

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR -  
MATRIZ**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y CONTABLES**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERÍA COMERCIAL**

**PROPUESTA DE UN MODELO DE CÁLCULO PARA LA  
PROVISIÓN SOBRE LA OBLIGACIÓN DE RETIRO DE ACTIVOS  
(ARO) PARA EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO CON  
CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS CON EL  
ESTADO ECUATORIANO**

**FREDDY VICENTE MARTÍNEZ RUBIO**

**DIRECTOR: MGTR. FERNANDO SOLÁ YÉPEZ**

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: ADMINISTRACIÓN FINANCIERA  
DE EMPRESAS**

**QUITO, DICIEMBRE 2017**

**DIRECTOR:**

Mgtr. Fernando Solá Yépez

**INFORMANTES:**

Mgtr. Jorge Altamirano Cumbajín

MBA. Mariano Merchán

## **DEDICATORIA**

Este proyecto está dedicado primeramente a Dios, que ha sabido guiarme por el buen camino para poder concluir mis estudios universitarios.

A mis padres que con su esfuerzo, sacrificio y amor siempre me han apoyado incondicionalmente en toda mi vida, a ellos mi gratitud y amor infinito por darme la oportunidad de realizar mis estudios.

A mis hermanas que siempre han estado a mi lado apoyándome.

A mi pequeño hijo que ha sido mi inspiración para terminar mis estudios y a mi esposa, mi compañera de vida.

***Freddy Martínez Rubio***

## **AGRADECIMIENTO**

Mi agradecimiento eterno a Dios, mis padres, hermanas, mi hijo, esposa y a todas las personas que han colaborado para que este proyecto haya terminado con éxito.

Agradecimiento especial a mi Director de Tesis Fernando Solá, quien con su capacidad y experiencia ha sabido guiarme para poder terminar mi tesis después de muchos años de haber culminado mi carrera, a mi supervisora y amiga Magda Alemán quién desde el inicio me apoyó en todo lo que estuvo a su alcance para lograr mi objetivo.

A la Pontificia Universidad Católica del Ecuador, que me acogió en sus aulas durante mi carrera profesional; profesores y personal administrativo que aportan día a día con su trabajo en la formación de los estudiantes en personas profesionales y de bien para el desarrollo del Ecuador y del mundo.

***Freddy Martínez Rubio***

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1 ANTECEDENTES DEL SECTOR PETROLERO.....</b>	<b>2</b>
1.1 Industrias del sector petrolero en el mundo .....	2
1.2 Industrias del sector petrolero en el Ecuador.....	6
1.3 Base teórica para el cálculo de la provisión de retiro de activos .....	9
1.3.1 Obligación de Retiro de Activos (ARO) .....	9
1.3.1.1 Reconocimiento Inicial.....	10
1.3.1.2 Estimación del ARO .....	10
1.3.1.3 Costo de retiro de activos .....	12
1.3.2 Provisiones Contables.....	13
1.3.2.1 Provisión .....	13
1.3.2.2 Provisión por retiro de activos.....	14
1.3.3 Indicadores en el cálculo de la provisión por retiro de activos .....	14
1.3.3.1 Probabilidad de abandono y remediación.....	14
1.3.3.2 Valor presente.....	15
1.3.3.3 Valor estimado.....	15
1.3.3.4 Tasa de descuento .....	15
1.3.3.5 Tasa de inflación.....	16
1.3.4 Producción petrolera.....	16
1.3.4.1 Sistemas de producción petrolera .....	19
1.3.5 Reservas de Petróleo.....	20
1.3.5.1 Clasificación de las Reservas de Petróleo .....	21
1.3.6 Plataformas Petroleras .....	22
<b>2 DIAGNÓSTICO SITUACIONAL .....</b>	<b>24</b>
2.1 Situación actual de la empresa.....	24
2.2 Estructura organizacional del Departamento Financiero de la Empresa .....	25
2.3 Análisis de la base legal para el cálculo de provisión por retiro de activos .....	26
2.3.1 Contratos de prestación de servicios en el sector petrolero.....	26

2.3.2	Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) .....	30
2.3.2.1	CINIIF 1: Cambios en Pasivos Existentes por Retiro de Servicio, Restauración y Similares (CINIIF1, 2012).....	30
2.3.3	Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) .....	34
2.3.3.1	Norma Internacional de Contabilidad n° 16 (NIC 16): Inmovilizado material (NIC16, 2004).....	34
2.3.3.2	Norma Internacional de Contabilidad n° 37 (NIC 37): Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes (NIC37, 2006) .....	39
2.3.4	Ley de hidrocarburos .....	43
2.3.5	Reglamento de operaciones hidrocarburíferas .....	49
2.3.6	Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas .....	51
2.4	Parámetros para el cálculo de provisión por retiro de activo según la empresa	53
<b>3</b>	<b>PROPUESTA DEL MODELO DE CÁLCULO DEL ARO PARA EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO.....</b>	<b>54</b>
3.1	Base legal para el cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO).....	55
3.2	Componentes del modelo cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el estado ecuatoriano .....	57
3.3	Descripción de cada uno los componentes para el cálculo de la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero ..	59
3.3.1	Matriz de cálculo de precio unitario .....	59
3.3.2	Costo unitario de plataforma de producción.....	65
3.3.3	Costo unitario de facilidades de producción.....	71
3.3.4	Costo unitario de campamentos y bodegas.....	76
3.3.5	Costo unitario de lodos de perforación.....	81
3.3.6	Costo unitario de oleoductos .....	86
3.3.7	Medio ambiente salud y seguridad (EHS) pasivos ambientales.....	91
3.3.8	Pozos petroleros.....	93
3.3.9	Matriz del cálculo ARO.....	95
3.3.10	Calculo Financiero para el registro real como valor presente de la obligación	99
3.3.11	Contabilización ARO .....	103

<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>104</b>
4.1	Conclusiones.....	104
4.2	Recomendaciones .....	105
	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>106</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Industrias del sector petrolero en el mundo.....	3
Tabla 2: Matriz de precios Unitarios .....	64
Tabla 3: Costo Unitario de Plataforma de Producción .....	69
Tabla 4: Costo Unitario de Facilidades de Producción.....	74
Tabla 5: Costo Unitario de Campamentos y Bodegas .....	79
Tabla 6: Costo Unitario de Lodos de Perforación .....	84
Tabla 7: Costo Unitario de Oleoductos.....	89
Tabla 8: EHS Pasivos Ambientales .....	92
Tabla 9: Actividades y responsables de pozo petroleros .....	94
Tabla 10: Matriz del cálculo ARO.....	97
Tabla 11: Provisión por abandono de bloque .....	102

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Actividades del sector petrolero.....	4
Figura 2: Producción de crudo por regiones 2016.....	5
Figura 3: Ubicación de los bloques.....	8
Figura 4: Resumen de la Estimación Inicial ARO y partidas asociadas – Reconocimiento Inicial .....	13
Figura 5: Esquema de pozo surgente .....	17
Figura 6: Bombeo Mecánico.....	18
Figura 7: Bombeo Eléctrico Sumergible .....	18
Figura 8: Tipos de Perforaciones en los Pozos Petroleros.....	20
Figura 9: Reservas Probadas de Petróleo.....	22
Figura 10: Tipos de Plataformas Petroleras .....	23
Figura 11: Organigrama Departamento Financiero de la Empresa .....	25
Figura 12: Registro contable del ARO .....	103

## **RESUMEN EJECUTIVO**

Una vez planteado el problema de la investigación, los objetivos y la justificación; se propuso el marco referencial para el estudio, así como un marco metodológico, dando como resultado los lineamientos o pasos a seguir para realizar este trabajo de investigación.

Luego se trató la situación actual de la empresa, su estructura organizacional, base legal relacionada al cálculo de la provisión del ARO, el contrato de prestación de servicios que tiene la empresa con el Estado ecuatoriano, normas internacionales de información financiera y de contabilidad, leyes y reglamentos de operaciones de hidrocarburos.

Una vez realizado el correspondiente análisis de los artículos que se encuentran relacionados con el tema del trabajo de investigación, se procedió a elaborar la propuesta con el propósito de presentar una herramienta metodológica, con la cual la empresa del sector petrolero, puede guiarse en el momento de realizar el cálculo de la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO), siempre estando bajo contrato de prestación de servicios con el Estado.

Después de realizada la investigación sobre la provisión de retiro de activos en la empresa del sector petrolero, y de establecer el marco teórico sobre el tema tratado, que es la propuesta de un modelo de cálculo de la provisión de ARO para una empresa del sector petrolero, el estudio concluyó que el modelo debe considerar los elementos e información que la empresa tenga disponible, de tal forma que este monto sea razonable y dentro de los principios contables, tomando en cuenta aspectos técnicos y financieros que sustenten adecuadamente este cálculo.

## INTRODUCCIÓN

Desde varias décadas atrás el petróleo como recurso natural ha demostrado un significativo impacto en el sector económico del Ecuador por considerarse como una de las principales fuentes de ingresos que posee el país, lo que implica de cierta manera que nuestra economía depende en gran medida de la extracción petrolera y de los recursos que éste produce.

El presente trabajo de investigación propone un Modelo para el cálculo de la provisión sobre la obligación de retiro de activos en una empresa del sector petrolero, con contrato de prestación de servicios con el Estado ecuatoriano, para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo).

Para este estudio se tomó como referencia a una empresa en el sector petrolero y muy específicamente al tratamiento que en la actualidad le aplican al procedimiento de retiro de activos, por esta razón es necesario conocer, en primer lugar, una base teórica en la cual se especifica en detalle los elementos teóricos y legales que sustentan a dicho procedimiento. Por ende, se presentan los Contratos de Prestación de Servicios en el Sector Petrolero, las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas.

La propuesta tiene como finalidad en primer lugar: Tener una guía práctica y útil para el cálculo de esta provisión obligatoria contractual, especificando los componentes que conforman al modelo de cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero; en segundo lugar: Realizar un análisis de los ítems a considerar para el cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero; y, por último: Definir los procedimientos que se deben realizar para efectuar un correcto cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero.

## **1 ANTECEDENTES DEL SECTOR PETROLERO**

Las industrias del sector petrolero juegan sin duda un papel crucial en la historia, desarrollo y economía del país donde se encuentran, ya que realizan operaciones de exploración, extracción, refinamiento, transporte y mercadotecnia de productos originarios del petróleo. Según Hernández (2011) el petróleo es un “Compuesto químico en el que coexisten sólidas, líquidas y gaseosas” (pág. 1). De manera que las industrias del sector petrolero a través de las fases de sus operaciones impactan de cierta manera al medio ambiente y a la biodiversidad.

Estas actividades tienen que ver con las políticas y planes de la nación que repercuten directamente en las finanzas públicas y en el bienestar social de las comunidades. Es muy importante acotar que como consecuencia de que el petróleo es un recurso natural no renovable, la industria petrolera día a día se enfrenta a un inevitable agotamiento de las reservas de petróleo en el mundo, por esta razón se deben formular planes para el buen uso de dicho recurso.

### **1.1 Industrias del sector petrolero en el mundo**

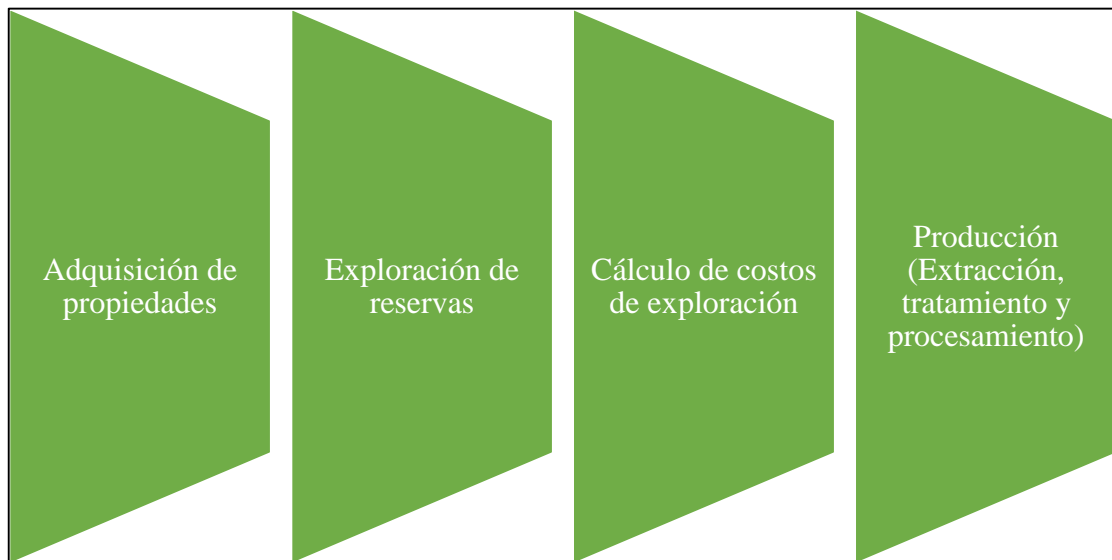
El petróleo es fundamental para el éxito empresarial de las industrias del sector petrolero en el mundo, por ello es vital emplear las correctas disposiciones para la producción, distribución, refino y venta del mismo y, que se realice de manera que se puedan satisfacer las necesidades de consumo de energía en el mundo. Para Hernández (2011), el petróleo “es el producto más indispensable ya que de él se obtienen la mayor parte de los productos que son procesados y convertidos en bienes de consumo, movilizándolo a toda la industria en general” (pág. 6). Lo que quiere decir que las industrias del sector petrolero están a cargo de las inversiones que de alguna forma garantizan la sostenibilidad de ingresos para el país donde se ubiquen. (Ver Tabla 1).

**Tabla 1: Industrias del sector petrolero en el mundo**

Industria	Información
Gazprom	Grupo ruso Gazprom es el mayor productor de energía que cotiza en bolsa en el mundo, con 8,38 millones de BPE/día de producción.
Rosneft	Es la mayor petrolera que cotiza en bolsa del mundo. Las cifras más recientes señalan 5,07 millones de BPE/día de producción, de los cuales el 81% es petróleo.
ExxonMobil	Los 4,10 millones de BPE/día de producción de ExxonMobil le sitúa por detrás de los dos gigantes rusos, pero su valor de empresa es de 390.000 millones.
Petro China	La producción de Petro China es prácticamente equivalente a la de ExxonMobil de 4,07 millones de BPE/día. Es una división de la estatal China National Petroleum Corporation, y su valor de empresa es de 303.000 millones de dólares.
BP	BP encabeza el top europeo con 3,24 millones BPE/día de producción, pero la compañía sufrió una pérdida neta de 6,5 billones de dólares en 2015 – su pérdida más grande en tres décadas.
Royal Dutch Shell	Royal Dutch Shell produjo 2,95 millones de BPE/día de producción en 2015, pero al igual que BP, reemplazó al menos el 100% de sus reservas. Shell tiene un valor de 216 millones de dólares.
Chevron	Chevron produjo 2,62 millones BPE/día en 2015, de los cuales el 67% era de petróleo. Logró que la producción de petróleo creciera un 2% a partir de 2014, al mismo tiempo que sustituyó el 107% de su producción de petróleo.
Petrobras	La brasileña Petrobras generó 2,55 millones de BPE/día de producción en 2015, una mejora del 4% con respecto a 2014. Su valor es de 132.000 millones de dólares.
Lukoil	Es la tercera compañía de Rusia que cotiza en bolsa de los productores de petróleo y gas con 2,40 millones de BPE/día de producción. Tiene una capitalización bursátil de 36.000 millones de dólares.
Total SA	La compañía Total SA produjo 2,35 millones de BPE/día en 2015. El valor de Total SA es de 136.000 millones de dólares.
Statoil ASA	El campeón nacional de Noruega produce 1,81 millones de BPE/día, con un valor de bursátil de 63.000 millones de dólares.
EniSpA	La empresa italiana produce 1,69 millones de BPE/día con un valor de 74.000 millones de dólares.

**Fuente:** (El Periódico de la Energía, s.f.)

Analizando la Tabla 1, se infiere que la producción de petróleo está a cargo de industrias en el mundo que se encarga también de producir gas, debido a que los yacimientos pueden ser productores de uno u otro hidrocarburo. De igual forma es importante destacar que las industrias del sector petrolero chinas y rusas también son rivales emergentes, por sus cifras similares de producción de petróleo, ventas totales y valoración que el mercado hace de esas industrias. Asimismo, las reservas de petróleo y gas de un yacimiento determinado representa el volumen de hidrocarburos que puede ser extraído del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. De manera gráfica se presentan las actividades u operaciones que las industrias del sector petrolero en el mundo pueden realizar; ver Figura 1.



**Figura 1: Actividades del sector petrolero**

Las industrias petroleras del mundo a través del petróleo lo que buscan es aportar el máximo de riqueza de la más manera más eficiente posible. La Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (2016) señala mediante la producción del crudo por regiones para el año 2016; Ver Figura 2.



**Figura 2: Producción de crudo por regiones 2016**

**Fuente:** (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2016)

Como se puede apreciar en la Figura 2, la región del Medio Oriente produce la mayor cantidad de petróleo del mundo, específicamente el 28% del total mundial, seguido por América del Norte y Europa con un aproximado de 18 millones de barriles diarios. En cuanto a la demanda del crudo, se puede concluir que los países en desarrollo son los que más demandan petróleo, esta información es suministrada por la (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (2016); ver Tabla 2:

**Tabla 2: Demanda en millones de barriles diarios**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>DEMANDA</b>										
AMÉRICA	25,8	24,5	23,7	24,1	24,0	23,6	24,2	24,2	24,6	24,8
EUROPA	15,6	15,5	14,7	14,7	14,3	13,8	13,6	13,5	13,7	13,9
ASIA	8,7	8,3	8,0	8,0	8,2	8,5	8,3	8,0	8,0	8,0
PAÍSES EN DESARROLLO	24,2	25,0	25,6	25,6	27,3	28,3	29,1	29,9	30,6	31,1
EX UNIÓN SOVIÉTICA	4,0	4,1	4,0	4,0	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	4,7
OTROS EUROPA	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
CHINA	7,6	8,0	8,3	9,0	9,4	9,7	10,3	10,7	11,0	11,2
<b>TOTAL DEMANDA MUNDIAL</b>	<b>86,6</b>	<b>86,1</b>	<b>84,8</b>	<b>87,3</b>	<b>88,1</b>	<b>89,0</b>	<b>90,7</b>	<b>91,6</b>	<b>93,2</b>	<b>94,4</b>

**Fuente:** (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2016)

## 1.2 Industrias del sector petrolero en el Ecuador

Los primeros intentos que se realizaron en el Ecuador en relación a la exploración comercial de yacimientos de crudo empezaron a partir del año 1911. Posteriormente, Anglo Oilfields Company en el año 1922 inició oficialmente la exploración, y años más tarde en el sector de la costa de Ecuador, la industria International Petroleum Company efectuó también exploraciones. Para el año 2016, el Banco Central del Ecuador presentó en el reporte del sector petrolero la siguiente información:

En el segundo trimestre de 2016, la producción nacional de petróleo alcanzó un total de 50.4 millones de barriles, igual a un promedio diario de 553.6 miles de barriles. La producción en miles de barriles diarios es superior en 2.2% y 1.8% a la del trimestre anterior y cuarto trimestre de 2015, en su orden (Banco Central del Ecuador, 2016, pág. 8).

