes Relacionadas

Al 31 de diciembre de 2018 deudores comerciales incluye US\$ 17,407, que corresponde a Rembolso por cobrar a CPVEN SERVICIOS PETROLEROS LTD. Los saldos con partes relacionadas no devengan ni causan intereses, ni tienen una fecha de vencimiento definida.

El siguiente es un detalle de los saldos de cuentas por pagar con partes relacionadas:

		Cuentas por pagar	
		Acreeedores comerciales	Préstamos por pagar
			Total 31 de diciembre de 2018
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS S.A.C	US\$		-
Credito Recibido			480,000
Interes por Pagar			26,747
CPVEN SERVICIOS PETROLEROS LTD			-
Reembolso de Gastos		97,158	97,158
	US\$	97,158	506,747
			97,158

El saldo de cuentas por pagar partes relacionadas corresponde a los bienes, servicios y prestamos recibidos de parte de las compañías relacionadas. Los saldos con partes relacionadas no devengan ni causan intereses (a excepción de los préstamos entre compañías relacionadas), ni tienen una fecha de vencimiento definida.

(19) Arrendamientos Operativos

La Compañía ha suscrito un contrato de arrendamiento de oficinas, con vigencia de 5 años desde el 1 de abril del 2018, el gasto por concepto de estos arrendamientos operativos ascendió a US\$ 42,317.

Los pagos mínimos futuros son los siguientes:

	2018	2017
Menos de 1año	US\$ 3,383	
Entre 1y 2 años		
	US\$ 3,383	-

Dichos rubros fueron ya cancelados en enero del 2019.

(20) **Conciliación de Flujos de Efectivo**

Un resumen de la conciliación del resultado integral, con el efectivo proveniente (utilizado) de los Flujos de las actividades de operación del año que terminó al 31 de diciembre del 2018

	2018 (USD\$)
Ganancia (pérdida) antes de 15% a trabajadores e impuesto a la renta	(4,321,415)
Ajuste por partidas distintas al efectivo:	
Ajustes por gasto de depreciación y amortización	930,318
Ajustes por gastos en provisiones	2,340,386
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	-
Cambios en activos y pasivos:	
(Incremento) disminución en cuentas por cobrar clientes	(1,882,989)
(Incremento) disminución en otras cuentas por cobrar	(1,318,926)
(Incremento) disminución en anticipos de proveedores	(15,520)
Incremento (disminución) en cuentas por pagar comerciales	8,008,221
Incremento (disminución) en otras cuentas por pagar	395,729
Incremento (disminución) en beneficios empleados	-
Flujos de efectivo netos procedentes en actividades de operación	4,135,805

(21) **Eventos Subsecuentes**

La Compañía ha evaluado los eventos subsecuentes hasta el 31 de mayo de 2019, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados para su emisión, ningún evento significativo ocurrió con posterioridad al 31 de diciembre de 2018, fecha del estado de situación financiera, que requiera revelación o ajuste a los estados financieros de los cuales estas notas son parte integral.



Efrahin Elnésor
GERENTE GENERAL



Cristian Armas
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
Y FINANZAS



José Luis Soto
CONTADOR GENERAL