**Tabla 3: Producción nacional de petróleo**

Millones de barriles						
Período	2013	2014	2015	2016	Variación 2016-2014	Variación 2016-2015
Primer Trimestre	45,5	49,7	49,9	49,3	-0,9%	-1,2%
Segundo Trimestre	47,4	50,6	49,5	50,4	-0,5%	1,8%
Tercer Trimestre	49,1	51,1	49,5			
Cuarto Trimestre	50,1	51,6	49,3			
Total Anual	192,1	203,1	198,2			

Miles de barriles diarios						
Período	2013	2014	2015	2016	Variación 2016-2014	Variación 2016-2015
Primer Trimestre	506,1	552,6	554,6	541,8	-1,9%	-2,3%
Segundo Trimestre	520,4	556,6	544,0	553,6	-0,5%	1,8%
Tercer Trimestre	534,4	555,9	538,0			
Cuarto Trimestre	544,4	560,3	536,1			
Total Anual	526,4	556,4	543,1			

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2016)

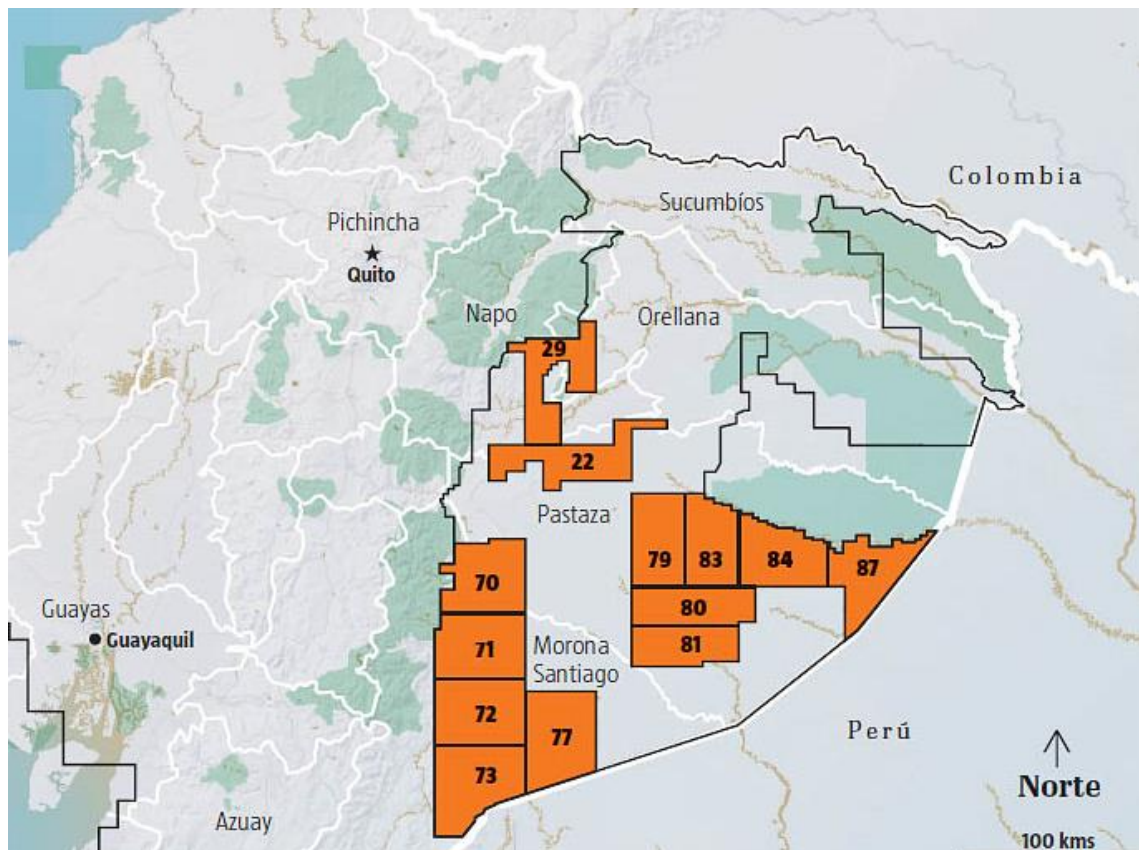
En relación a la producción petrolera de las empresas públicas en el país, el Banco Central del Ecuador señala que:

Entre abril y junio de 2016, las empresas públicas tuvieron una producción de crudo de 39.7 millones de barriles, equivalente a 436.0 miles de barriles diarios, con un incremento trimestral de 2.6% y anual de 1.8%. El incremento de la producción diaria de este trimestre se relaciona con la recuperación de los precios de exportación del petróleo, de un promedio de USD 24.20 por barril en el primer trimestre de 2016, a USD 37.44 por barril en el segundo trimestre del mismo año; incentivando así a las Empresas del Estado a reactivar campos que no eran rentables con un precio de exportación menor a USD 25 por barril (Banco Central del Ecuador, 2016, pág. 8).

De lo anteriormente indicado se puede deducir que durante el primer semestre del año 2016 la producción petrolera en Ecuador sufrió un incremento, es decir, estuvo en alza lo que ocasiona una mayor inversión y más beneficios económicos para la nación. Asimismo, esta situación representa el resultado de la aplicación de planes estratégicos de equipos de trabajo en los cuales se priorizan los recursos, de manera que todas las actividades operativas de las industrias petroleras se efectúen con la menor cantidad de recursos, aprovechando al máximo al talento humano e inmovilizado material que poseen estas empresas.

En síntesis, el sector petrolero ecuatoriano es manejado por la empresa EP PETROECUADOR, que desarrolla la actividad de exploración y explotación del crudo; la industrialización del petróleo, el transporte y comercialización de los productos finales. Para estos procesos se debe trabajar con sus filiales: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial, que llevan a cabo sus actividades principalmente en la región oriental del Amazonas.

Las empresas petroleras, sean públicas o privadas en el Ecuador buscan incrementar el nivel de reservas y producción de hidrocarburos a través de la optimización de su gestión operativa en forma eficaz, ética y socialmente responsable, mediante la adopción de las mejores prácticas industriales, correctas políticas de inversión y un apropiado diseño organizacional. En la Figura 3, se muestra la ubicación de los bloques que son licitados en el denominado Suroriente del Ecuador:



**Figura 3: Ubicación de los bloques**

**Fuente:** (Diario El Telégrafo, 2013)

Las industrias petroleras realizan principalmente procesos soportados en plataformas tecnológicas, informan su gestión a través de un reporte mensual, siempre enfocados a la obtención de resultados y la optimización de portafolios de inversión. Igualmente es vital que para el éxito de sus actividades estas industrias apliquen medidas de seguridad a través del Certificado ISO 14001 y OHSAS 18001, desarrollen proyectos con mínimo impacto ambiental y cumplan a cabalidad las normas y regulaciones vigentes.

Por consiguiente, se puede afirmar que todas las industrias del sector petrolero del Ecuador tienen como objetivo empresarial incrementar la producción de petróleo, tan alto como técnicamente sea factible, considerando para ello en primer lugar, la vida útil de los campos, en segundo lugar la perforación de los pozos sin afectar drásticamente el medio ambiente. De forma que a través de una gestión industrial se haga una evaluación eficiente de los contratos y contratistas; y se presente el cumplimiento del plan de inversión y el presupuesto de la gerencia en tiempos y costos previamente fijados.

### **1.3 Base teórica para el cálculo de la provisión de retiro de activos**

En el siguiente apartado se destacan los elementos teóricos más importantes en relación al cálculo de la provisión de retiro de activos, considerando para ello los conceptos, definiciones y procedimientos.

#### **1.3.1 Obligación de Retiro de Activos (ARO)**

La Obligación de Retiro de Activos o mejor conocida como ARO, por sus siglas en inglés es una obligación legal que está asociada con el retiro de un activo tangible que ya ha cumplido de su vida útil o que ya la empresa no puede obtener ningún beneficio del mismo. De manera que al momento o método de liquidación o retiro puede estar condicionado a un evento futuro. Para Hernández (2013): “ARO debe estar reportado como un pasivo con el incremento correspondiente al activo relacionado ARC” (pág. 24). Es importante destacar que un activo se considerado retirado cuando se pone fuera servicio, por ejemplo, mediante la venta o la eliminación.

Por su parte, Jennings, Feiten, & Brock (2000), define al retiro de activos como: “Un costo inevitable asociado con la jubilación de un activo de larga vida que surge como resultado de la adquisición o el funcionamiento normal del activo” (pág. 481). Asimismo, las obligaciones de jubilación o retiro deben ser reconocidas cuando el activo se pone en servicio o durante su vida útil en el momento en que se incurre en su obligación de retirada. Sin duda, registrar en contabilidad las obligaciones de retiro de activos es un proceso complejo que requiere la asistencia de un CPA.

La Obligación de Retiro de Activos es un procedimiento establecido por el Consejo de Normas de Contabilidad Financiera (FASB). Por su parte, Alpha-nouvelles (2015) en cuanto a este procedimiento, señala: “Son técnicas utilizadas para determinar la responsabilidad de las actividades que se producen durante la vida útil de los activos”. (pág. 1). Igualmente indica: “Las empresas deben prestar mucha atención a los períodos contables para la detección y evaluación de ARO” (pág. 1). Por consiguiente, esta obligación debe ser considerada y contabilizada, ya que representa un estándar de contabilidad establecido por la FASB, en el cual se fija uniformidad en forma de

obligaciones jurídicas relacionadas con la jubilación o retiro de los activos tangibles de larga duración.

#### *1.3.1.1 Reconocimiento Inicial*

En relación al momento de reconocimiento inicial de la obligación, Hernández (2013) menciona que: “Reconocido en un período cuando la obligación legal se enmarca dentro de la definición de un pasivo (\*) y el fairvalue puede ser razonablemente estimado” (pág. 24). También indica en función del reconocimiento inicial de la obligación de retiro de activos: “La obligación de efectuar el retiro del activo es incondicional, aun cuando existiese incertidumbre respecto al momento y/o método de su liquidación” (pág. 24). Lo que significa que cuando se reconoce a esta obligación se debe considerar dentro de los parámetros de los pasivos de una empresa.

Del mismo modo, Alpha-nouvelles (2015) destaca que: “Un ARO es responsable de los costos asociados con el retiro de activos a largo plazo de propiedad de una empresa. Aunque no se gasta el dinero de la empresa en la ARO, se considera un pasivo a efectos contables”. Debido a ello, el reconocimiento inicial se realiza con el propósito de conocer el valor razonable de las obligaciones de retiro de los activos tangibles de larga duración con el fin de que los balances de la empresa sean más precisos y representen la realidad al momento de su presentación.

#### *1.3.1.2 Estimación del ARO*

Posterior al reconocimiento inicial de la obligación de retiro de activos, se debe realizar la estimación por este concepto, lo que implica que se tengan en consideración ciertos elementos, como Hernández (2013) lo señala a continuación:

Inicialmente el ARO es estimado a su fairvalue.

Solo aquellas actividades requeridas para satisfacer la obligación deben ser incluidas en el ARO.

Items a ser considerados cuando se está realizando la estimación de los flujos de caja (fairvalue del ARO)

- Premisas y asunciones que el mercado usaría (esto es, costos de terceras partes aun cuando la entidad utilice sus fuentes internas de información)
- Flujos de caja descontados (cuando el efecto del costo del dinero en el tiempo es material, se requiere descontar a valor presente) utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, reflejando una tasa libre de riesgo ajustada por el riesgo específico del pasivo correspondiente (esto es, la tasa libre de riesgo ajustada por la reputación crediticia de la entidad).
- Se deben incorporar incertidumbres relacionadas con el momento o el monto de la obligación dentro de sus estimaciones (esto es, una entidad podría crear un ARO por €1 millón asignándole una probabilidad del 10% de realizar un pago sobre un valor de flujo de caja descontado de €10 millones) (pág. 26).

Se puede afirmar que la creación de una provisión por concepto de retiro de activos dentro de una empresa refleja un importe estimado del activo retirado, ya sea porque su vida útil llegó a su fin o porque para la empresa, representa un gasto y por ende no está generando ingresos o beneficios. De esta forma, la provisión no se registrará como un gasto concreto, sino que incrementará el valor de la inversión del activo y será fiscalmente deducible a través de la amortización del inmovilizado específico, ya que este activo incluirá el valor actualizado de la citada provisión.

Asimismo, Hernández (2013) enfatiza que un ARO es estimado razonablemente si cumple los siguientes criterios:

- Es evidente que el FV del ARO se encuentra incluido dentro del precio de adquisición del activo.
- Existe un mercado activo para la transferencia de la obligación; o Existe suficiente información para aplicar una técnica de valor presente esperado si se cumple uno de estos:
  - La fecha de liquidación y el método han sido especificado por otros (esto es, leyes, regulaciones, o contratos); o
  - Se encuentra la información disponible para estimar razonablemente: la liquidación (o un rango de fechas), el método de liquidación (o métodos probables), y las probabilidades asociadas con la ocurrencia de fechas/métodos de liquidación. (pág. 26).

Existen parámetros que se deben seguir para efectuar correctamente la estimación de la obligación de retiro de activos, entre éstos se encuentra: la consideración del fairvalue

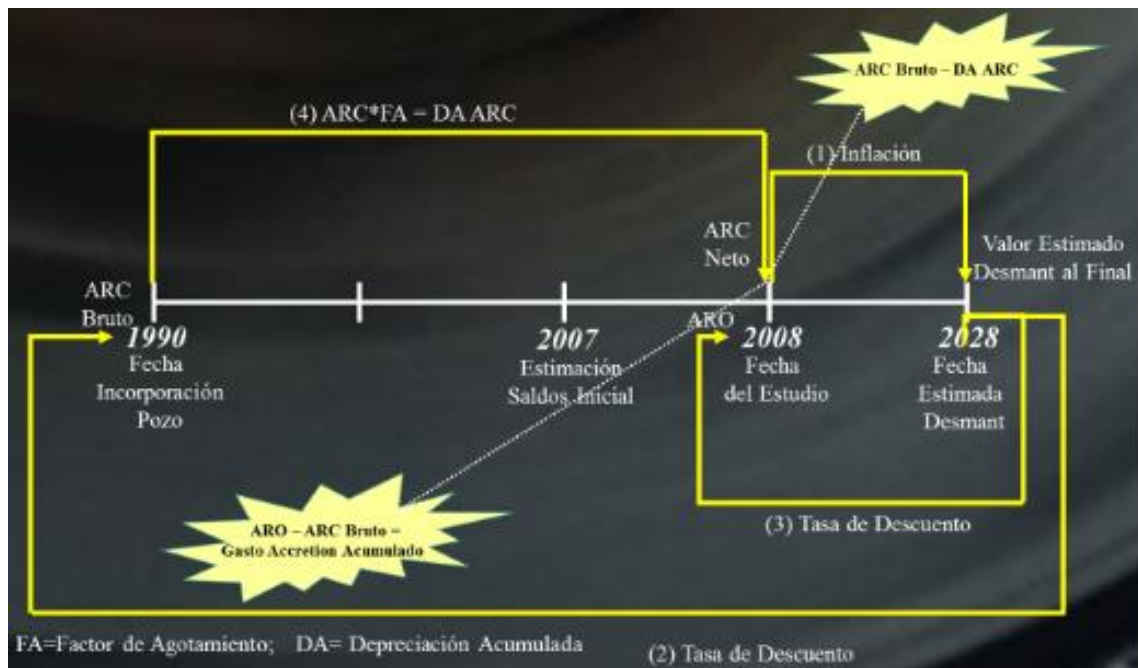
(FV) o valor razonable, del mercado para la transferencia de la obligación, la fecha de liquidación o retiro y el método que se vaya a usar para hacer buen uso de los recursos con que la empresa cuenta.

#### *1.3.1.3 Costo de retiro de activos*

Para efectuar el cálculo del costo por retiro de activos, Hernández (2013) señala que se deben seguir los pasos que se indican a continuación:

- Reconocimiento de Activos y Asignación
- Capitalice el ARC como parte del activo asociado
- Utilice la misma base de estimación usada para el pasivo
- Deprecie el costo de los activos (incluyendo el ARC) usando un método racional y sistemático
- Determinar el pasivo (ARO) a la fecha de adopción
- Determinar el costo del activo (ARC bruto) al descontar el pasivo (ARO) a la fecha en que se genera la obligación, utilizando la tasa de descuento definida
- Calcular la Depreciación Acumulada del activo (ARC) a la fecha de adopción, sobre la base de la VU del activo y el tiempo transcurrido desde la fecha de generación de la obligación y la fecha de adopción. (pág. 28).

Con el fin de demostrar mejor estos pasos, Hernández (2013) ejemplifica en la Figura 4 el resumen del reconocimiento, estimación y costos del ARO:



**Figura 4: Resumen de la Estimación Inicial ARO y partidas asociadas – Reconocimiento Inicial**

Fuente: (Hernández S. , 2013)

### 1.3.2 Provisiones Contables

Los conceptos de provisiones y provisiones contables; son términos necesarios para la elaboración de la propuesta del modelo de cálculo de la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO).

#### 1.3.2.1 Provisión

La provisión es una partida creada con el objetivo de que la empresa afronte situaciones de contingencia, imprevistos u obligaciones adquiridas durante su actividad económica. Para Fernández (2014): “De forma general, la definición formal de provisión es un apunte contable que se hace en el pasivo, en gastos, como reconocimiento de un riesgo tanto cierto como incierto” (Fernández, 2014, pág. 1). Lo que quiere decir que la provisión en el ámbito contable es una forma de guardar recursos como gastos para solventar los pagos de las deudas contraídas. Igualmente indica que:

En las empresas hay riesgos de que incurrir en pérdidas previsible de cantidades que pueden o no estar determinadas, ya sea por impagos, reparaciones, multas o impuestos

no esperados. Todo esto habría que tenerlo en cuenta en la contabilidad para que las cuentas de la empresa resistan estas inesperadas situaciones. Y para esto existe la figura de la provisión (Fernández, 2014, pág. 1).

Por consiguiente, es importante señalar que las provisiones contables en una empresa en primer lugar deben responder a una obligación actual derivada de un suceso pasado. Esta obligación normalmente ocasiona una salida de recursos y su importe pueda medirse con fiabilidad; por esta razón es preciso que se registre en la contabilidad estos riesgos que corre la empresa con imparcialidad y objetividad no debiéndose registrar provisiones que no respondan a verdaderos riesgos.

#### *1.3.2.2 Provisión por retiro de activos*

Es una estimación que la empresa realiza cuando se retira un inmovilizado material de su uso, es decir, cuando ya ha pasado su vida útil o la empresa no puede obtener ningún beneficio económico del mismo. Según el Plan General Contable (2014), la provisión por retiro es: “Importe estimado de los costes de desmantelamiento o retiro del inmovilizado, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta” (pág. 1). De manera que esta provisión se debe calcular empezando por una valoración inicial, en la cual los bienes que conforman la propiedad, planta y equipos o inmovilizado material se valoran por su costo, ya sea este costo el precio de la adquisición del mismo o el costo de producción.

### **1.3.3 Indicadores en el cálculo de la provisión por retiro de activos**

Estos indicadores resultan fundamentales, ya que permiten de cierta manera establecer estándares a seguir para realizar el cálculo del monto por concepto de provisión.

#### *1.3.3.1 Probabilidad de abandono y remediación*

Es un indicador que se considera para el cálculo de la provisión por retiro de inmovilizado material debido a que representa la probabilidad de que los activos ya no estén cumpliendo cabalmente sus funciones y según criterios de los expertos en el área

petrolera, deben ser retirados, abandonados o remediados con el propósito de evitar el daño o contaminación en los suelos donde están ubicados.

#### *1.3.3.2 Valor presente*

En relación al valor presente como indicador señala:

El concepto de valor presente permite apreciar las diferencias que existen por el hecho de poder disponer de un Capital en distintos momentos del Tiempo, actualizados con diferentes tasas de descuento. Es así que el valor presente varía en forma inversa el período de Tiempo en que se recibirán las sumas de Dinero, y también en forma inversa a la tasa de Interés utilizada en el descuento (Eco-Finanzas, 2014, pág. 1).

De este modo, el valor presente está representado por el capital que a una tasa dada alcanzará en un período, contado hasta la fecha de su recepción, un monto igual a la suma a recibirse en la fecha convenida.

#### *1.3.3.3 Valor estimado*

Es el valor asignado por un valuador que se estima posee un inmovilizado material y a éste se le aplica la tasa de inflación para obtener un valor que representa la realidad económica y se pueda presentar en los asientos y libros contables. Se realiza con base a conocimientos, experiencias y análisis técnicos – administrativos.

#### *1.3.3.4 Tasa de descuento*

La tasa de descuento es un concepto que se usa en el contexto de la Economía. Eco-Finanzas, destaca que la tasa de descuento:

A veces se utiliza a la Tasa de Descuento como sinónimo de aquella tasa que se utiliza para evaluar un proyecto de Inversión en una situación de Equilibrio de Competencia Perfecta, la tasa de descuento será igual a la tasa de Interés de Mercado, la que representa la mejor tasa de rentabilidad alternativa que puede obtener el inversionista (Eco-Finanzas, 2014, pág. 1).

Cuando se hace referencia a la tasa de descuento en el ámbito contable, es aquella que resulta de la diferencia expresada en términos porcentuales, entre el precio que se paga por un título y su valor nominal, siendo este último superior al primero y sujeto a ser rescatado en una fecha determinada, es decir, se usa generalmente para determinar el valor del dinero en el tiempo.

#### *1.3.3.5 Tasa de inflación*

La inflación en cualquier país representa un aumento sostenido y continuado del nivel general de precios de los bienes y servicios de una economía en un determinado período de tiempo. Indicando de la inflación lo siguiente:

Es un aumento generalizado y continuo en el nivel general de precios de los bienes y servicios de la economía. La inflación usualmente se calcula como la variación porcentual del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que mide los precios promedio de los principales artículos de consumo. Para conocer qué productos deben incluirse en esta canasta representativa, se hace generalmente una encuesta a una muestra representativa de hogares (Gutiérrez & Zurita, 2006, pág. 81).

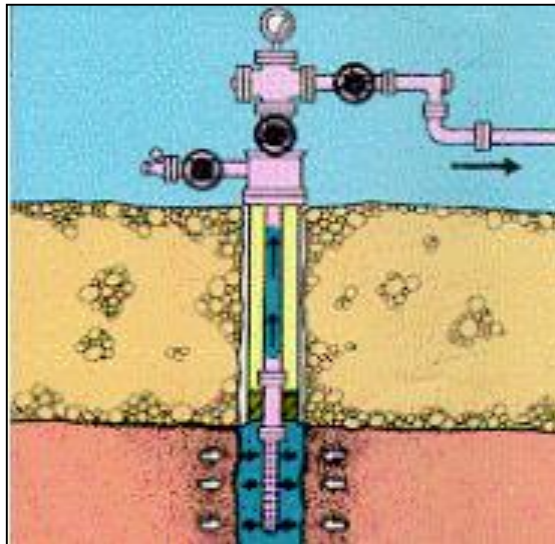
Lo que se desea precisar es que la tasa de inflación es una medida que se considera para muchos de los cálculos en el ámbito financiero – contable, por ello el Banco Central del Ecuador muestran el crecimiento o no del nivel general de precios. Normalmente es posible calcular las tasas de inflación de manera mensual, acumuladas y anuales; estas últimas pueden ser promedio o en deslizamiento, según lo considerado por el Banco Central del Ecuador.

#### **1.3.4 Producción petrolera**

La producción petrolera es aquella que se consigue en forma inmediata a través de pozos operativos que están conectados a instalaciones de producción igualmente operativas. En Ecuador, las principales zonas de explotación petrolera son las provincias de Sucumbíos, Pastaza, Morona Santiago y Napo. Asimismo, es preciso mencionar que las refinerías se encuentran situadas en Esmeraldas, Guayas, Amazonía y Manabí. Para Azcona (2012), la producción petrolera surge:

Luego de haber realizado la perforación, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios (pág. 3).

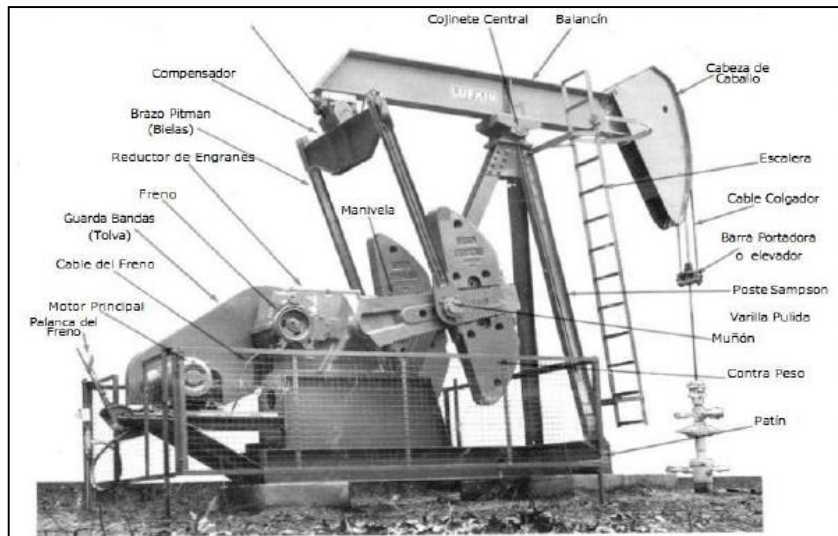
La producción petrolera usa determinados mecanismos siempre considerando los daños ambientales que puede ocasionar. En función de ello, Azcona (2012) señala que: “El mecanismo de surgencia natural es el más económico, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento” (pág. 3). De esta manera, este mecanismo es usado normalmente en las primeras etapas de la vida productiva del pozo. A continuación, se destaca en la Figura 5, el esquema de un pozo surgente:



**Figura 5: Esquema de pozo surgente**

**Fuente:** (Azcona, 2012, pág. 3)

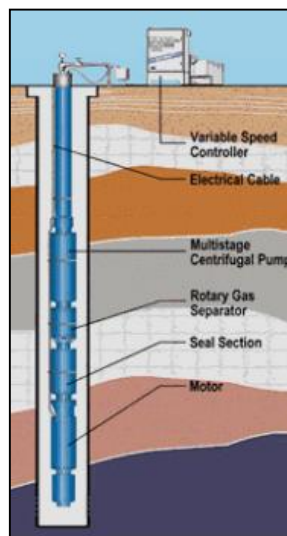
En relación a los métodos de extracción artificial, se puede decir que éstos ayudan considerablemente a la producción petrolera y entre ellos se encuentran los siguientes: a) El bombeo mecánico, b) Extracción con gas o Gas Lift, c) Bombeo con accionar hidráulico, d) Pistón accionado a gas (plungerlift), e) Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible y f) Bomba de cavidad progresiva. De esta manera en la Figura 6 se muestran las partes del bombeo mecánico.



**Figura 6: Bombeo Mecánico**

**Fuente:** (Acevedo, Díaz, & López, 2012)

El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 m. de profundidad, es el de la bomba de profundidad: consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m. de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. (Azcona, 2012, pág. 5).



**Figura 7: Bombeo Eléctrico Sumergible**

**Fuente:** (Azcona, 2012, pág. 5)

Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible. Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos (Azcona, 2012, pág. 5).

#### *1.3.4.1 Sistemas de producción petrolera*

La producción petrolera es un proceso que implica la factibilidad que poseen los diferentes yacimientos para ser explotados, de manera que la Comunidad Petrolera destaca en cuanto a los sistemas de producción petrolera:

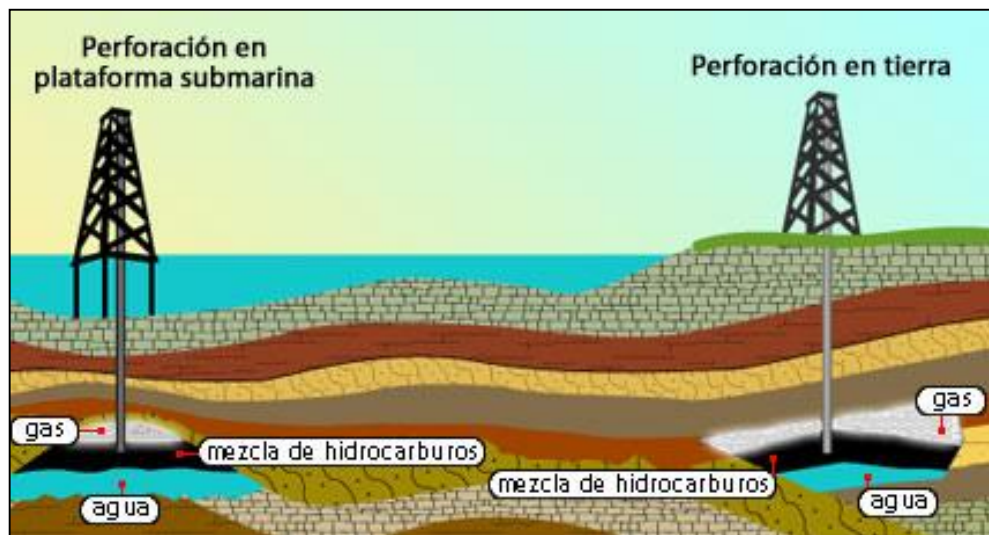
Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su re-inyección en el reservorio (Comunidad Petrolera, 2009, pág. 1).

Los sistemas de producción petrolera se caracterizan por determinar la habilidad que tiene un pozo de producir fluidos principalmente y posteriormente se deben realizar pruebas de pozos, para identificar la naturaleza de los fluidos del yacimiento y estimar el comportamiento del pozo en el futuro. La Comunidad Petrolera (2009), establece que existen los siguientes elementos mecánicos básicos del sistema de producción: “a) Pozos, b) Líneas de Conducción, c) Colector de Producción, d) Separadores y equipamiento de proceso, e) Instrumentos de medición y f) Recipientes de Almacenamiento” (pág. 1). Del primero es preciso indicar que es una perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar petróleo y gas. De esta forma, la Comunidad Petrolera señala que existen los siguientes tipos de pozos petroleros:

- **Pozo Exploratorio:** Es aquel pozo que se perfora en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente.
- **Pozos Productores:** Son aquellos que permiten extraer los fluidos de las formaciones productoras, mientras los no Productores (Secos), una vez terminados no producen ni petróleo ni gas en cantidades suficientes como para ser económicamente rentable.

- Pozos de Desarrollo: Son aquellos pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo, algunos pueden resultar secos.
- Pozo de Avanzada: Después de la perforación de un pozo exploratorio en un área inexplorada que resulta productor, se perforan los pozos de avanzada con el objetivo principal de establecer los límites del yacimiento (Comunidad Petrolera, 2014, pág. 1).

Todos los tipos de pozos petroleros tienen el firme propósito de presentar las perforaciones profundas con el uso de equipos especiales y técnicas avanzadas para construir un camino cubierto por secciones contiguas de tubería. Todo esto se puede ejemplificar gracias a la información contenida en la Figura 8.



**Figura 8: Tipos de Perforaciones en los Pozos Petroleros**

Fuente: (Notiingenio, 2012)

### 1.3.5 Reservas de Petróleo

Las reservas vienen a ser aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas de manera comercial a una fecha determinada. Según la Comunidad Petrolera (2009), las reservas de hidrocarburos son: “Son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante” (pág. 1). Lo que significa que son importantes, ya que a través de ellas se puede tener

conocimiento de las cantidades de petróleo disponibles, además de las cantidades que se pronostican esté disponible en el futuro debido a los avances tecnológicos y por supuesto a la exploración y descubrimiento de nuevos yacimientos.

#### *1.3.5.1 Clasificación de las Reservas de Petróleo*

A continuación, se presenta la clasificación de las Reservas de Petróleo:

##### 1. Según la certidumbre de ocurrencia:

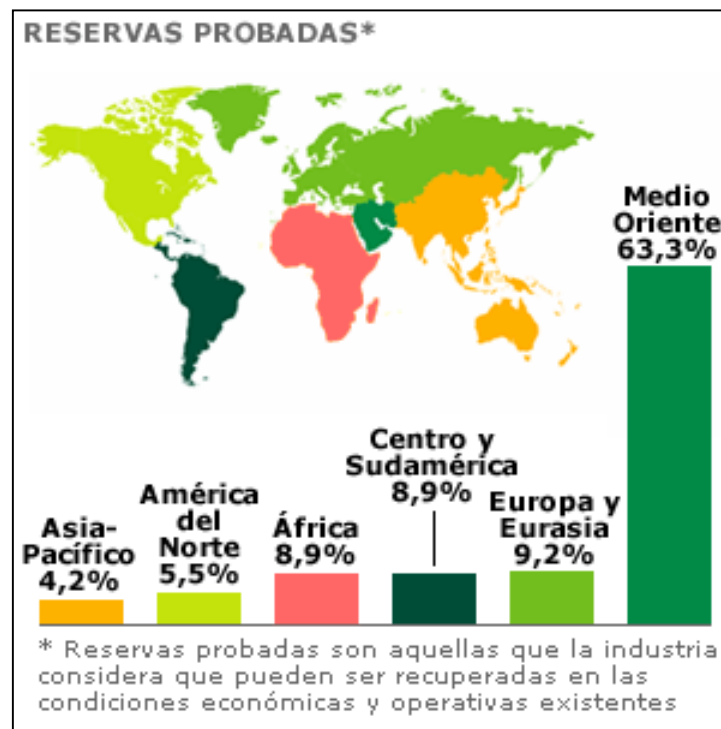
- **Probadas:** Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos.
- **Probables:** Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.
- **Posibles:** Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

##### 2. Según las facilidades de producción:

- **Probadas desarrolladas:** Las reservas desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción.
- **Probadas no desarrolladas:** Las reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a la producción. (Comunidad Petrolera, 2009, pág. 1)

Analizando esta información se puede observar que existen dos grandes grupos de reservas petroleras, que a su vez se subdividen para presentar unas categorías de reservas con el objetivo de detallar las funciones que cumple cada una de ellas. Cuando se habla

de reservas petroleras siempre existe un nivel de incertidumbre, el cual depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería que se disponga. A continuación se muestra la Figura 9, donde Comunidad Petrolera plantea de manera ilustrativa las reservas probadas de petróleo por regiones a nivel mundial:



**Figura 9: Reservas Probadas de Petróleo**

**Fuente:** (Plan Ceibal, s.f.)

### 1.3.6 Plataformas Petroleras

Las plataformas petroleras son aquellas estructuras e instalaciones que se encuentran ubicadas en los diferentes mares y océanos con el objetivo de extraer petróleo o gas natural del subsuelo marino y para ello es necesario taladrar el subsuelo hasta alcanzar la profundidad donde se encuentra el petróleo o gas.

Una clasificación general de las plataformas permite reducirla a dos tipos: fijas y móviles. Entre las segundas se pueden encontrar las semi sumergibles, las tipos barcaza y las Jack-ups. Los trabajos que pueden realizar cualquiera de los tipos de plataformas enumerados son los habituales en las operaciones offshore, y el empleo de uno u otro tipo dependen, principalmente de la profundidad o del tiempo que durará la operación (Arrocha, 2015, pág. 7).



## 2 DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

En este capítulo se tratará la situación actual de la empresa, su estructura organizacional, base legal relacionada al cálculo de la provisión del ARO, el contrato de prestación de servicios que tiene la empresa con el Estado ecuatoriano, normas internacionales de información financiera y de contabilidad, leyes y reglamentos de operaciones de hidrocarburos.

### 2.1 Situación actual de la empresa

Para el desarrollo de este trabajo de investigación se tomará una empresa del sector petrolero que opera en el Ecuador actualmente, pero por motivos internos no se le ha permitido al investigador especificar su nombre real, por ello se denominará La Empresa. Esta organización desde que inició sus operaciones en Ecuador se ha caracterizado por ser la referencia de empresas multinacionales que realizan operaciones en países cercanos a través de una operación segura y eficiente, contando un personal altamente calificado en armonía con el ambiente y la sociedad.

Sus actividades se centran en la exploración, producción y refinamiento de petróleo y gas. También están enfocadas en la producción química y distribución de productos finales que en la actualidad representan una fuente de ingresos bastante considerable que ayudan sin duda al desarrollo económico del Ecuador. La Empresa se encuentra ubicada en la ciudad de Quito pero sus operaciones la efectúan en la Región Amazónica, ya que en la misma se ubican los yacimientos de petróleo, en los diferentes bloques que posee la empresa. La razón de ser y la manifestación que indica hacia dónde se dirige La Empresa:

**Misión:** Considerar a cada miembro de la empresa como parte importante e integral del proceso de creación de productos de exploración, producción y refinamiento de petróleo y gas, contribuyendo a una mejor sociedad global.

**Visión:** Ser una empresa líder de la industria ecuatoriana de hidrocarburos dirigida hacia la creación de valor con eficiencia, ética y responsabilidad sostenible con productos de calidad internacional a través de vínculos y relaciones efectivas con los grupos de interés.

## 2.2 Estructura organizacional del Departamento Financiero de la Empresa

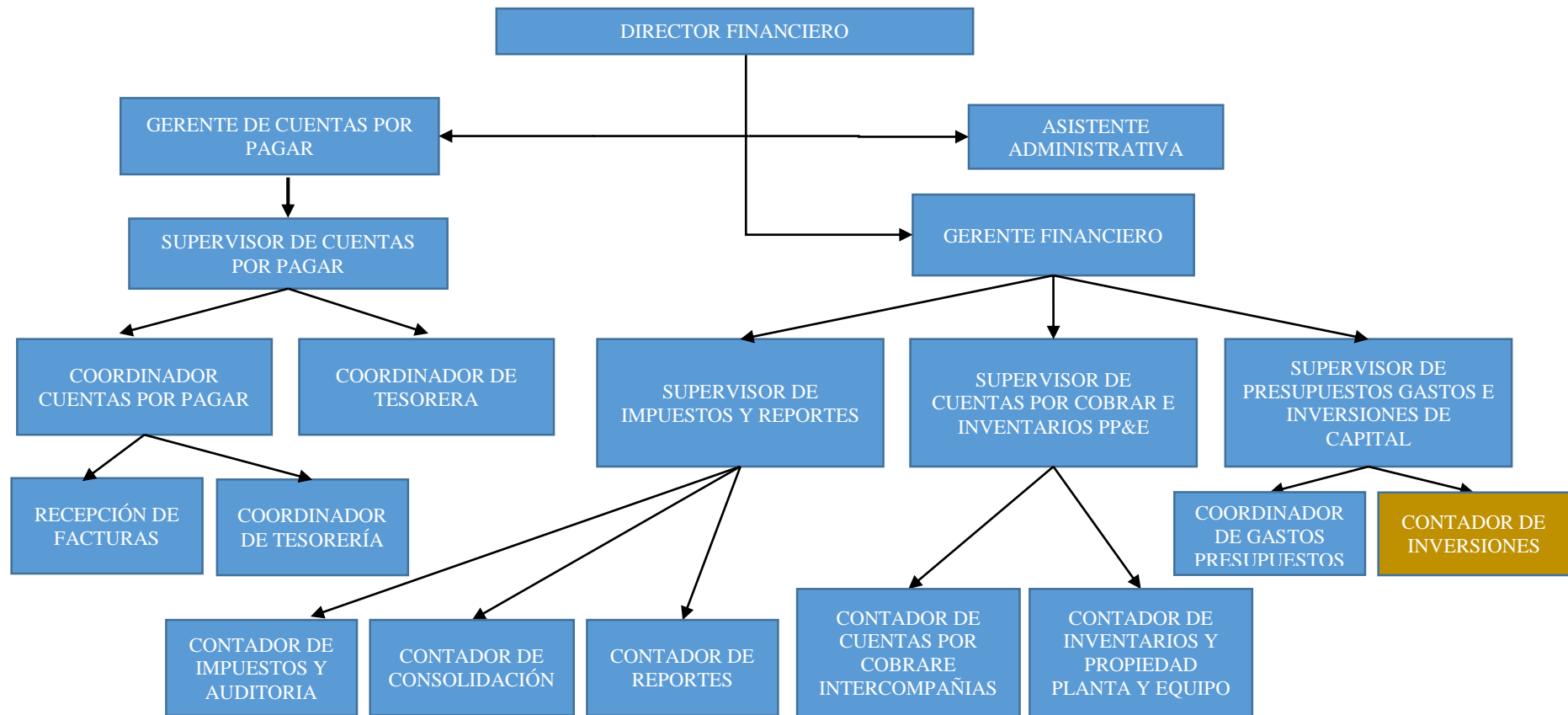


Figura 11: Organigrama Departamento Financiero de la Empresa

En la Figura 11 se explica en forma gráfica cada uno de los cargos del departamento financiero haciendo hincapié en el Contador de Inversiones quien es el encargado directamente de coordinar y elaborar el cálculo del ARO conjuntamente con el Supervisor de Presupuestos Gastos e Inversiones de Capital y sujeto a aprobación por parte del Gerente Financiero y Director Financiero.

### **2.3 Análisis de la base legal para el cálculo de provisión por retiro de activos**

En los siguientes apartados se detallan las bases legales que sustentan el tema de la investigación, como lo son los contratos de prestación de servicios en el sector petrolero, las normas internacionales de información financiera, las normas internacionales de contabilidad, ley de hidrocarburos y el reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas.

#### **2.3.1 Contratos de prestación de servicios en el sector petrolero**

Antes de que se efectuara la reforma a la Ley de Hidrocarburos en el año 2010, en el sector petrolero se aplicaban los siguientes modelos de contratos:

- Contrato de Participación
- Contrato de Asociación
- Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Contrato de Operaciones Especiales de Gestión Compartida (J.V).
- Contratos para la Exploración y Exploración Adicional de Campos Marginales.
- Contratos de Alianzas Estratégicas (Reservado para Empresas Estatales vía Negociación Directa)
- También pueden constituir Compañías de Economía Mixta o cualquier otra forma contractual de delegación vigente en la Legislación Ecuatoriana (Art. 3 de la Ley de Hidrocarburos). (González Peñaherrera & Asociados, 2014, pág. 3)

Cada tipo de modelo de contrato tenía sus elementos que lo caracterizaban, por ejemplo: en el contrato de participación el Estado le permitía a la industria petrolera privada la

posibilidad de explorar y explotar sus campos pero debía entregarle derechos sobre la propiedad del crudo producido, específicamente el contratista declaraba la comercialidad. De esta manera, la empresa contratista asumía la totalidad de los riesgos.

Por otra parte, en el contrato de asociación se especificaba la escala de participación de cada una de las partes involucradas en los resultados de la producción de petróleo. Fue el 27 de Julio de 2010 cuando se presentó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en esta reforma se plantean cambios significativos en relación al sector petrolero, en la mayoría de los casos. Por ende, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos dispuso migrar de cierta manera las modalidades de contratos existentes por lo siguiente:

PRIMERA.- Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su filial Petroproducción (actual EP PETROECUADOR) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tivacuno) y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley: caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, 2010, pág. 13).

La idea central de este cambio fue presentar una nueva modalidad en la cual se incorpore la contratación de servicios técnicos, administrativos y financieros. En este tipo de contrato del sector petrolero les reconoce a las industrias petroleras unas tarifas por los servicios prestados. De esta forma, la industria petrolera que esté realizando exploración y explotación de hidrocarburos tendrá por ley, derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo producido y entregado al Estado, es muy importante señalar que esta tarifa es fijada o calculada considerando un estimado por concepto de amortización de las inversiones, los costos y gastos del proceso realizado por la industria y por último la utilidad razonable obtenida.

La razón principal de este cambio se debió a que resultaba necesario atender las nuevas realidades del sector en la actualidad; y a su vez implementar diferentes procedimientos para impulsar de manera significativa la producción hidrocarburífera en el país y mejorar el desarrollo económico del mismo. En este nuevo tipo de contrato (prestación de servicios), el Estado paga por la extracción del crudo y como consecuencia de ello, la producción de los barriles de petróleo está a favor del Estado.

Los contratos de prestación de servicios en el sector petrolero representan los instrumentos en los cuales se establecen relaciones y responsabilidades de las partes involucradas. Este tipo de contratos es definido como:

Es un contrato de riesgo en el que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan con la Secretaría Nacional de Hidrocarburos a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo sus capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados (Noroña, 2013, pág. 22).

Por consiguiente se puede decir que los contratos por prestación de servicios en el sector petrolero constituye un vínculo entre las empresas y el Estado, que se representa a través de la Secretaría Nacional de Hidrocarburos. Es muy importante señalar que el Estado se reserva un 25% de los ingresos brutos provenientes de la producción del área objeto del contrato, ello con el propósito de manejarlos como margen de soberanía. Del valor restante, se podrán cubrir los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. En el mismo sentido, Bustamante & Zapata (2013) indican en relación a la importancia que tienen en la actualidad estos contratos lo siguiente:

El Estado se ha beneficiado de esta modalidad contractual, debido a que los ingresos generados en el bloque han permitido cubrir todos los costos y gastos de extracción del crudo, así como el pago de la tarifa de prestación de servicios a la contratista y los tributos correspondientes (Bustamante & Zapata, 2013, pág. 114).

Estos autores también señalan que entre las características de los contratos por prestación de servicios en el sector petrolero está el hecho de que: “La contratista tiene la preferencia de compra del crudo extraído del respectivo bloque siempre y cuando el precio ofrecido se ubique por sobre el precio referencial y no existan mejores ofertas de compra”

(Bustamante & Zapata, 2013, pág. 111). Esta situación representa una ventaja para la empresa contratista, además de tener el beneficio de estar exoneradas de los pagos de primas de entrada, derechos superficiales y aportes en obras de compensación. A continuación se presentan algunos de los elementos que caracterizan el desenvolvimiento de los contratos de prestación de servicios en la industria petrolera en Ecuador:

- Las empresas contratistas deben incluir en sus presupuestos, las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas.
- Las empresas contratistas están obligadas a presentar al Comité de Supervisión de los Programas y Presupuestos Anuales, elaborados hasta el treinta de septiembre anterior al Año Fiscal en que el referido programa deba ser ejecutado y posteriormente, con la recomendación del Comité de Supervisión, tramitar su aprobación por parte de la Secretaría, de conformidad en lo establecido en la Ley Aplicable.
- Las empresas contratistas deben presentar al Comité de Supervisión el Plan quinquenal y posteriormente con la recomendación del Comité de Supervisión, tramitar su aprobación por parte de la Secretaría de conformidad en lo establecido en la Ley Aplicable.
- Las empresas contratistas tienen que cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias concordantes, así como con los Estándares de la Industria Petrolera Internacional, en lo relativo a la seguridad e higiene ocupacional para el personal a cargo de la Contratista.
- Las empresas contratistas deben aplicar o incorporar tecnologías aceptadas en la industria petrolera internacional que sean compatibles con la Región Amazónica Ecuatoriana.
- Las empresas contratistas están obligadas a cumplir con las disposiciones de la Ley Aplicable y los compromisos adquiridos existentes a la fecha de suscripción de los

contratos, en cuanto a las relaciones de la Contratista y las comunidades vecinas, limitando su intervención a la ejecución de los programas comunitarios y las medidas de compensación e indemnización previstas en la Ley Aplicable.

- Las empresas contratistas deben colaborar con los organismos estatales encargados del desarrollo sustentable de la zona donde opera la Contratista, en cumplimiento de sus programas comunitarios y la Ley Aplicable.
- Las empresas contratistas tienen que entregar a la Secretaría, a la terminación de los contratos por prestación de servicios, por cualquier causa, sin costo y en buen estado conforme los programas de mantenimiento, salvo el desgaste normal, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura existentes a esa fecha en el Área del Contrato, en el entendido de que a partir de su entrega, la Secretaría asumirá en forma exclusiva toda responsabilidad sobre dichos pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura.

### **2.3.2 Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)**

Las Normas Internacionales de Información Financiera son un conjunto de lineamientos que se redactaron con el objeto de unificar los criterios en el mundo de la presentación de la información contable – financiera. A continuación se especifica la norma internacional de información financiera que se encuentra relacionada con el tema de la presente investigación.

#### *2.3.2.1 CINIIF 1: Cambios en Pasivos Existentes por Retiro de Servicio, Restauración y Similares (CINIIF1, 2012)*

##### **Alcance**

- 2 Esta Interpretación se aplica a los cambios en la medición de cualquier pasivo existente por retiro del servicio, restauración o similares que se haya reconocido:
  - (a) como parte del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo de acuerdo con la NIC 16; y
  - (b) como un pasivo de acuerdo con la NIC 37.

Por ejemplo, puede existir un pasivo por retiro del servicio, restauración o similar por el retiro de una planta, la rehabilitación de daños ambientales en industrias extractivas, o la remoción de ciertos equipos. (IASCF, s.f., pág. 1)

La CINIIF 1 establece que su aplicación está relacionada con los cambios en la medición de cualquier pasivo existente por retiro del servicio, restauración o similares que se haya reconocido en una empresa, de manera que dicho procedimiento igualmente se debe guiar por lo acotado tanto en la NIC 16 como la NIC 37 en función de los pasivos.

### **Problema**

- 3** Esta Interpretación aborda cómo debe contabilizarse el efecto de los siguientes hechos que cambian la medición de un pasivo existente por retiro, restauración o similar:
- (a) una modificación en la salida estimada de recursos que incorporan beneficios económicos (por ejemplo, flujos de efectivo) requeridos para cancelar la obligación;
  - (b) un cambio en la tasa de descuento actual basada en el mercado, según se define en el párrafo 47 de la NIC 37 (esto incluye tanto a las modificaciones en el valor del dinero en el tiempo, como a los riesgos específicos asociados al pasivo en cuestión); y
  - (c) un incremento que refleje el paso del tiempo (también denominado reversión del descuento). (IASCF, s.f., pág. 1).

El enunciado anterior destaca que la CINIIF 1 muestra las maneras cómo se deben contabilizar hechos que cambian la medición de un pasivo existente por cualquiera de estos tres motivos: a) por retiro, b) por restauración o c) actividad similar. De modo que cuando surge algún cambio en la salida estimada de recursos que incorporan beneficios económicos, se debe considerar lo establecido en esta norma internacional. También cuando la tasa de descuento sufra algún cambio y/o se presente un incremento que refleje el pasado, es decir, que la entidad debe reconocer el importe de la reversión en los resultados inmediatamente.

### **Acuerdo**

- 4** Los cambios en la medición de un pasivo existente por retiro, restauración y similares, que se deriven de cambios en el calendario estimado o importe de las salidas de recursos que incorporan beneficios económicos requeridas para cancelar

la obligación, o un cambio en la tasa de descuento, se contabilizarán de acuerdo con los párrafos 5 a 7 siguientes.

**5** Si el activo correspondiente se mide utilizando el modelo del costo:

- (a) Los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el periodo actual, respetando lo establecido en el apartado (b).
- (b) El importe deducido del costo del activo no será superior a su importe en libros. Si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del período.
- (c) Si el ajuste diese lugar a una adición al costo del activo, la entidad considerará si esto es un indicio de que el nuevo importe en libros del mismo podría no ser completamente recuperable. Si existiese dicho indicio, la entidad realizará una prueba del deterioro del valor estimando su importe recuperable, y contabilizará cualquier pérdida por deterioro del valor del activo de acuerdo con la NIC 36. (IASCF, s.f., pág. 2).

Existen tres maneras para utilizar el modelo de costo para contabilizar la medición de un pasivo por concepto de retiro, restauración y similares; esto es si los cambios suceden en el pasivo se deben añadir deducir del costo del activo correspondiente en el periodo actual, es importante especificar que este importe deducido no puede ser mayor a su importe en libros. Pero en caso contrario, se realiza una adición al costo del activo, y la entidad debe considerar si el importe se puede recuperar en el futuro.

**6** Si el activo correspondiente se mide utilizando el modelo de revaluación:

- (a) Los cambios en el pasivo modificarán la revaluación o la devaluación reconocidas previamente en ese activo, de forma que:
  - (i) una disminución en el pasivo (con sujeción a lo establecido en el párrafo (b)) se reconocerá en otro resultado integral e incrementará el superávit de revaluación en el patrimonio, salvo que se haya de reconocer en el resultado en la medida en que sea la reversión de un déficit de revaluación en el activo previamente reconocido en resultados;
  - (ii) un aumento en el pasivo se reconocerá en resultados, excepto que sea reconocido directamente en otro resultado integral y reducirá el superávit de revaluación en el patrimonio, en la medida en que existiera saldo acreedor en el superávit de revaluación en relación con ese activo.
- (b) En el caso de que la disminución del pasivo sea superior al importe en libros que habría sido reconocido si el activo se hubiera contabilizado según el modelo del costo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del periodo.

- (c) Un cambio en el pasivo es un indicio de que el activo podría tener que ser revaluado para garantizar que su importe en libros no difiere significativamente del que se habría determinado utilizando el valor razonable al final del periodo sobre el que se informa. Cualquiera de estas revaluaciones se tendrá en cuenta al determinar los importes a reconocer en el resultado o en otro resultado integral de acuerdo con (a). Si fuera necesaria una revaluación, se revaluarán todos los activos de esa clase.
- (d) La NIC 1 requiere la revelación en el estado del resultado integral de cada componente de otro ingreso o gasto integral. Al cumplir con este requerimiento, el cambio en el superávit de revaluación que surja por una variación en el pasivo, se identificará y revelará por separado. (IASCF, s.f., pág. 2)

La CINIIF 1 proporciona las políticas contables que se deben considerar para contabilizar el efecto de los cambios ocurridos en la valorización de los pasivos existentes que han surgido luego de los procesos de desmantelamiento, restauración y similares a los mismos. Sucede muy a menudo que las empresas deseen retirar ciertos elementos luego de un período de tiempo determinado de uso, de manera que se presenta una obligación en el ámbito contable, la cual está vinculada con la presente norma internacional de información financiera.

- 7** El importe depreciable ajustado del activo, se depreciará a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, una vez que el activo correspondiente haya alcanzado el final de su vida útil, todos los cambios posteriores en el pasivo se reconocerán en el resultado del período a medida que ocurran. Esto se aplicará tanto para el modelo del costo como para el modelo de revaluación.
- 8** La reversión periódica del descuento se reconocerá en el resultado como un costo financiero, a medida que se produzca. La capitalización, según la NIC 23 no está permitida. (IASCF, s.f., pág. 2).

La depreciación de los activos representa un mecanismo muy importante en la empresa porque es a través de éste que se reconoce el desgaste y pérdida de valor que sufre un bien por el uso que se haga de él, sobre todo cuando este activo es usado para generar ingresos o cumplir con el objetivo de la empresa. Es relevante acotar que el monto por este concepto se debe reconocer en el resultado del período a medida que ocurra.

### **2.3.3 Normas Internacionales de Contabilidad (NIC)**

Las Normas Internacionales de Contabilidad surgen como una necesidad de establecer estándares que permiten presentar la información a presentarse en los estados financieros y la forma en que esa información debe aparecer en estos estados.

#### *2.3.3.1 Norma Internacional de Contabilidad n° 16 (NIC 16): Inmovilizado material (NIC16, 2004)*

A continuación se presentan los puntos más resaltantes de la Norma Internacional de Contabilidad n° 16 en relación al tema del presente trabajo de investigación:

#### **Objetivo**

- 1 El objetivo de esta Norma es prescribir el tratamiento contable del inmovilizado material, de forma que los usuarios de los estados financieros puedan conocer la información acerca de la inversión que la entidad tiene en su inmovilizado material, así como los cambios que se hayan producido en dicha inversión. Los principales problemas que presenta el reconocimiento contable del inmovilizado material son la contabilización de los activos, la determinación de su importe en libros y los cargos por amortización y pérdidas por deterioro que deben reconocerse con relación a los mismos. (NIC 16, 1998, pág. 2).

Esta norma tiene como principal objetivo tratar lo relacionado con la inversión que la empresa haya realizado, es decir, tiene que ver con el tratamiento contable que se le da al inmovilizado material de la empresa, por ende, los cambios ocurridos se deben contabilizar. Se entiende como inmovilizado material a todos aquellos elementos tangibles que posee la empresa, no para ser vendidos, sino para usarlos durante un lapso de tiempo determinado. Dentro de este grupo de elementos se encuentran las propiedades, plantas y equipos.

#### **“Alcance**

- 2 Esta Norma se aplicará en la contabilización de los elementos de inmovilizado material, salvo cuando otra Norma Internacional de Contabilidad exija o permita un tratamiento contable diferente.” (NIC 16, 1998, pág. 2)

## **“Valoración en el momento del reconocimiento**

15 Todo elemento de inmovilizado material, que cumpla las condiciones para ser reconocido como un activo, se valorará por su coste.” (NIC 16, 1998, pág. 5)

### **Valoración del coste**

23 El coste de un elemento de inmovilizado material será el precio equivalente al contado en la fecha de reconocimiento. Si el pago se aplaza más allá de los plazos normales del crédito comercial, la diferencia entre el precio equivalente al contado y el total de los pagos se reconocerá como gastos por intereses a lo largo del periodo de aplazamiento, a menos que se capitalicen dichos intereses de acuerdo con el tratamiento alternativo permitido en la NIC 23. (NIC 16, 1998, pág. 6).

Reconocer un elemento de inmovilizado material se hace cuando se incorpora a los estados financieros presentados por la empresa, de igual manera las propiedades, plantas y equipos son activos cuando se les pueda obtener un beneficio económico y el costo de éstos sea valorado con cierto grado de fiabilidad. Cuando se adquieran, no son considerados como gastos, sino como activos, es decir, de ellos se logrará un beneficio en el futuro.

### **Amortización**

*43 Se amortizará de forma independiente cada parte de un elemento de inmovilizado material que tenga un coste significativo con relación al coste total del elemento.*

44 La entidad distribuirá el importe inicialmente reconocido de un elemento del inmovilizado material entre sus partes significativas y amortizará de forma independiente cada una de estas partes. Por ejemplo, podría ser adecuado amortizar por separado la estructura y los motores de un avión, tanto si se tiene en propiedad como si se tiene en arrendamiento financiero. (NIC 16, 1998, pág. 9).

Las amortizaciones en el área contable son deducciones que se realizan con el propósito de reflejar los cambios en el costo del inmovilizado material. Existen sistemas o métodos de amortización, los cuales tienen como objetivo determinar el monto exacto que se debe amortizar. Este cargo se debe reconocer en el mismo resultado del ejercicio donde se calcule. Asimismo, el método más usado para realizar dicho cálculo es el lineal, en donde se reduce el valor de un activo por el mismo importe cada año.

47 La entidad podrá elegir amortizar de forma independiente las partes que compongan un elemento y no tengan un coste significativo con relación al coste total del mismo.

**48 *El cargo por amortización de cada ejercicio se reconocerá en el resultado del ejercicio, salvo que se haya incluido en el importe en libros de otro activo.***

49 El cargo por amortización de un ejercicio se reconocerá habitualmente en el resultado del mismo. Sin embargo, en ocasiones los beneficios económicos futuros incorporados a un activo se incorporan a la producción de otros activos. En este caso, el cargo por amortización formará parte del coste del otro activo y se incluirá en su importe en libros. Por ejemplo, la amortización de una instalación y equipo de manufactura se incluirá en los costes de transformación de las existencias (véase la NIC 2). De forma similar, la amortización del inmovilizado material utilizado para actividades de desarrollo podrá incluirse en el coste de un activo intangible reconocido de acuerdo con la NIC 38 Activos intangibles. (NIC 16, 1998, pág. 9).

Esta norma internacional establece en relación a las amortizaciones, que la entidad tiene plena libertad para escoger amortizar de forma independiente las partes que compongan un elemento y no tengan un coste significativo con relación al coste total del mismo. Igualmente, el importe por amortización debe ser reconocido en el resultado del ejercicio. También la amortización del inmovilizado material utilizado para actividades de desarrollo podrá incluirse en el coste de un activo intangible reconocido considerando lo establecido en la NIC 38 denominada “Activos Intangibles”. Cuando se habla de amortización en una entidad se refiere cuando se aplica o reconoce un gasto que en el futuro reflejará de manera fiel el uso del activo en la actividad productiva de la empresa.

### **Importe amortizable y período de amortización**

**50 *El importe amortizable de un activo se distribuirá de forma sistemática a lo largo de su vida útil.***

**51 *El valor residual y la vida útil de un activo se revisarán, como mínimo, al término de cada ejercicio anual y, si las expectativas difirieren de las estimaciones previas, los cambios se contabilizarán como un cambio en una estimación contable, de acuerdo con la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores.***

52 La amortización se contabilizará incluso si el valor razonable del activo excede a su importe en libros, siempre y cuando el valor residual del activo no supere al importe en libros del mismo. Las operaciones de reparación y mantenimiento de un activo no evitan realizar la amortización.

- 53 El importe amortizable de un activo se determina después de deducir su valor residual. En la práctica, el valor residual de un activo a menudo es insignificante, y por tanto irrelevante en el cálculo del importe amortizable. (NIC 16, 1998, págs. 9-10).

En cuanto al resultado del cálculo de la amortización, éste se debe distribuir sistemáticamente a lo largo de la vida útil del activo. De hecho, según esta norma internacional la amortización se debe contabilizar incluso si el valor razonable del activo excede a su importe en libros, siempre y cuando el valor residual del activo no supere al importe en libros del mismo. Asimismo, cuando en la empresa se realizan operaciones de reparación y mantenimiento de un activo no evitan realizar la amortización.

- 54 El valor residual de un activo podría aumentar hasta igualar o superar el importe en libros del activo. Si esto sucediese, el cargo por amortización del activo será nulo, a menos que—y hasta que—ese valor residual disminuya posteriormente y se haga menor que el importe en libros del activo.
- 55 La amortización de un activo comenzará cuando esté disponible para su uso, esto es, cuando se encuentre en la ubicación y en las condiciones necesarias para ser capaz de operar de la forma prevista por la dirección. La amortización de un activo cesará en la fecha más temprana entre aquella en que el activo se clasifique como mantenido para la venta (o incluido en un grupo enajenable de elementos que se haya clasificado como mantenido para la venta), de acuerdo con la NIIF 5, y la fecha en que se produzca la baja en cuentas del mismo. Por tanto, la amortización no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo, a menos que se encuentre amortizado por completo. Sin embargo, si se utilizan métodos de depreciación en función del uso, el cargo por amortización podría ser nulo cuando no tenga lugar ninguna actividad de producción. (NIC 16, 1998, pág. 10).

Para una empresa es indispensable saber cuándo comenzará la amortización de un activo, y esta norma internacional establece que esto sucederá cuando esté disponible para su uso. De igual manera es vital saber cuándo la amortización de un activo cesará, específicamente sucede en la fecha más temprana entre aquella en que el activo se clasifique como mantenido para la venta. Aquí su importancia, la amortización se efectúa durante el tiempo que el activo va permitir obtener ingresos.

- 57 La vida útil de un activo se definirá en términos de la utilidad que se espere que aporte a la entidad. La política de gestión de activos llevada a cabo por la entidad podría implicar la enajenación o disposición por otra vía de los activos después de un periodo específico de utilización, o tras haber consumido una cierta proporción

de los beneficios económicos incorporados a los mismos. Por tanto, la vida útil de un activo puede ser inferior a su vida económica. La estimación de la vida útil de un activo, es una cuestión de criterio, basado en la experiencia que la entidad tenga con activos similares.

- 58 Los terrenos y los edificios son activos independientes, y se contabilizarán por separado, incluso si han sido adquiridos de forma conjunta. Con algunas excepciones, tales como minas, canteras y vertederos, los terrenos tienen una vida ilimitada y por tanto no se amortizan. Los edificios tienen una vida limitada y, por tanto, son activos amortizables. Un incremento en el valor de los terrenos en los que se asienta un edificio no afectará a la determinación del importe amortizable del edificio. (NIC 16, 1998, pág. 10).

De la información presentada anteriormente se puede extraer que el importe amortizable de un activo se distribuirá de forma sistemática a lo largo de su vida útil, es decir, la empresa consume los beneficios económicos futuros incorporados a un activo principalmente a través de su utilización. La vida útil de un activo está relacionada con la utilidad que se espere que aporte a la empresa. La NIC 16 señala que los terrenos y los edificios son activos independientes, y por ende se contabilizan por separado, incluso si han sido adquiridos de forma conjunta.

### **Baja en cuentas**

**67 *El importe en libros de un elemento de inmovilizado material se dará de baja en cuentas:***

***(a) por su enajenación o disposición por otra vía; o***

***(b) cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su uso, enajenación o disposición por otra vía.***

**68 *La pérdida o ganancia surgida al dar de baja un elemento de inmovilizado material se incluirá en el resultado del ejercicio cuando la partida sea dada de baja en cuentas (a menos que la NIC 17 establezca otra cosa, en caso de una venta con arrendamiento financiero posterior). Las ganancias no se clasificarán como ingresos ordinarios.*** (NIC 16, 1998, págs. 11-12).

Para dar de baja en cuentas a algún inmovilizado material se debe cumplir uno de estos dos escenarios: el primero que sea por su enajenación o disposición por otra vía o el segundo cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su uso, enajenación o disposición por otra vía.

Para una empresa dar de baja un activo fijo puede requerir que se mantenga cierta evidencia para el caso de una auditoría. Se produce esta situación cuando los activos sufren desgastes por su propio uso durante el tiempo de su vida útil haciéndolos obsoletos o en su defecto se deterioran. Las ganancias por concepto de dar de baja a un elemento inmovilizado no se pueden clasificar como ingresos ordinarios.

69 La enajenación o disposición por otra vía de un elemento de inmovilizado material puede llevarse a cabo de diversas maneras (por ejemplo, mediante la venta, realizando sobre la misma un contrato de arrendamiento financiero o por donación). Para determinar la fecha de la enajenación o disposición por otra vía del elemento, la entidad aplicará los criterios establecidos en la NIC 18 Ingresos ordinarios, para el reconocimiento de ingresos ordinarios por ventas de bienes. Se aplicará la NIC 17 en caso de que la disposición del activo consista en una venta con arrendamiento posterior. (NIC 16, 1998, pág. 12)

71 La pérdida o ganancia derivada de la baja en cuentas de un elemento de inmovilizado material, se determinará como la diferencia entre el importe neto obtenido por su enajenación o disposición por otra vía, si existe, y el importe en libros del elemento. (NIC 16, 1998, pág. 12).

De esta manera se puede decir que una vez dada de baja en cuenta se puede presentar una pérdida o una ganancia del elemento de inmovilizado material, es importante acotar que esta pérdida o ganancia se incluirá en el resultado del ejercicio cuando la partida sea dada de baja en cuentas. Asimismo, es preciso destacar que se le puede dar de baja a un inmovilizado material cuando no se espere obtener de los mismos beneficios o rendimientos económicos futuros, porque se abandone o se acabe su vida útil.

### *2.3.3.2 Norma Internacional de Contabilidad n° 37 (NIC 37): Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes (NIC37, 2006)*

A continuación, se presentan los puntos más resaltantes de la Norma Internacional de Contabilidad n° 37 en relación al tema del presente trabajo de investigación:

#### **Objetivo**

El objetivo de esta Norma es asegurar que se utilicen las bases apropiadas para el reconocimiento y la medición de las provisiones, activos y pasivos de carácter contingente, así como que se revele la información complementaria suficiente, por

medio de las notas, como para permitir a los usuarios comprender la naturaleza, calendario de vencimiento e importes, de las anteriores partidas. (NIC 37, 1998, pág. 7).

La NIC 37 tiene como objetivo principal asegurar que se utilicen las bases apropiadas al momento de reconocer y valorizar las provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes.

### **Alcance**

**1** *Esta Norma debe ser aplicada por todas las entidades, al proceder a contabilizar sus provisiones y activos y pasivos contingentes, excepto:*

- (a) *aquéllos que se deriven de contratos pendientes de ejecución, excepto cuando el contrato es oneroso; y*
- (b) *[Derogado]; y*
- (c) *aquéllos cubiertos por otra Norma.*

**2** Esta Norma no es de aplicación a los instrumentos financieros (incluyendo las garantías) que caen en el alcance de la NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. (NIC 37, 1998, pág. 7)

Su alcance es fundamental, porque dicha norma mejora significativamente la información sobre determinados riesgos que corre la empresa en función de las provisiones, activos y pasivos de carácter contingente.

### **Definiciones**

**10** *Los siguientes términos se usan en la presente Norma con el significado que a continuación se especifica:*

*Una provisión es un pasivo sobre el que existe incertidumbre acerca de su cuantía o vencimiento.*

*Un pasivo es una obligación presente de la empresa, surgida a raíz de sucesos pasados, al vencimiento de la cual, y para cancelarla, la empresa espera desprenderse de recursos que incorporan beneficios económicos.*

*El suceso que da origen a la obligación es todo aquel suceso del que nace una obligación de pago, de tipo legal o implícita para la entidad, de forma que a la empresa no le queda otra alternativa más realista que satisfacer el importe correspondiente.*

*Una obligación legal es aquélla que se deriva de:*

- (a) un contrato (ya sea a partir de sus condiciones explícitas o implícitas);*
- (b) la legislación; u*
- (c) otra causa de tipo legal.*

*Una obligación implícita es aquélla que se deriva de las actuaciones de la propia empresa, en las que:*

- (a) debido a un patrón establecido de comportamiento en el pasado, a políticas empresariales que son de dominio público o a una declaración efectuada de forma suficientemente concreta, la entidad haya puesto de manifiesto ante terceros que está dispuesta a aceptar cierto tipo de responsabilidades; y*
- (b) como consecuencia de lo anterior, la empresa haya creado una expectativa válida, ante aquellos terceros con los que debe cumplir sus compromisos o responsabilidades.*

*Un pasivo contingente es:*

- (a) una obligación posible, surgida a raíz de sucesos pasados, cuya existencia ha de ser confirmada sólo por la ocurrencia, o en su caso por la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la empresa; o bien*
- (b) una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque:
  - (i) no es probable que la empresa tenga que satisfacerla, desprendiéndose de recursos que incorporen beneficios económicos; o bien*
  - (ii) el importe de la obligación no puede ser valorado con la suficiente fiabilidad.**

*Un activo contingente es un activo de naturaleza posible, surgido a raíz de sucesos pasados, cuya existencia ha de ser confirmada sólo por la ocurrencia, o en su caso por la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la empresa.*

*Un contrato de carácter oneroso es todo aquel contrato en el cual los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conlleva, exceden a los beneficios económicos que se esperan recibir del mismo.*

*Una reestructuración es un programa de actuación, planificado y controlado por la gerencia de la empresa, cuyo efecto es un cambio significativo:*

- (a) en el alcance de la actividad llevada a cabo por la empresa; o*
- (b) en la manera de llevar la gestión de su actividad. (NIC 37, 1998, págs. 8-9).*

El apartado antes señalado de la NIC 37 presenta una cantidad de definiciones que se deben considerar para el cálculo de las provisiones de una empresa. De ellas es necesario indicar en primer lugar, que una provisión representa un pasivo sobre el que existe incertidumbre acerca de su cuantía o vencimiento, en segundo lugar, un pasivo es una obligación adquirida por la empresa, surgida a raíz de sucesos pasados y en tercer lugar, una obligación legal es aquella que surge la forma de un contrato, ya sea a partir de sus condiciones explícitas o implícitas que involucra dos partes interesadas.

## **Provisiones**

***14 Debe reconocerse una provisión cuando se den las siguientes condiciones:***

- (a) la empresa tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado;***
- (b) es probable que la empresa tenga que desprenderse de recursos que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación; y***
- (c) puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.***

***De no cumplirse las tres condiciones indicadas, la empresa no debe reconocer la provisión.*** (NIC 37, 1998, pág. 10)

Las provisiones son muy importantes en cualquier empresa, por ello se debe realizar una estimación lo más real y fiable posible, es decir, el cálculo de esta provisión se considerará como un importe evaluado de forma racional, tomando en cuenta los riesgos e incertidumbres que normalmente rodean el desarrollo pleno de cualquier empresa.

## **“Mejor estimación**

***36 El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación, en la fecha del balance, del desembolso necesario para cancelar la obligación presente.”*** (NIC 37, 1998, pág. 13).

## **“Riesgo e incertidumbres**

***42 Para realizar la mejor estimación de la provisión, deben ser tenidos en cuenta los riesgos e incertidumbres que, inevitablemente, rodean a la mayoría de los sucesos y las circunstancias concurrentes a la valoración de la misma.”*** (NIC 37, 1998, pág. 14)

Los riesgos e incertidumbres son hechos externos a la empresa que pueden suceder o no en cualquier momento; sobre todo se debe tener más precaución al momento de estimar la provisión, sea o no por retiro de activos o elementos inmovilizados.

### **Aplicación de las provisiones**

**61** *Cada provisión deberá ser utilizada sólo para afrontar los desembolsos para los cuales fue originalmente reconocida.*

62 Sólo se aplicará la provisión para cubrir los desembolsos relacionados originalmente con su dotación. El hecho de realizar desembolsos contra una provisión que fue, en su origen, dotada para propósitos diferentes, produciría el efecto de encubrir el impacto de dos sucesos distintos. (NIC 37, 1998, pág. 16).

Las provisiones serán aplicadas exclusivamente para afrontar desembolsos para los cuales fueron originalmente reconocidas y valorizadas. De manera que se difieren de otras partidas, porque de las provisiones se desconoce el momento de sus vencimientos o los montos por dichos desembolsos futuros, es decir, es una estimación que ayudará a la empresa a tomar acertadas decisiones en función de sus propiedades, plantas y equipos.

### **2.3.4 Ley de hidrocarburos**

En el artículo 29 que señala la Ley de Hidrocarburos (1978), se indica el rol que posee la Secretaría de Hidrocarburos en lo que a contrato de exploración y explotación se refiere; entendiéndose que el Secretario de Hidrocarburos es el profesional que se encuentra totalmente facultado para dictar las resoluciones e instructivos para el normal funcionamiento de la Secretaría de Hidrocarburos. Es importante acotar que cuando se termina este tipo de contrato, ya sea por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, la empresa contratista o asociada está en la obligación de hacer entrega a la Secretaría de Hidrocarburos, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad y en perfectas condiciones todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato.

Art. 29.- Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en

buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato, así como trasladar aquéllos que la Secretaría de Hidrocarburos señale, a los sitios que ella determine. Si la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado entregará a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura.

Asimismo, al término de un contrato, para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.

Sin embargo, durante los diez últimos años del plazo de un contrato, la Secretaría de Hidrocarburos podrá convenir con el contratista o asociado, inversiones con formas especiales de amortización y con pago de la parte no amortizada, al término del plazo del contrato.

Los contratistas de obras o servicios específicos, los transportistas y los distribuidores de derivados de hidrocarburos, al por mayor y al por menor, no están sujetos a las disposiciones constantes en este artículo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010. (Ministerio de Hidrocarburos, 2014).

De igual forma esta secretaría podría manifestar el traslado de estos equipos a lugares que previamente ha seleccionado para el resguardo de los mismos. En el caso de que se termine el contrato de exploración y explotación, pero todavía se encuentra en el período de exploración, la empresa con contratista o asociada debe entregar sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura. Por ley, la administración de este tipo de contratos estará a cargo de la Secretaría Nacional de Hidrocarburos, la cual se encarga de verificar el cumplimiento de las estipulaciones y condiciones del contrato.

Art. 30.- Los contratistas o asociados no podrán enajenar, gravar o retirar, en el curso del contrato, parte alguna de los bienes a que se refiere el artículo anterior, sin autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífera.

La negligencia, el descuido o el dolo en la conservación de los bienes referidos en aquél artículo, que son propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010. (Ministerio de Hidrocarburos, 2014).

Analizando el artículo 30 de la Ley de Hidrocarburos se puede decir que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera es la encargada de autorizar a las empresas contratistas y asociadas para que puedan enajenar, gravar o retirar mientras esté vigente el contrato de exploración y explotación algunos de los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato.

Art. 31.- PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

a) Emplear en el plazo de seis meses de iniciadas las operaciones, sea que las realicen directamente o a través de contratos, un mínimo de ecuatorianos de: noventa y cinco por ciento en el personal de obreros, noventa por ciento en el personal de empleados administrativos y setenta y cinco por ciento en el personal técnico, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles. En el plazo de dos años el noventa y cinco por ciento del personal administrativo deberá ser ecuatoriano;

Adicionalmente el contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años del período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento de personal técnico nacional. El diez por ciento de personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional.

b) Someter a la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes de exploración y desarrollo de yacimientos o de otras actividades industriales, antes de iniciar su ejecución;

c) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos, trimestralmente o cuando lo solicite, informes sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes;

d) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos cuando se lo requiera, datos económicos relativos a cualquier aspecto de la exploración, de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos de tales operaciones;

e) Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad en las actividades industriales y en la explotación de los yacimientos observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

f) Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera;

g) Franquear al uso público según lo requiera la Secretaría de Hidrocarburos, las vías de comunicación, aeropuertos, puertos marítimos y fluviales, que construyeren.

h) Presentar dentro de los tres primeros años del período de exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del Instituto y los negativos serán de propiedad del Estado;

i) Delimitar definitivamente el área contratada y entregar el documento cartográfico correspondiente, dentro de los cinco primeros años del período de explotación, siguiendo métodos geodésicos u otros métodos científicos, según el Reglamento de la Secretaría de Hidrocarburos. En este trabajo intervendrá, por parte del Estado, el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según sea el caso. De existir dicho documento cartográfico, la compañía tiene la obligación de actualizarlo.

j) Contribuir, durante el período de exploración, para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el País o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será administrado por el Instituto de Crédito Educativo;

k) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, hasta el primero de diciembre de cada año, un detallado programa de las actividades a realizarse en el año calendario siguiente, incluyendo el presupuesto de inversiones.

Además, en el período de explotación, el contratista deberá, presentar anualmente para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, el programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollar, incluyendo su presupuesto, conjuntamente con el programa operativo mencionado en el inciso anterior.

l) Presentar, asimismo, en el primer mes de cada año, un informe detallado de las operaciones realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal y demás pormenores de los trabajos.

m) Llevar en Idioma Castellano y en forma actualizada la contabilidad financiera y de costos, con los respectivos registros y comprobantes, y conservarlos durante el período del contrato, y diez años después, de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas específicas que imparta la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera.

Adicionalmente se presentará una copia de la contabilidad que utilice la contratista en el idioma de su país de origen, si fuere del caso.

n) Presentar a la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del primer trimestre de cada año, el balance general, la cuenta de resultados y los inventarios, correspondientes al ejercicio económico del año calendario inmediato anterior;

o) Invertir un mínimo del diez por ciento de sus utilidades netas, según los resultados de los estados financieros, en el desenvolvimiento de la misma o de otras industrias de hidrocarburos en el País. Esta inversión podrá también efectuarse en la forma de adquisición de bonos del Estado o de suscripción de acciones para la formación de nuevas empresas o de aumentos de capital en empresas nacionales que, a juicio de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, sean de interés para el desarrollo económico del País.

p) Construir viviendas higiénicas y cómodas para los empleados y obreros en los campamentos estables de trabajo, según planos y especificaciones aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos;

q) Proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte, en los campamentos de trabajo, a los inspectores y demás funcionarios del Estado;

r) Recibir estudiantes o egresados de educación técnica superior relacionada con la industria de hidrocarburos, en el número y por el tiempo que se acuerde con la Secretaría de Hidrocarburos, para que realicen prácticas y estudios en los campos de trabajo e industrias, corriendo por cuenta de las empresas los gastos de transporte, alojamiento, alimentación y atención médica;

s) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes, programas y proyectos y el financiamiento respectivo para que las actividades de exploración y explotación no afecten negativamente a la organización económica y social de la población asentada en las áreas donde se realicen las mencionadas actividades y a todos los recursos naturales renovables y no renovables locales. Igualmente, deberá planificarse los nuevos asentamientos poblacionales que fueren necesarios. Para la antedicha aprobación la Secretaría de Hidrocarburos contará con los informes de los organismos de desarrollo regional respectivos y del Ministerio de Bienestar Social.

t) Conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente y de la seguridad del país y con relación a la práctica internacional en materia de preservación de la riqueza ictiológica y de la industria agropecuaria. Para el efecto, en los contratos, constarán las garantías respectivas de las empresas contratistas.

u) Elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo Ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificados para el efecto.

Nota: Literales a), k), m), s) y t) de este artículo, reformados por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Literales p) y r) reformados por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Literal u) agregado por Art. 37 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Incluida Fe de Erratas, publicada en Registro Oficial 789 de 18 de Julio de 1984.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010. (Ministerio de Hidrocarburos, 2014)

En primer lugar, este artículo hace referencia a que PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados a emplear en el plazo de seis meses de iniciadas las operaciones un mínimo de ecuatorianos, específicamente 95% en el personal de obreros, 90% en el personal de empleados administrativos y 75% en el personal técnico, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles. Asimismo, fija que en el plazo de dos años el personal administrativo deberá estar constituido por un 95% de personas ecuatorianas.

De igual forma PETROPECAUDOR y las empresas contratistas o asociadas están obligadas a presentar en el primer mes de cada año, un informe detallado de las operaciones realizadas en el año inmediato anterior. Este informe debe contener: a) Datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, b) Ventas internas, c) Exportaciones y d) Aspectos relacionados con el personal y demás pormenores de los trabajos.

Otro elemento a ser considerado de este artículo es que PETROPECAUDOR y las empresas contratistas o asociadas deben elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental; todo ello lo que busca es la prevención y control de los impactos ambientales y sociales derivados de las actividades que estas empresas realizan. De manera que dichos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, para mayor formalidad y establecimiento de estándares.

Art. 31-A.- Si conviniere a los intereses del Estado, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán ser modificados por acuerdo de las partes contratantes y previa aprobación del Ministerio Sectorial.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010. (Ministerio de Hidrocarburos, 2014).

En el caso de que conviniere a los intereses del Estado, se pueden realizar los procedimientos de modificación contractual; sin afectar bajo ningún concepto las obligaciones establecidas en la Constitución de la República y demás leyes relacionadas. Estas modificaciones pueden contener especificaciones de carácter técnico, financiero, económico o de otra índole que se haga necesaria para mejorar las condiciones previamente fijadas en los contratos de prestación de servicios. El ente encargado de formular los requisitos para los procesos de modificación de los contratos es el Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH), éste exigirá los documentos que se requieren de acuerdo al contenido y procedimientos establecidos para la licitación.

### **2.3.5 Reglamento de operaciones hidrocarburíferas**

A continuación, se presentan los artículos más relevantes del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en relación al tema del presente trabajo de investigación:

Art. 15.- Autorizaciones y permisos: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, bajo su responsabilidad, obtendrán todas las autorizaciones y permisos que se requieran para las operaciones hidrocarburíferas a su cargo y obtendrán toda la información relacionada con el área del contrato, la ubicación del yacimiento, de los futuros pozos, entre otros, que le permita la correcta y adecuada planificación de sus operaciones y la instalación de los equipos de exploración. (Ministerio de Hidrocarburos, 2012, pág. 4).

El presente artículo establece la responsabilidad en cuanto a las autorizaciones y permisos que deben obtener tanto PETROECUADOR como las empresas contratistas para poder efectuar operaciones Hidrocarburíferas; en estas autorizaciones y permisos deben fijarse

los siguientes elementos: a) el área del contrato y b) ubicación geográfica del yacimiento y de los futuros pozos. Con esta información PETROECUADOR y las empresas contratistas tienen algunas de las herramientas necesarias para planificar sus operaciones y empezar la instalación de los equipos, herramientas, maquinarias y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato.

Art. 81.- Terminación de contratos: Las contratistas de exploración y explotación, a la terminación de los contratos, por cualquier causa, procederán conforme a lo dispuesto por el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos.

Las contratistas entregarán la información señalada en este artículo a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en un plazo no mayor de sesenta (60) días contados desde la fecha de terminación.

Así mismo, y dentro del mismo plazo, entregarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental la auditoría integral ambiental del área del contrato. (Ministerio de Hidrocarburos, 2012, pág. 17)

Este artículo señala que, al terminarse un contrato de exploración y explotación, las empresas contratistas o asociadas están en la obligación de entregar sin costo alguno y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato. Si sucedería el caso de que la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado debe entregarle a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo alguno y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura. En el supuesto caso de que el contrato fuese para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, en el momento de su término, la empresa contratista o asociada deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato. Asimismo, deberá manifestar esta información a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en un plazo no mayor de sesenta (60) días contados desde la fecha de terminación del contrato.

### **2.3.6 Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas**

Los artículos más importantes del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en relación al tema del presente trabajo de investigación son:

Art. 1.- **Ámbito.**- El presente Reglamento Ambiental y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas y afines que se llevan a efecto en el país.

El presente Reglamento tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo. (Ministerio de Ambiente, 2010, pág. 2)

El artículo indicado anteriormente establece que el Reglamento para las Operaciones Hidrocarburíferas del año 2001 debe aplicarse a todas aquellas operaciones hidrocarburíferas y similares que se desarrollen en Ecuador, por ello las regula. Estas actividades pueden ser de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines.

“Art. 8.- **Aspectos ambientales en procesos de licitación.**- El organismo encargado para licitaciones petroleras deberá contar con el pronunciamiento previo de la Subsecretaría de Protección Ambiental para la consideración de aspectos ambientales en los procesos de licitación estatal (Ministerio de Ambiente, 2010, pág. 3).

Art. 20.- **Manejo de aspectos socio-ambientales.**- Los sujetos de control, en todas las fases de las actividades hidrocarburíferas que ejecuten y en las áreas de operaciones, contarán con personal profesional capacitado para el manejo de aspectos socio-ambientales.

Para tal efecto, contarán con unidades o departamentos de protección ambiental, insertados adecuadamente en las estructuras corporativas. (Ministerio de Ambiente, 2010, pág. 6).

A través de los artículos citados antes, se puede acotar que la Subsecretaría de Protección Ambiental es el ente encargado de las licitaciones petroleras, y por esta razón se encargará

de tomar en cuenta los aspectos ambientales referentes a estas licitaciones. También como sujetos de control como lo son PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados para la exploración y explotación, refinación o industrialización de hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y comercialización de derivados de petróleo, así como las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades deben contar con un personal especializado en temas socio ambientales.

Art. 25.- Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles.- Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

a) Instruir y capacitar al personal de operadoras, subcontratistas, concesionarios y distribuidores sobre el manejo de combustibles, sus potenciales efectos y riesgos ambientales así como las señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial, así como sobre el cumplimiento de los Reglamentos de Seguridad Industrial del Sistema PETROECUADOR vigentes, respecto al manejo de combustibles;

b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para combustibles se regirán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables, deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;

c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA-30 o equivalente;

d) Todos los equipos mecánicos tales como tanques de almacenamiento, tuberías de productos, motores eléctricos y de combustión interna estacionarios así como compresores, bombas y demás conexiones eléctricas, deben ser conectados a tierra;

e) Los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados deberán ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que puedan causar filtraciones de petróleo o derivados que contaminen el ambiente;

f) Los sitios de almacenamiento de combustibles serán ubicados en áreas no inundables. La instalación de tanques de almacenamiento de combustibles se realizará en las condiciones de seguridad industrial establecidas reglamentariamente en cuanto a capacidad y distancias mínimas de centros poblados, escuelas, centros de salud y demás lugares comunitarios o públicos;

g) Los sitios de almacenamiento de combustibles y/o lubricantes de un volumen mayor a 700 galones deberán tener cunetas con trampas de aceite. En plataformas offshore,

los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición; y,

h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de seguridad OACI. (Ministerio de Ambiente, 2010, págs. 7-8).

El artículo anterior indica que para almacenar combustibles se deben tener en consideración ciertas condiciones, como lo son la ubicación o zona de almacenamiento (áreas no inundables) y si es mayor a 700 galones lo que se dese almacenar, se deben tener cunetas de aceite. De igual forma se tienen que tener normas de seguridad con el propósito de proteger los tanques contra la corrosión.

#### **2.4 Parámetros para el cálculo de provisión por retiro de activo según la empresa**

En la actualidad, La Empresa no tiene establecido un procedimiento para efectuar el cálculo de la provisión por retiro de activo, de manera que se está realizando según la experiencia de los encargados de este procedimiento, por eso es vital poder establecer un modelo que permita realizar los cálculos de manera ordenada siguiendo un paso a paso. De esta forma, los parámetros que actualmente se están siguiendo en La Empresa son:

- La provisión reflejada en la contabilidad de la empresa corresponde al importe estimado de los costos de desmantelamiento o retiro del activo fijo, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta.
- El importe estimado del valor actual de los costos de retiro de activos se registra contablemente como provisión, con cargo a la correspondiente cuenta de propiedad, planta y equipo, cuando se incurra en la obligación de efectuarla, bien en el momento de su adquisición o posteriormente.
- La provisión no se plasma en un gasto concreto.
- Por el importe de los ajustes que surjan por la actualización financiera de su valor, se incrementa la provisión, con cargo a la cuenta de gastos financieros por actualización de las provisiones.

### **3 PROPUESTA DEL MODELO DE CÁLCULO DEL ARO PARA EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO**

Esta propuesta de modelo de cálculo nos sirve para la mejorar la estimación y apegarnos más a la realidad de la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el Estado ecuatoriano, contienen medidas y principios contables que son utilizadas para establecer la responsabilidad de las actividades que se producen durante la vida útil de los activos. La empresa debe prestar mucha atención a los períodos contables para la detección y evaluación de ARO.

La propuesta del modelo de cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) describe de manera detallada cada uno de los procedimientos que deben realizar los encargados de dicho cálculo, considerando para ello determinados ítems, como lo son la probabilidad de abandono y remediación, valor presente, valor estimado, tasa de descuento y tasa de inflación. Igualmente, para los efectos de estos cálculos se deben considerar ciertos elementos característicos que poseen las plataformas petroleras, facilidades petroleras, facilidades complementarias, derechos de vía y oleoductos y los pozos que tienen a su disposición las empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el Estado ecuatoriano. Por consiguiente, en primer lugar, se describen estos procedimientos y en segundo lugar, se muestran a través de flujogramas para una mejor representación.

Se plantea la implementación de un modelo de cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el Estado ecuatoriano, se justifica, ya que en los actuales momentos en estas empresas no se está realizando dichos cálculos siguiendo una metodología determinada, sino que se está haciendo a través de los conocimientos y experiencias de los profesionales; esta situación no representa un escenario idóneo, debido a que no se ajusta a la realidad económica – financiera de las empresas petroleras.

La empresa es responsable de los costos asociados con el retiro de activos a largo plazo de propiedad de una empresa. Aunque en el presente no hay erogación de dinero por parte de la empresa, el ARO se considera un pasivo para efectos contables. Finalmente, el aspecto a proponer es un modelo de cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el Estado ecuatoriano.

Dentro de ese marco se tiene por objetivos especificar los componentes que conforman al modelo de cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero, realizar un análisis de los ítems a considerar para el cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero y definir los procedimientos que se deben realizar para efectuar un cálculo correcto para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero. Llegando a proporcionar a la empresa una mejora en la estimación y cálculo de provisiones y acelerar los procesos contables de la organización.

### **3.1 Base legal para el cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO)**

Esta actividad empresarial y los proyectos que se derivan de la misma, se encuentran incorporados a un determinado ordenamiento jurídico que regula el marco legal en el cual los actores se desenvolverán. Este cálculo debe asignar especial importancia al análisis y conocimiento del cuerpo normativo que regirá la acción del proyecto, tanto en su etapa de origen como en su implementación y posterior puesta en marcha.

Para este cálculo se tiene como base jurídica el contrato por prestación de servicios cuyo fin es que el Ecuador reconociendo la propiedad pública del petróleo, otorga a Petroecuador la facultad de contratar servicios técnicos, administrativos y financieros ofrecidos por las compañías privadas para las actividades de exploración y explotación de petróleo en el país. A cambio de los servicios ofrecidos por las contratistas privadas, el Estado les reconoce los costos, gastos, amortizaciones y una tarifa por el servicio prestado. Durante el período de exploración, el riesgo es asumido en su totalidad por la contratista. En el reglamento de contabilidad para contratos por prestación de servicios en hidrocarburos la finalidad es regular la información contable que deben mantener y los

criterios que deben aplicar las contratistas durante la vigencia del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, como también establece las normas y procedimientos que deben observar la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la Secretaría de Hidrocarburos (SH) para el control y fiscalización de estos contratos como se puede observar en la Tabla 4.

**Tabla 4: Base legal para el cálculo ARO**

LEY	
<b>Contrato Servicios – Cláusula 8.2.28:</b>	Establece lo siguiente: <i>“Incluir en sus presupuestos, las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas”</i>
<b>Contrato Servicios – Cláusula 8.2.35:</b>	<i>“Entregar a la Secretaria, a la terminación de este Contrato Modificatorio por cualquier causa, sin costo y en buen estado conforme los programas de mantenimiento, salvo el desgaste normal, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura existentes a esa fecha en el área de Contrato, en el entendido que a partir de su entrega, la SH asumirá en forma exclusiva la responsabilidad de dichos pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura”.</i>
<b>Reglamento de Contabilidad Art. 23. Provisiones de Abandono y Remediación de Campo</b>	<i>“Las contratistas, deberán incluir en sus presupuestos, las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas. De conformidad con la normativa tributaria vigente, esta provisión no es deducible para efectos de impuesto a la renta”.</i> (Ministerio de Hidrocarburos, 2014)

De acuerdo a la base legal descrita (Tabla 4), la Empresa realiza anualmente la estimación los costos de abandono basados en las reservas remanentes de cada bloque que quedará hasta la finalización del contrato. El procedimiento de remediación se aplica a todas las inversiones realizadas hasta la fecha de evaluación, las inversiones se clasifican en operativas y no operativas dependiendo del status actual a la fecha de evaluación, incluye

la valoración de los pasivos ambientales resultados de las auditorías ambientales, se utiliza los promedios de las tasas de inflación anual publicadas por el Banco Central del Ecuador, como es una estimación de un pasivo futuro se utiliza el promedio de las tasas activas referenciales (publicadas por el BCE) para conocer el valor presente de la provisión, el departamento de Medio Ambiente Salud y Seguridad (EHS) conjuntamente con el departamento de Facilidades, establece el alcance de los trabajos de remediación.

### **3.2 Componentes del modelo cálculo para la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero con contratos de prestación de servicios con el estado ecuatoriano**

Para la elaboración de los procedimientos del cálculo ARO se establece al equipo humano, el cual está conformado por profesionales vinculados directamente con la ejecución de los procedimientos para el cálculo de la provisión de ARO de la empresa. Los departamentos que lo conforman para la realización de este cálculo son: Departamento de Ingeniería, de Facilidades y Construcciones, Departamento de Operaciones, Departamento de Medio Ambiente Salud y Seguridad y Departamento de Finanzas.

En la Tabla 5, se describe cada uno de los componentes sus responsables y la actividad que le corresponde.

**Tabla 5: Componentes para el cálculo ARO**

<b>N<sup>o</sup></b>	<b>Componentes/Actividades</b>	<b>Responsable</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>Matriz de cálculo de Precio Unitario</b>	Director de Facilidades y Construcciones.	Matriz base donde constan todos los rubros para obtener el precio unitario en base a facturas, proveedores, y conocimiento de los profesionales.
<b>2</b>	<b>Costo Unitario Plataforma de Producción</b>	Ingeniero de Proyectos y Facilidades de Construcción	Matriz para calcular el costo de desmantelar plataformas para el cálculo ARO.
<b>3</b>	<b>Costo Unitario Facilidades producción</b>	Ingeniero de Proyectos y Facilidades de Construcción	Es el costo de desmantelar y remediar los accesos a las instalaciones.
<b>4</b>	<b>Costo Unitario Campamentos y Bodegas</b>	Ingeniero de Proyectos y Facilidades de Construcción	Es el cálculo del costo unitario de desmantelar y remediar campamentos y bodegas.
<b>5</b>	<b>Costo Unitario Lodos de perforación</b>	Ingeniero de Proyectos y Facilidades de Construcción	Es el costo de desmantelar todas las áreas que sirvieron como piscinas para el depósito de lodos.
<b>6</b>	<b>Costo Unitario de Oleoductos</b>	Ing. Oleoductos e Ing. Eléctrico del departamento de Facilidades y Construcciones	Es el costo de desmantelar todas las líneas de transporte de crudo.
<b>7</b>	<b>EHS Pasivos Ambientales</b>	Líder de Medio Ambiente Salud y Seguridad	Es el costo de remediar los suelos contaminados.
<b>8</b>	<b>Pozos Petroleros</b>	Gerente de Operaciones	Es el costo de abandono de los pozos petroleros.
<b>9</b>	<b>Matriz de cálculo de ARO final</b>	Todos los Departamentos involucrados en el cálculo	Es el monto de la provisión del ARO del bloque correspondiente.
<b>10</b>	<b>Cálculo Financiero para el registro de la provisión como valor presente de la obligación.</b>	Director, Gerente y Supervisor Financiero	Es el monto de la provisión del ARO a registrar en libros contables.

De esta manera se puede concluir que el departamento de Facilidades y Construcciones establece y confirma la descripción de todas las inversiones a su cargo y el área actual de cada proyecto realizado. Los departamentos de Operaciones y Facilidades clasifican el total de las inversiones por locación y operatividad (Operativas o No Operativas) a la fecha del análisis del cálculo del ARO. El departamento de Operaciones establece la probabilidad de abandono y/o remediación de todas las facilidades incluidas en la evaluación, en base a las reservas remanentes al final del contrato. El departamento de Operaciones establece el número de pozos y el costo unitario de los pozos a ser abandonados y remediados sobre la estimación de pozos que quedarían operativos al final del contrato en base a las reservas remanentes y costos de taponamiento vigentes a la fecha de evaluación. El departamento de Medio Ambiente Salud y Seguridad (EHS) determina y estima los costos de remediación relacionados con los pasivos ambientales basados en los resultados de las auditorías ambientales.

### **3.3 Descripción de cada uno los componentes para el cálculo de la provisión sobre la obligación de retiro de activos (ARO) para empresas del sector petrolero**

A continuación, se va a describir cada uno de los componentes que conforman para el cálculo del ARO.

#### **3.3.1 Matriz de cálculo de precio unitario**

Este es el primer paso donde el departamento de Facilidades estima los costos unitarios de abandono de las facilidades a ser remediadas basadas en una “matriz de costos unitarios”, la cual contiene la descripción del personal, equipos, y servicios de terceros el cual va a permitir costear, precio unitario de plataformas de producción, precio unitario de facilidades de producción, costo unitario de bodegas, costo unitario de áreas de disposición y tratamientos de lodos, costo unitario de oleoductos, EHS pasivos ambientales, y pozos petroleros.

Los rubros fijos a considerar de acuerdo a la matriz de precio unitario son:

- Rubro 1: Movilización y Desmovilización de Personal (Para 1 Proyecto de Remediación).

- Rubro 2: Instalaciones Temporales (Para 1 proyecto de Remediación).
- Rubro 3: Movilización y Desmovilización de Equipos (Para 1 proyecto de remediación).
- Rubro 4: Alimentación y Hospedaje de Personal (Para 1 proyecto de remediación).
- Rubro 5: Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos (Área aproximada de 450 m<sup>2</sup>).
- Rubro 6: Retiro de lastre (12000 m<sup>3</sup>) y almacenamiento en stock común.
- Rubro 7: Movimiento de tierras, reconformación a geoformas (25.000 M<sup>2</sup>).
- Rubro 8: Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros (800 METROS).
- Rubro 9: Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra (850 METROS).
- Rubro 10: Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra (900 METROS).
- Rubro 11: Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos (3.5 UNIDADES).
- Rubro 12: Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos (2 unidades).
- Rubro 13: Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock (25.000 M<sup>2</sup>).
- Rubro 14: Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla) (15 POZOS).
- Rubro 15: Desarmado de Toma de agua (1 unidad).

- Rubro 16: Excavación de suelos y corte de cabeza de pilotes (150 Unidades).
- Rubro 17: Desarmado de VSP, relleno y/o venteo (1 Unidad).
- Rubro 18: Destrucción de losas de hormigón y enterrado (Promedio 300 M3).

Del rubro 1 al 18 los responsables son: Ingeniero de Proyectos y Superintendente de Facilidades de Construcción, el documento para este proceso es un contrato con una empresa de servicios petroleros, la cual debe estar calificada para el respectivo proceso de licitación.

- Rubro 19: Desenterrado de Instalaciones eléctricas de fuerza y control, lavado y almacenado (Promedio 200 METROS).
- Rubro 20: Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado (Promedio 750 METROS).

Del rubro 19 al 20 los responsables son: Ingeniero Eléctrico y Superintendente de Facilidades de Construcción, el documento para este proceso es un contrato con una empresa de servicios petroleros, la cual debe estar calificada para el respectivo proceso de licitación.

Rubro 21: Excavación y retiro de tuberías: flowlines (Promedio 160 metros @ 12 líneas)

- Rubro 22: Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado (Promedio 160 metros @12 líneas).
- Rubro 23: Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc. (Promedio 10 toneladas de equipo).
- Rubro 24: Lavado, recorte para almacenado y transporte de tuberías y equipos (Promedio 10 Toneladas de Equipo).

- Rubro 25: Destrucción de losas de equipos y enterrado, lavado al vapor (Promedio 150 M3 Hormigón).

Del rubro 21 al 25 los responsables son: Ingeniero de Oleoductos y Superintendente de Facilidades de Construcción, el documento para este proceso es un contrato con una empresa de servicios petroleros, la cual debe estar calificada para el respectivo proceso de licitación.

- Rubro 26: Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores (Promedio 6 ton de equipo Eléctrico).
- Rubro 27: Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos y materiales eléctricos (Promedio 6 Toneladas de Equipo Eléctrico).
- Rubro 28: Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor (Promedio 80 M3).

Del rubro 26 al 28 los responsables son: Ingeniero Eléctrico y Superintendente de Facilidades de Construcción, el documento para este proceso es un contrato con una empresa de servicios petroleros, la cual debe estar calificada para el respectivo proceso de licitación.

- Rubro 29: Renta o costo de adecuación de un área para stock (10000 M2).
- Rubro 30: Desmovilización de escombros plásticos y mixtos (Promedio 50 Ton).
- Rubro 31: Transporte de desechos metálicos (Promedio 100 Ton).
- Rubro 32: Eliminación de escombros plásticos y mixtos (Aproximadamente 20 M3).
- Rubro 33: Reposición de capa vegetal (Área aproximada de 15000 M2).
- Rubro 34: Proceso de revegetación (Área aproximada de 15000 M2).

- Rubro 35: Proceso de bioremediación (Aproximadamente 500 M3 por proyecto).
- Rubro 36: Informe y As Built (1 unidad por proyecto).
- Rubro 37: Manejo del proyecto campo incluye Fiscalización (1 proyecto de remediación).

Del rubro 29 al 37 los responsables son: Ingeniero de Proyectos y Superintendente de Facilidades de Construcción, el documento para este proceso es un contrato con una empresa de servicios petroleros, la cual debe estar calificada para el respectivo proceso de licitación.

Estos rubros son todas las actividades a seguir para realizar el desmontaje y remediación de las facilidades construidas en los diferentes bloques petroleros, mismos que se aplicaran a las diferentes matrices implementadas de acuerdo a su necesidad para dicho proceso.

Con esta información y basada en costos promedios cotizados por los contratistas y contratos existentes, el departamento de Facilidades establece los costos unitarios para el cálculo del abandono y remediación de las instalaciones.

**Tabla 2: Matriz de precios unitarios**

MATRIZ DE CALCULO PARA PRECIOS UNITARIOS DE REMEDIACION DE INSTALACIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO						RUBROS DE OBRA PARA EL RETIRO Y REMEDIACION DE UNA INSTALACION DE PRODUCCION DE PETROLEO					
						Rubro 1		Rubro 2		Rubro 3	
						Movilizacion y Desmovilizacion de Personal ( Para 1 Proyecto de Remediacion )		Instalaciones Temporales ( Para 1 proyecto de Remediacion )		Movilizacion y Desmovilizacion de Equipos ( Para 1 proyecto de remediacion )	
ITEM	DESCRIPCION DEL RECURSO	Unidad de medida	Cantidad Estimada	Costo por Unidad	Costo del Recurso	Cantidad Proyecto	Costo Para el Proyecto	Cantidad Proyecto	Costo Para el Proyecto	Cantidad Proyecto	Costo Para el Proyecto
<b>A</b>	<b>PERSONAL</b>										
1	Capataz obra civil	d					-		-		-
2	Cuadrilla obra civil (12 obreros)	d					-		-		-
3	Albañil	d					-		-		-
4	Cuadrilla de topografía incluye equipo (4 integrantes)	d					-		-		-
16	Guardiania 24 hs	mes					-		-		-
<b>Subtotal de personal por Rubro de Obra</b>							-		-		-
<b>B</b>	<b>EQUIPOS</b>										
17	Motosoldadora y equipo de soporte	d					-		-		-
18	Camión grúa	d					-		-		-
19	Excavadora Cat 320	d					-		-		-
<b>C</b>	<b>SERVICIOS DE TERCEROS</b>										
33	Plataforma de almacenamiento o stock rentada	mes					-		-		-
34	Eliminación de residuos no peligrosos	Tm					-		-		-
35	Containers, almacenamiento de partes	U/mes					-		-		-
36	Eliminación de residuos peligrosos	Tm					-		-		-
<b>Subtotal deservicios de terceros por Rubro de Obra</b>							-		-		-
<b>TOTAL COSTO POR RUBRO DE OBRA</b>							#;REF!		#;REF!		
<b>CANTIDAD DE OBRA POR RUBRO DE EJECUCION ( Cantidad , Unidad de medida )</b>							Mes		Global		Global
<b>PRECIO UNITARIO SEGÚN RUBROS DE OBRA</b>											

### 3.3.2 Costo unitario de plataforma de producción

La matriz Costo Unitario de Plataforma de Producción (Tabla 3), tiene el fin de calcular el costo de desmantelar la plataforma para el cálculo ARO. Esta incluye costos civiles, eléctricos, mecánicos y otros para el abandono y remediación por unidad de medida de acuerdo a una Plataforma estándar, datos que provienen de la matriz principal de cálculo de precio unitario.

En este ítem, el Departamento de Facilidades clasifica en tres tipos de plataformas: Plataforma grande mayor a 25.000 m<sup>2</sup>; Plataforma normal mayor a 15.000 y menor a 25.000 m<sup>2</sup>; Plataforma pequeña menor a 15.000 m<sup>2</sup>.

Para obtener este cálculo se realiza el siguiente procedimiento:

1. Enumerar la cantidad de rubros de obra para una plataforma típica de producción.
2. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando los costos iniciales y operación directa:
  - Movilización y desmovilización de Personal
  - Instalaciones temporales (Campamento, oficinas de campo)
  - Movilización y desmovilización de Equipos
  - Alimentación y alojamiento de Personal
3. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando trabajos civiles, eléctricos, mecánicos (propios del wellpad).
4. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos civiles:
  - Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos
  - Retiro de lastre y almacenamiento en stock común
  - Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas
  - Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros
  - Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra

- Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra
- Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos)
- Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos
- Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock
- Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)
- Desarmado de Toma de agua
- Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes
- Desarmado de VSP, relleno y/o venteo
- Destrucción de losas de hormigón y enterrado

5. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos eléctricos:

- Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado
- Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado

6. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos mecánicos:

- Excavación y retiro de tuberías
- Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado

7. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades mecánicas de producción de la plataforma:

- Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc.
- Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos
- Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor

8. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades eléctricas de producción de la plataforma:

- Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores
- Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos eléctricos
- Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor

9. Enumerar los rubros correspondientes a los almacenamientos, stocks temp y desalojos:
  - Renta o costo de adecuación de un área para stock
  - Desmovilización de escombros plásticos y mixtos
  - Transporte de desechos metálicos
  - Eliminación de escombros plásticos y mixtos
  
10. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos y tratamientos posteriores:
  - Reposición de capa vegetal
  - Proceso de revegetación
  - Proceso de bioremediación
  - Informe y As Built
  - Manejo del proyecto campo incluye supervisión
  
11. Detallar la unidad de medida, costo unitario, cantidad y valor de cada uno de los rubros de obra para una plataforma típica de producción.
  
12. Calcular el total de abandono y remediación de todos los rubros a través de suma de todos los valores de éstos.
  
13. Especificar un total del 5% por concepto de contingencia aplicado al total de abandono y remediación.
  
14. Sumar el total de abandono y remediación con el monto obtenido por concepto de contingencia para obtener el total.
  
15. Calcular el precio unitario de abandono y remediación de una plataforma de producción, considerando sus medidas.

16. Indicar los precios de abandono y remediación de las plataformas tomando en cuenta los siguientes detalles:

- Plataforma Grande Mayor A 25.000 M2 \$/M2: 32,3
- Plataforma Normal Mayor A 15.001 Menor A 25.000 M2 \$/M2: 40,44.
- Plataforma Pequeña Menor A 15.000 M2\$/M2: 56,62

**Tabla 3: Costo unitario de plataforma de producción**

Rubro #	R U B R O DE OBRA PLATAFORMA TIPICA DE PRODUCCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	<b>COSTOS INICIALES Y OPERACIÓN DIRECTA</b>				
1	Movilización y desmovilización de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
2	Instalaciones temporales (Campamento, oficinas campo)	Global	0,0	0,00	0,00
3	Movilización y desmovilización de Equipos	Global	0,0	0,00	0,00
4	Alimentación y alojamiento de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS CIVILES, ELECTRICOS, MECÁNICOS (propios del well pad)</b>		0,0	0,00	
	<b>CIVILES</b>		0,0	0,00	
5	Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos	M2	0,0	0,00	0,00
6	Retiro de lastre y almacenamiento en stock comun	M3	0,0	0,00	0,00
7	Movimiento de tierras, reconformación a geoformas	M2	0,0	0,00	0,00
8	Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros	M	0,0	0,00	0,00
9	Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
10	Desarmado de cerramiento de puas y almac. de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
11	Desarmado de APIs concreto ( enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
12	Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
13	Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock	M2	0,0	0,00	0,00
14	Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)	Pozos	0,0	0,00	0,00
15	Desarmado de Toma de agua	Unidad	0,0	0,00	0,00
16	Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes	Unidades	0,0	0,00	0,00
17	Desarmado de VSP, relleno y/o venteo	Unidad	0,0	0,00	0,00
18	Destrucción de losas de hormigon y enterrado	M3	0,0	0,00	0,00

	<b>ELECTRICOS</b>		0,0	0,00	
19	Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00
20	Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00
	<b>MECANICOS</b>		0,0	0,00	
21	Excavación y retiro de tuberías	M	0,0	0,00	0,00
22	lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado	M	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES MECANICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
23	Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores,tanques cubetos, etc	Ton	0,0	0,00	0,00
24	Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos	Ton	0,0	0,00	0,00
25	Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES ELECTRICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
26	Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores	Ton	0,0	0,00	0,00
27	Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos electricos	Ton	0,0	0,00	0,00
28	Destrucción de losas equipos electricos y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>ALMACENAMIENTOS, STOCKS TEMP Y DESALOJOS</b>		0,0	0,00	
29	Renta o costo de adecuación de un área para stock	m2	0,0	0,00	0,00
30	Desmovilizacion de escombros plásticos y mixtos	Ton	0,0	0,00	0,00
31	Transporte de desechos metálicos	Ton	0,0	0,00	0,00
32	Eliminación de escombros pásticos y mixtos	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS Y TRATAMIENTOS POSTERIORES</b>		0,0	0,00	
33	Reposición de capa vegetal	M2	0,0	0,00	0,00
34	Proceso de revegetación	M2	0,0	0,00	0,00
35	Proceso de bioremediación	M3	0,0	0,00	0,00
36	Informe y As Built	Global	0,0	0,00	0,00
37	Manejo del proyecto campo incluye supervisión	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TOTAL ABANDONO Y REMEDIACION</b>				0,00
	<b>CONTINGENCIA</b>	<b>5%</b>			<b>0</b>
	<b>TOTAL</b>			<b>0</b>	
	<b>PRECIO UNITARIO ABANDONO Y REMEDIACION DE UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION DE 18.000 M2</b>	<b>0</b>		<b>0,00</b>	
		<b>0</b>			
	<b>PLATAFORMA GRANDE MAYOR A 25.000 M2</b>	<b>0</b>		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA NORMAL MAYOR A 15.000 MENOR A 25.000 M2</b>	<b>0</b>		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA PEQUEÑA MENOR A 15.000 M2</b>	<b>0</b>		<b>0,00</b>	

### 3.3.3 Costo unitario de facilidades de producción

La Matriz de costo unitario de facilidades de producción (Tabla 4), incluye costos civiles, eléctricos, mecánicos y otros para el abandono y remediación por unidad de medida de acuerdo a una Facilidad estándar.

Para obtener este costo se requiere realizar los siguientes procedimientos:

1. Enumerar la cantidad de rubros de obra para una plataforma típica de producción.
2. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando los costos iniciales y operación directa:
  - Movilización y desmovilización de Personal
  - Instalaciones temporales (Campamento, oficinas de campo)
  - Movilización y desmovilización de Equipos
  - Alimentación y alojamiento de Personal
3. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando trabajos civiles, eléctricos, mecánicos (propios del wellpad).
4. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos civiles:
  - Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos
  - Retiro de lastre y almacenamiento en stock común
  - Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas
  - Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros
  - Desarmado de cerramiento de malla y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos)
  - Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos
  - Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock
  - Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)

- Desarmado de Toma de agua
  - Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes
  - Desarmado de VSP, relleno y/o venteo
  - Destrucción de losas de hormigón y enterrado
5. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos eléctricos:
- Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado
  - Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado
6. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos mecánicos:
- Excavación y retiro de tuberías
  - Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado
7. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades mecánicas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc.
  - Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos
  - Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor
8. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades eléctricas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores
  - Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos eléctricos
  - Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor
9. Enumerar los rubros correspondientes a los almacenamientos, stocks temp y desalojos:
- Renta o costo de adecuación de un área para stock
  - Desmovilización de escombros plásticos y mixtos

- Transporte de desechos metálicos
- Eliminación de escombros plásticos y mixtos

10. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos y tratamientos posteriores:

- Reposición de capa vegetal
- Proceso de revegetación
- Proceso de bioremediación
- Informe y As Built
- Manejo del proyecto campo incluye supervisión

11. Detallar la unidad de medida, costo unitario, cantidad y valor de cada uno de los rubros de obra para una plataforma típica de producción.

12. Calcular el total de abandono y remediación de todos los rubros a través de suma de todos los valores de éstos.

13. Especificar un total del 5% por concepto de contingencia aplicado al total de abandono y remediación.

14. Sumar el total de abandono y remediación con el monto obtenido por concepto de contingencia para obtener el total.

15. Calcular el precio unitario de abandono y remediación de una plataforma de producción, considerando sus medidas.

16. Indicar los precios de abandono y remediación de las plataformas tomando en cuenta los siguientes detalles:

- Plataforma Grande Mayor A 30.000 M2\$/M2: 83,64
- Plataforma Normal Mayor A 18.000 Menor A 30.000 M2 \$/M2: 92,94.
- Plataforma Pequeña Menor A 18.000 M2 \$/M2: 130,11

**Tabla 4: Costo unitario de facilidades de producción**

Rubro #	R U B R O DE OBRA PLATAFORMA TIPICA DE PRODUCCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	<b>COSTOS INICIALES Y OPERACIÓN DIRECTA</b>				
1	Movilización y desmovilización de Personal	Mes	0,0	0,0	0,0
2	Instalaciones temporales (Campamento, oficinas campo)	Global	0,0	0,0	0,0
3	Movilización y desmovilización de Equipos	Global	0,0	0,0	0,0
4	Alimentación y alojamiento de Personal	Mes	0,0	0,0	0,0
	<b>TRABAJOS CIVILES, ELECTRICOS, MECÁNICOS (propios del well pad)</b>		0,0	0,0	
	<b>CIVILES</b>		0,0	0,0	
5	Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos	M2	0,0	0,0	0,0
6	Retiro de lastre y almacenamiento en stock comun	M3	0,0	0,0	0,0
7	Movimiento de tierras, reconformación a geoformas	M2	0,0	0,0	0,0
8	Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros	M	0,0	0,0	0,0
9	Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra	M	0,0	0,0	0,0
10	Desarmado de cerramiento de puas y almac. de chatarra	M	0,0	0,0	0,0
11	Desarmado de APIs concreto ( enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,0	0,0
12	Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,0	0,0
13	Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock	M2	0,0	0,0	0,0
14	Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)	Pozos	0,0	0,0	0,0
15	Desarmado de Toma de agua	Unidad	0,0	0,0	0,0
16	Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes	Unidades	0,0	0,0	0,0
17	Desarmado de VSP, relleno y/o venteo	Unidad	0,0	0,0	0,0
18	Destrucción de losas de hormigon y enterrado	M3	0,0	0,0	0,0
	<b>ELECTRICOS</b>		0,0	0,0	
19	Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado	M	0,0	0,0	0,0
20	Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado	M	0,0	0,0	0,0

	<b>MECANICOS</b>		0,0	0,0	
21	Excavación y retiro de tuberías	M	0,0	0,0	0,0
22	lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado	M	0,0	0,0	0,0
	<b>FACILIDADES MECANICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,0	
23	Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores,tanques cubetos, etc	Ton	0,0	0,0	0,0
24	Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos	Ton	0,0	0,0	0,0
25	Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,0	0,0
	<b>FACILIDADES ELECTRICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,0	
26	Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores	Ton	0,0	0,0	0,0
27	Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos electricos	Ton	0,0	0,0	0,0
28	Destrucción de losas equipos electricos y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,0	0,0
	<b>ALMACENAMIENTOS, STOCKS TEMP Y DESALOJOS</b>		0,0	0,0	
29	Renta o costo de adecuación de un área para stock	M2	0,0	0,0	0,0
30	Desmovilizacion de escombros plásticos y mixtos	Ton	0,0	0,0	0,0
31	Transporte de desechos metálicos	Ton	0,0	0,0	0,0
32	Eliminación de escombros pásticos y mixtos	M3	0,0	0,0	0,0
	<b>TRABAJOS Y TRATAMIENTOS POSTERIORES</b>		0,0	0,0	
33	Reposición de capa vegetal	M2	0,0	0,0	0,0
34	Proceso de revegetación	M2	0,0	0,0	0,0
35	Proceso de bioremediación	M3	0,0	0,0	0,0
36	Informe y As Built	Global	0,0	0,0	0,0
37	Manejo del proyecto campo incluye supervisión	Mes	0,0	0,0	0,0
	<b>TOTAL ABANDONO Y REMEDIACION</b>				0,0
	<b>CONTINGENCIA</b>	<b>5%</b>			<b>0</b>
	<b>TOTAL</b>				<b>0</b>
	<b>PRECIO UNITARIO ABANDONO Y REMEDIACION DE UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION DE 18.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
		0			
	<b>PLATAFORMA GRANDE MAYOR A 30.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA NORMAL MAYOR A 18.000 MENOR A 30.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA PEQUEÑA MENOR A 18.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	

### 3.3.4 Costo unitario de campamentos y bodegas

La Matriz de costo unitario de campamentos y bodegas (Tabla 5), incluye costos civiles, eléctricos, mecánicos y otros para el abandono y remediación por unidad de media de acuerdo a una infraestructura de campamento y bodega estándar.

La obtención de este costo amerita:

1. Enumerar la cantidad de rubros de obra para una plataforma típica de producción.
2. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando los costos iniciales y operación directa:
  - Movilización y desmovilización de Personal
  - Instalaciones temporales (Campamento, oficinas de campo)
  - Movilización y desmovilización de Equipos
  - Alimentación y alojamiento de Personal
3. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando trabajos civiles, eléctricos, mecánicos (propios del wellpad).
4. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos civiles:
  - Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos
  - Retiro de lastre y almacenamiento en stock común
  - Movimiento de tierras, reconformación a geoformas
  - Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros
  - Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra
  - Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos)
  - Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos
  - Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock
  - Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)

- Desarmado de Toma de agua
  - Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes
  - Desarmado de VSP, relleno y/o venteo
  - Destrucción de losas de hormigón y enterrado
5. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos eléctricos:
- Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado
  - Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado
6. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos mecánicos:
- Excavación y retiro de tuberías
  - Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado
7. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades mecánicas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc.
  - Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos
  - Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor
8. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades eléctricas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores
  - Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos eléctricos
  - Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor
9. Enumerar los rubros correspondientes a los almacenamientos, stocks temp y desalojos:
- Renta o costo de adecuación de un área para stock
  - Desmovilización de escombros plásticos y mixtos

- Transporte de desechos metálicos
- Eliminación de escombros plásticos y mixtos

10. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos y tratamientos posteriores:

- Reposición de capa vegetal
- Proceso de revegetación
- Proceso de bioremediación
- Informe y As Built
- Manejo del proyecto campo incluye supervisión

11. Detallar la unidad de medida, costo unitario, cantidad y valor de cada uno de los rubros de obra para una plataforma típica de producción.

12. Calcular el total de abandono y remediación de todos los rubros a través de suma de todos los valores de éstos.

13. Especificar un total del 5% por concepto de contingencia aplicado al total de abandono y remediación.

14. Sumar el total de abandono y remediación con el monto obtenido por concepto de contingencia para obtener el total.

15. Calcular el precio unitario de abandono y remediación de una plataforma de campamento, considerando sus medidas.

16. Indicar los precios de abandono y remediación de las plataformas tomando en cuenta los siguientes detalles:

- Plataforma Grande Mayor A 25.000 M2\$/M2: 20,58
- Plataforma Normal Mayor A 15.000 Menor A 25.000 M2 \$/M2: 23,15
- Plataforma Pequeña Menor A 15.000 M2 \$/M2: 28,29

**Tabla 5: Costo unitario de campamentos y bodegas**

Rubro #	R U B R O DE OBRA PLATAFORMA TIPICA DE PRODUCCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	<b>COSTOS INICIALES Y OPERACIÓN DIRECTA</b>				
1	Movilización y desmovilización de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
2	Instalaciones temporales (Campamento, oficinas campo)	Global	0,0	0,00	0,00
3	Movilización y desmovilización de Equipos	Global	0,0	0,00	0,00
4	Alimentación y alojamiento de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS CIVILES, ELECTRICOS, MECÁNICOS (propios del well pad)</b>		0,0	0,00	
	<b>CIVILES</b>		0,0	0,00	
5	Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos	M2	0,0	0,00	0,00
6	Retiro de lastre y almacenamiento en stock comun	M3	0,0	0,00	0,00
7	Movimiento de tierras, reconformación a geoformas	M2	0,0	0,00	0,00
8	Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros	M	0,0	0,00	0,00
9	Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
10	Desarmado de cerramiento de puas y almac. de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
11	Desarmado de APIs concreto ( enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
12	Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
13	Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock	M2	0,0	0,00	0,00
14	Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)	Pozos	0,0	0,00	0,00
15	Desarmado de Toma de agua	Unidad	0,0	0,00	0,00
16	Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes	Unidades	0,0	0,00	0,00
17	Desarmado de VSP, relleno y/o venteo	Unidad	0,0	0,00	0,00
18	Destrucción de losas de hormigon y enterrado	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>ELECTRICOS</b>		0,0	0,00	
19	Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00
20	Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00

	<b>MECANICOS</b>		0,0	0,00	
21	Excavación y retiro de tuberías	M	0,0	0,00	0,00
22	lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado	M	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES MECANICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
23	Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores,tanques cubetos, etc	Ton	0,0	0,00	0,00
24	Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos	Ton	0,0	0,00	0,00
25	Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES ELECTRICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
26	Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores	Ton	0,0	0,00	0,00
27	Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos electricos	Ton	0,0	0,00	0,00
28	Destrucción de losas equipos electricos y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>ALMACENAMIENTOS, STOCKS TEMP Y DESALOJOS</b>		0,0	0,00	
29	Renta o costo de adecuación de un área para stock	M2	0,0	0,00	0,00
30	Desmovilizacion de escombros plásticos y mixtos	Ton	0,0	0,00	0,00
31	Transporte de desechos metálicos	Ton	0,0	0,00	0,00
32	Eliminación de escombros pásticos y mixtos	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS Y TRATAMIENTOS POSTERIORES</b>		0,0	0,00	
33	Reposición de capa vegetal	M2	0,0	0,00	0,00
34	Proceso de revegetación	M2	0,0	0,00	0,00
35	Proceso de bioremediación	M3	0,0	0,00	0,00
36	Informe y As Built	Global	0,0	0,00	0,00
37	Manejo del proyecto campo incluye supervisión	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TOTAL ABANDONO Y REMEDIACION</b>				0,00
	<b>CONTINGENCIA</b>	<b>5%</b>			<b>0</b>
	<b>TOTAL</b>			<b>0</b>	
	<b>PRECIO UNITARIO ABANDONO Y REMEDIACION DE UNA PLATAFORMA DE CAMPAMENTO DE 15.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
		0			
	<b>PLATAFORMA GRANDE MAYOR A 25.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA NORMAL MAYOR A 15.000 MENOR A 25.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA PEQUEÑA MENOR A 15.000 M2</b>	0		<b>0,00</b>	

### 3.3.5 Costo unitario de lodos de perforación

La Matriz de costo unitario de lodos de perforación (Tabla 6), incluye costos civiles y otros para el abandono y remediación por unidad de medida de acuerdo a una locación de lodos de perforación estándar.

La construcción de esta matriz incluye realizar lo siguiente:

1. Enumerar la cantidad de rubros de obra para una plataforma típica de producción.
2. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando los costos iniciales y operación directa:
  - Movilización y desmovilización de Personal
  - Instalaciones temporales (Campamento, oficinas de campo)
  - Movilización y desmovilización de Equipos
  - Alimentación y alojamiento de Personal
3. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando trabajos civiles, eléctricos, mecánicos (propios del wellpad).
4. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos civiles:
  - Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos
  - Retiro de lastre y almacenamiento en stock común
  - Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas
  - Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros
  - Desarmado de cerramiento de malla y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos)
  - Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos
  - Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock
  - Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)

- Desarmado de Toma de agua
  - Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes
  - Desarmado de VSP, relleno y/o venteo
  - Destrucción de losas de hormigón y enterrado
5. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos eléctricos:
- Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado
  - Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado
6. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos mecánicos:
- Excavación y retiro de tuberías
  - Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado
7. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades mecánicas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc.
  - Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos
  - Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor
8. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades eléctricas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores
  - Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos eléctricos
  - Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor
9. Enumerar los rubros correspondientes a los almacenamientos, stocks temp y desalojos:
- Renta o costo de adecuación de un área para stock
  - Desmovilización de escombros plásticos y mixtos

- Transporte de desechos metálicos
- Eliminación de escombros plásticos y mixtos

10. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos y tratamientos posteriores:

- Reposición de capa vegetal
- Proceso de revegetación
- Proceso de bioremediación
- Informe y As Built
- Manejo del proyecto campo incluye supervisión

11. Detallar la unidad de medida, costo unitario, cantidad y valor de cada uno de los rubros de obra para una plataforma típica de producción.

12. Calcular el total de abandono y remediación de todos los rubros a través de suma de todos los valores de éstos.

13. Especificar un total del 5% por concepto de contingencia aplicado al total de abandono y remediación.

14. Sumar el total de abandono y remediación con el monto obtenido por concepto de contingencia para obtener el total.

15. Calcular el precio unitario de abandono y remediación de una plataforma de disposición de lodos de perforación, considerando sus medidas.

16. Indicar los precios de abandono y remediación de las plataformas tomando en cuenta los siguientes detalles:

- Plataforma Grande Mayor A 45.000 M2 \$/M2: 19,2
- Plataforma Normal Mayor A 25.000 Menor A 45.000 M2 \$/M2: 21,39
- Plataforma Pequeña Menor A 25.000 M2 \$/M2: 25,67

**Tabla 6: Costo unitario de lodos de perforación**

Rubro #	R U B R O DE OBRA PLATAFORMA TIPICA DE PRODUCCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	<b>COSTOS INICIALES Y OPERACIÓN DIRECTA</b>				
1	Movilización y desmovilización de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
2	Instalaciones temporales (Campamento, oficinas campo)	Global	0,0	0,00	0,00
3	Movilización y desmovilización de Equipos	Global	0,0	0,00	0,00
4	Alimentación y alojamiento de Personal	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS CIVILES, ELECTRICOS, MECÁNICOS (propios del well pad)</b>		0,0	0,00	
	<b>CIVILES</b>		0,0	0,00	
5	Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos	M2	0,0	0,00	0,00
6	Retiro de lastre y almacenamiento en stock comun	M3	0,0	0,00	0,00
7	Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas	M2	0,0	0,00	0,00
8	Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros	M	0,0	0,00	0,00
9	Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
10	Desarmado de cerramiento de puas y almac. de chatarra	M	0,0	0,00	0,00
11	Desarmado de APIs concreto ( enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
12	Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,00	0,00
13	Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock	M2	0,0	0,00	0,00
14	Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)	Pozos	0,0	0,00	0,00
15	Desarmado de Toma de agua	Unidad	0,0	0,00	0,00
16	Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes	Unidades	0,0	0,00	0,00
17	Desarmado de VSP, relleno y/o venteo	Unidad	0,0	0,00	0,00
18	Destrucción de losas de hormigón y enterrado	M3	0,0	0,00	0,00

	<b>ELECTRICOS</b>		0,0	0,00	
19	Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00
20	Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado	M	0,0	0,00	0,00
	<b>MECANICOS</b>		0,0	0,00	
21	Excavación y retiro de tuberías	M	0,0	0,00	0,00
22	lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado	M	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES MECANICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
23	Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores,tanques cubetos, etc	Ton	0,0	0,00	0,00
24	Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos	Ton	0,0	0,00	0,00
25	Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>FACILIDADES ELECTRICAS DE PRODUCCION DE LA PLATAFORMA</b>		0,0	0,00	
26	Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores	Ton	0,0	0,00	0,00
27	Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos electricos	Ton	0,0	0,00	0,00
28	Destrucción de losas equipos electricos y enterrado, lavado al vapor	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>ALMACENAMIENTOS, STOCKS TEMP Y DESALOJOS</b>		0,0	0,00	
29	Renta o costo de adecuación de un área para stock	M2	0,0	0,00	0,00
30	Desmovilizacion de escombros plásticos y mixtos	Ton	0,0	0,00	0,00
31	Transporte de desechos metálicos	Ton	0,0	0,00	0,00
32	Eliminación de escombros pásticos y mixtos	M3	0,0	0,00	0,00
	<b>TRABAJOS Y TRATAMIENTOS POSTERIORES</b>		0,0	0,00	
33	Reposición de capa vegetal	M2	0,0	0,00	0,00
34	Proceso de revegetación	M2	0,0	0,00	0,00
35	Proceso de bioremediación	M3	0,0	0,00	0,00
36	Informe y As Built	Global	0,0	0,00	0,00
37	Manejo del proyecto campo incluye supervisión	Mes	0,0	0,00	0,00
	<b>TOTAL ABANDONO Y REMEDIACION</b>				0,00
	<b>CONTINGENCIA</b>	<b>5%</b>			<b>0</b>
	<b>TOTAL</b>				<b>0</b>
	<b>PRECIO UNITARIO ABANDONO Y REMEDIACION DE UNA PLATAFORMA DE DISPOSICION DE LODOS DE PERFORACION DE 25.000 M2</b>	<b>\$/M2</b>		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA GRANDE MAYOR A 45.000 M2</b>	<b>\$/M2</b>		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA NORMAL MAYOR A 25.000 MENOR A 45.000 M2</b>	<b>\$/M2</b>		<b>0,00</b>	
	<b>PLATAFORMA PEQUEÑA MENOR A 25.000 M2</b>	<b>\$/M2</b>		<b>0,00</b>	

### 3.3.6 Costo unitario de oleoductos

La Matriz de Costo unitario de oleoductos (Tabla 7), incluye costos civiles, eléctricos, mecánicos y otros para el abandono y remediación de acuerdo al análisis de un Oleoducto estándar.

El procedimiento necesario para la construcción de esta matriz requiere realizar lo siguiente:

1. Enumerar la cantidad de rubros de obra para una plataforma típica de producción.
2. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando los costos iniciales y operación directa:
  - Movilización y desmovilización de Personal
  - Instalaciones temporales (Campamento, oficinas de campo)
  - Movilización y desmovilización de Equipos
  - Alimentación y alojamiento de Personal
3. Clasificar los rubros de obra para una plataforma típica de producción considerando trabajos civiles, eléctricos, mecánicos (propios del wellpad).
4. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos civiles:
  - Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos
  - Retiro de lastre y almacenamiento en stock común
  - Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas
  - Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros
  - Desarmado de cerramiento de malla y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de cerramiento de púas y almacenamiento de chatarra
  - Desarmado de APIs concreto (enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos)
  - Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos
  - Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock

- Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)
  - Desarmado de Toma de agua
  - Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes
  - Desarmado de VSP, relleno y/o venteo
  - Destrucción de losas de hormigón y enterrado
5. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos eléctricos:
- Desenterrado de Instalaciones eléctricas, lavado y almacenado
  - Desarmado de Iluminación perimetral, lavado y almacenado
6. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos mecánicos:
- Excavación y retiro de tuberías
  - Lavado de tuberías, recorte y transporte para almacenado
7. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades mecánicas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de manifold, lanzadores, separadores, tanques cubetos, etc.
  - Lavado, recorte para almacenado y transporte de equipos
  - Destrucción de losas y enterrado, lavado al vapor
8. Enumerar los rubros correspondientes a las facilidades eléctricas de producción de la plataforma:
- Desarmado global de variadores, MCC, transformadores, generadores
  - Recorte para almacenado, enterrado y transporte de equipos eléctricos
  - Destrucción de losas equipos eléctricos y enterrado, lavado al vapor
9. Enumerar los rubros correspondientes a los almacenamientos, stocks temp y desalojos:
- Renta o costo de adecuación de un área para stock

- Desmovilización de escombros plásticos y mixtos
- Transporte de desechos metálicos
- Eliminación de escombros plásticos y mixtos

10. Enumerar los rubros correspondientes a los trabajos y tratamientos posteriores:

- Reposición de capa vegetal
- Proceso de revegetación
- Proceso de bioremediación
- Informe y As Built
- Manejo del proyecto campo incluye supervisión

11. Detallar la unidad de medida, costo unitario, cantidad y valor de cada uno de los rubros de obra para una plataforma típica de producción.

12. Calcular el total de abandono y remediación de todos los rubros a través de suma de todos los valores de éstos.

13. Especificar un total del 5% por concepto de contingencia aplicado al total de abandono y remediación.

14. Sumar el total de abandono y remediación con el monto obtenido por concepto de contingencia para obtener el total.

15. Calcular el precio unitario de abandono y remediación de un oleoducto y derecho de vía, considerando sus medidas.

16. Indicar los precios de abandono y remediación de los oleoductos tomando en cuenta los siguientes detalles:

- Oleoducto Grande Mayor A 12" \$/M: 50,53
- Oleoducto Normal Mayor A 6" Menor A 12" \$/M: 43,3
- Oleoducto Pequeño Menor A 6" \$/M: 36,10

Tabla 7: Costo unitario de oleoductos

Rubro #	R U B R O DE OBRA PLATAFORMA TIPICA DE PRODUCCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	VALOR
	<b>COSTOS INICIALES Y OPERACIÓN DIRECTA</b>				
1	Movilización y desmovilización de Personal	Mes	0,0	0,0	0,0
2	Instalaciones temporales (Campamento, oficinas campo)	Global	0,0	0,0	0,0
3	Movilización y desmovilización de Equipos	Global	0,0	0,0	0,0
4	Alimentación y alojamiento de Personal	Mes	0,0	0,0	0,0
	<b>TRABAJOS CIVILES, ELECTRICOS, MECÁNICOS (propios del well pad)</b>		0,0	0,0	
	<b>CIVILES</b>		0,0	0,0	
5	Desarmado de cubetos y desalojo de plásticos	M2	0,0	0,0	0,0
6	Retiro de lastre y almacenamiento en stock comun	M3	0,0	0,0	0,0
7	Movimiento de tierras, reconfiguración a geoformas	M2	0,0	0,0	0,0
8	Desarmado de cunetas perimetrales, enterrado de escombros	M	0,0	0,0	0,0
9	Desarmado de cerramiento de malla y almacenado de chatarra	M	0,0	0,0	0,0
10	Desarmado de cerramiento de puas y almac. de chatarra	M	0,0	0,0	0,0
11	Desarmado de APIs concreto ( enterrado con 1 m de arcilla, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,0	0,0
12	Desarmado de trampas de grasas, rotura de un desagüe en fondos	Unidades	0,0	0,0	0,0
13	Retiro de geosintéticos y embalaje hasta stock	M2	0,0	0,0	0,0
14	Desarmado de cellars (limpieza y enterrado con 1 m arcilla)	Pozos	0,0	0,0	0,0
15	Desarmado de Toma de agua	Unidad	0,0	0,0	0,0
16	Excavación de suelos para recorte de cabeza de pilotes	Unidades	0,0	0,0	0,0
17	Desarmado de VSP, relleno y/o venteo	Unidad	0,0	0,0	0,0
18	Destrucción de losas de hormigón y enterrado	M3	0,0	0,0	0,0

<b>3. FACILIDADES COMPLEMENTARIAS F&amp;C</b>								
<b>3.1 Campamentos</b>								
	Stagin area kupi Camp	-	M2	NO	0,0	-	-	
	Campamento Auca (ex Vintage)	-	M2	SI	0,0	-	-	
	Zamona East drilling camp	-	M2	SI	0,0	-	-	
<b>3.2 Instalaciones de Recuperación Ambiental-EHS</b>								
	CAMI	-	M2	NO	0,0	-	-	
<b>3.3 Sitios de préstamo y de disposición final de lodos de perforacion-F&amp;C</b>								
	MINA VILLAMAR	-	M2	NO	0,0	-	-	
	Kupi E dry location	-	M2	SI	0,0	-	-	
	Zamona East Dry Location & clay mine	-	M2	SI	0,0	-	-	
<b>3.4 Pasivos Ambientales-EHS</b>								
	DIFERENTES LOCACIONES ACUMULADOS EN CAMI	1	Global	SI	-	-	-	
	Suelos contaminados en proceso de remediación en CAMI	1	Global	SI	-	-	-	
<b>5. DERECHOS DE VIA Y OLEODUCTOS-F&amp;C</b>								
<b>5.1 Oleoductos (F&amp;C) operativos</b>								
	4 " NANTU E - NANTU D ; 4150 meters; A	-	ML	SI	0,0	-	-	
	4 " SUNKA B - WANKE A ; 2535 meters; A	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " HOR C - NANTU B ;1550 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " NANTU D - "Y" NANTU D ; 563 meters;	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " PENKE B - CDP ; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " HOR C - NANTU D ; 9500 meters; Aerial	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " CDP - PENKE A ; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " CDP - PENKE B; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " KUPI A - PENKE B ; 7500 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " NANTU B - "Y" HOR C ; 950 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	8 " CDP - PINDO; 18500 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
<b>5.2 Oleoductos (F&amp;C) no operativos</b>								
	4 " WANKE A - CDP ; 3502 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	6 " WANKE A - CDP ; 3502 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	6 " SUNKA A - CDP ; 1809 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	10 " CDP - PENKE A ; 1850 meters; Buried	-	ML	SI	0,0	-	-	
<b>6. POZOS</b>								
<b>6.1 Pozos Operativos</b>								
	Pozos petroleros Operativos	-	Pozos	SI	-	-	-	
<b>6.2 Pozos no Operativos</b>								
	Pozos petroleros no Operativos	-	Pozos	SI	-	-	-	
<b>TOTAL ASSET RETIREMENT COST ESTIMATION AS AT DECEMBER 31, 2014</b>							\$	-
	TOTAL ARO DE UNIDADES OPERATIVAS						-	
	TOTAL ARO DE UNIDADES NO OPERATIVAS						-	
	TOTAL						-	

### **3.3.7 Medio ambiente salud y seguridad (EHS) pasivos ambientales**

Los pasivos Ambientales se refieren a los suelos contaminados y que de acuerdo a cláusulas contractuales debes ser remediados de acuerdo a Auditorías Ambientales realizadas por solicitud del Ministerio de Ambiente.

La siguiente matriz cuyo responsable es el Departamento del Medio Ambiente, Salud y Seguridad nos va permitir conocer el costo de remediar los suelos contaminados, para su cálculo correspondiente se realiza el siguiente procedimiento:

1. Enumerar los pasivos ambientales de los bloques petroleros que dispone la empresa, en esta se especifica los pasivos ambientales del bloque 1, de esta manera, considerando la información calculada en base a estimaciones realizadas por el Departamento de Medio Ambiente, Salud y Seguridad por medio de las Auditorías Ambientales realizadas en años anteriores: Suelos contaminados sin volumen definido, identificados en la Auditorias y consultorías. Lugares con suelos contaminados identificados en años anteriores mediante Auditoria, con potenciales futuras acciones de remediación. Evaluación volumétrica, estudio de factibilidad y remediación de suelos, pasivos encontrados en años anteriores. Acopio de pasivos recolectados en años anteriores en las piscinas de las plataformas petrolera. Pasivo del derrame de las plataformas. Suelos contaminados en proceso de remediación.
2. Especificar los pasivos ambientales del bloque 2 de esta manera, considerando una información calculada en base a estimaciones realizadas por el Departamento de Medio Ambiente, Salud y Seguridad en años anteriores:
  - Diferentes locaciones acumuladas
  - Suelos contaminados en proceso de remediación
3. Especificar los pasivos ambientales del bloque 3 de esta manera, considerando una información calculada en base a estimaciones realizadas por el Departamento de Medio Ambiente, Salud y Seguridad en años anteriores:
  - Diferentes locaciones acumuladas

- Suelos contaminados en proceso de remediación

4. Indicar en las siguientes dos columnas la cantidad y unidad de cada uno de los pasivos detallados por bloques.

5. Señalar en las siguientes columnas las estimaciones por años tomando en cuenta el estudio de selección de alternativas tecnológicas de un Instituto Especializado.

Y por último calcular las estimaciones sumando los subtotales de los pasivos ambientales de cada uno de los bloques.

**Tabla 8: EHS pasivos ambientales**

<b>DETALLE DE PASIVOS AMBIENTALES</b>						
<b>Bloque 1</b>		<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>ESTIMACION 2014</b>	<b>ESTIMACION 2015</b>	<b>ESTIMACION 2016</b>
<b>3.4 Pasivos Ambientales-EHS</b>						
	Suelos contaminados sin volumen definido, identificados en la Auditoria 2012 (ie; Camino al campo Mariann; Camino de la Estacion central Tarapoa a Aguas Negras) 25,000 m3 estimados	1.00	Global		-	-
	Lugares con suelos contaminados identificados en 2009 mediante Auditoria, con potenciales futuras acciones de remediación (ie; pits en el campo Fanny y Mariann) 13.000 m3	1.00	Global		-	-
	Evaluación volumétrica, estudio de factibilidad y remediación de suelos, pasivos encontrados en 2012	1.00	Global		-	-
	Acopio de pasivos recolectados en 2012-2013, en piscina de Fanny Vieja 6500 m3	1.00	Global		-	-
	Pasivo del derrame de Pacayacu II (2006), identificado en 2013, 1,500 m3	1.00	Global		-	-
	Suelos contaminados en proceso de remediación Fanny 4 (23,000 m3)	1.00	Global		-	-
				-	-	-
<b>Bloque 2</b>						
<b>3.4 Pasivos Ambientales-EHS</b>						
<b>3.4.1 Derrames identificados e historicos</b>						
	DIFERENTES LOCACIONES ACUMULADOS EN CAMI	1.00	Global		-	-
	Suelos contaminados en proceso de remediación en CAMI	1.00	Global		-	-
					-	-
<b>Bloque 3</b>						
<b>3.4 Pasivos Ambientales</b>						
<b>3.4.1 Derrames identificados e historicos</b>						
	DIFERENTES LOCACIONES	1.00	Global		-	-
	Suelos contaminados en proceso de remediación en CAMI	1.00	Global		-	-
					-	-

### **3.3.8 Pozos petroleros**

Los pozos petroleros son las perforaciones realizadas por la empresa y que a futuro deben a ser parte de la remediación, estas al igual que las facilidades se los divide en operativos y no operativos, los pozos operativos también pueden ser provisionados ya que actualmente la propuesta es hacer la estimación en función a los resultados de proporcionados por la consultora que realiza el cálculo de las reservas de crudo de los bloques y de los diferentes pozos, es decir, que un pozo que actualmente está operativo, se lo podría provisionar dependiendo de la proyección y cálculo de reservas de crudo, debido a que estos pozos pueden ser que no cuente con reservas al finalizar el contrato de la empresa con el estado, razón por la cual tenemos que calcular el monto de la provisión por cada pozo que se debe remediar en función a el presupuesto promedio que tiene la empresa para abandono de pozos o pozos secos. (Ver Tabla 9).

**Tabla 9: Actividades y responsables de pozo petroleros**

Actividad	Descripción	Valor	Responsable	Documento
1	Licencias/Impuestos	-	Gerente de Asuntos de Gobierno	Solicitud de pagos
2	Movimiento Rig	-	Ingeniero de Perforación & Company Man	Contrato empresa de perforación
3	Día de Trabajo Rig	-	Ingeniero de Perforación & Company Man	Contrato empresa de perforación
4	Combustible/Diesel	-	Ingeniero de Perforación	Solicitud de autoconsumo
5	Lodos/Fluidos/Lubricantes	-	Ingeniero de Perforación	Contrato empresa de perforación
6	Alimentación/catering	-	Ingeniero de Perforación	Contrato proveedor alimentos
7	Renta de Equipo	-	Ingeniero de Perforación	Contrato renta de equipos
8	Transporte	-	Ingeniero de Perforación	Contrato empresa de transporte
9	Supervisión	-	Ingeniero de Perforación & Company Man	Contrato Company Man
10	Viajes	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Agencia de Viajes
11	Seguridad	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Empresa de seguridad
12	Cemento & Aditivos	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Empresa de cementación
13	Renta de Sartas	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Empresa de renta de herramientas
14	Registros Eléctricos	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Empresa de registros eléctricos
15	Equipo de Competición	-	Ingeniero de Perforación	Contrato Empresa de perforación
16	Cabezal y Tubería	-	Ingeniero de Perforación	Orden de Compra
17	Bombas ESP Electrosumergibles	-	Ingeniero de Perforación	Contrato de Renta
18	Inspección Tubular	-	Ingeniero de Perforación	Contrato de
	<b>TOTAL</b>	-		

Fuente: La Empresa

### 3.3.9 Matriz del cálculo ARO

El Departamento Financiero revisa, evalúa y consolida la información por bloque enviada por los departamentos de Facilidades, Operaciones, EHS y procede con el cálculo del monto de la provisión (pasivo) de acuerdo a las siguientes consideraciones:

Costo Total de Abandono y Remediación: Es el resultado del producto de los Costos Unitarios mencionados por la cantidad de metros de cada Locación.

Provisión del ARO valorado: Es el resultado del producto entre el Costo Total por la probabilidad de Abandono (“SI” calcula – “No” valor en 0).

Esta matriz se realiza con el siguiente procedimiento:

1. Enumerar las plataformas operativas y no operativas.
2. Enumerar las facilidades petroleras operativas y no operativas.
3. Enumerar las facilidades complementarias a través de las categorías: campamentos, instalaciones de recuperación ambiental, sitios de préstamo y de disposición final de lodos de perforación y pasivos ambientales.
4. Enumerar los derechos de vía y oleoductos a través de las categorías oleoductos operativos y no operativos.
5. Enumerar los pozos petroleros operativos y no operativos.
6. Indicar la cantidad y unidad de cada uno de los ítems enumerados anteriormente.
7. Determinar la probabilidad de abandono a través de las reuniones y discusiones entre los departamentos involucrados en el cálculo de la provisión, revisión conjunta, contratación de una consultora para el cálculo de la reserva e informe de consultoría.

8. En el caso de que la probabilidad de abandono sea negativa “NO”, no se realiza el cálculo de la provisión de ARO; por el contrario, si la probabilidad es positiva “SI”, es obligatorio efectuar el correspondiente cálculo.
9. Determinar el costo unitario de abandono y remediación considerando los detalles especificados por tamaño de las plataformas petroleras.
10. Calcular el costo total de abandono y remediación multiplicando la cantidad de abandono y remediación por el costo unitario de abandono y remediación.
11. Determinar la provisión ARO, para las partidas que si tengan probabilidad de abandono y remediación, que será el mismo monto del costo total de abandono y remediación.
12. Sumar todos los subtotales de la provisión para obtener el total de la provisión ARO para el año calculado.
13. Especificar en la plantilla el total de la provisión ARO por unidades operativas y no operativas.
14. Sumar los subtotales de la provisión ARO por unidades operativas y no operativas.
15. Especificar los siguientes detalles en función de las unidades:
  - Total pozos produciendo en el presente año.
  - Total pozos sin producción al finalizar el contrato.
  - Apagados en el presente año.
  - Abandonados definitivamente.

Tabla 10: Matriz del cálculo ARO

ARO		Abandono y Remediación		Probabilidad de Abandono y Remediación	Costo unitario de Abandono y Remediación (\$/Unidad)	Costo Total de Abandono y Remediación ( \$ )	Provisión ARO 2016 ( \$ )
		Cantidad	Unidad				
<b>1. PLATAFORMAS - F&amp;C</b>							
<b>1.1 Plataformas Operativas</b>							
	Kupi A	9.024	M2	NO	0,0	-	-
	Kupi E pad explor 2011	19.167	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu A (Rename as CPH in Block 17)	-	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu B	18.000	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu C	14.546	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu D	14.000	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu E	22.176	M2	SI	0,0	-	-
	Penke A pad	15.000	M2	NO	0,0	-	-
	Penke B	17.000	M2	NO	0,0	-	-
	Shiripuno D	19.339	M2	SI	0,0	-	-
	Sunka A	12.500	M2	NO	0,0	-	-
	Sunka B	15.542	M2	NO	0,0	-	-
	Wanke A pad	15.249	M2	NO	0,0	-	-
	Zamona East 1 Pad	15.000	M2	NO	0,0	-	-
	Zamona East 2 Pad	15.000	M2	SI	0,0	-	-
	Zamona East 3 pad	15.000	M2	SI	0,0	-	-
<b>1.2 Plataformas no Operativas</b>							
	Kupi B pad	6.560	M2	SI	0,0	-	-
	Kupi C pad (Pad used by community as d	-	M2	SI	0,0	-	-
<b>2. FACILIDADES PETROLERAS-F&amp;C</b>							
<b>2.1 Facilidades Petroleras Operativas</b>							
	CDP	25.921	M2	NO	0,0	-	-
	Nantu D EPF Facilities	11.000	M2	NO	0,0	-	-
<b>2.2 Facilidades Petroleras no operativas:</b>							
	Zamona East Temporary test facility	1.600	M2	SI	0,0	-	-

<b>3. FACILIDADES COMPLEMENTARIAS F&amp;C</b>								
<b>3.1 Campamentos</b>								
	Stagin area kupi Camp	-	M2	NO	0,0	-	-	
	Campamento Auca (ex Vintage)	-	M2	SI	0,0	-	-	
	Zamona East drilling camp	-	M2	SI	0,0	-	-	
<b>3.2 Instalaciones de Recuperación Ambiental-EHS</b>								
	CAMI	-	M2	NO	0,0	-	-	
<b>3.3 Sitios de préstamo y de disposición final de lodos de perforación-F&amp;C</b>								
	MINA VILLAMAR	-	M2	NO	0,0	-	-	
	Kupi E dry location	-	M2	SI	0,0	-	-	
	Zamona East Dry Location & clay mine	-	M2	SI	0,0	-	-	
<b>3.4 Pasivos Ambientales-EHS</b>								
	DIFERENTES LOCACIONES ACUMULADOS EN CAMI	1	Global	SI	-	-	-	
	Suelos contaminados en proceso de remediación en CAMI	1	Global	SI	-	-	-	
<b>5. DERECHOS DE VIA Y OLEODUCTOS-F&amp;C</b>								
<b>5.1 Oleoductos (F&amp;C) operativos</b>								
	4 " NANTU E - NANTU D ; 4150 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	4 " SUNKA B - WANKE A ; 2535 meters; Aerial	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " HOR C - NANTU B ;1550 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " NANTU D - "Y" NANTU D ; 563 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	4 " PENKE B - CDP ; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " HOR C - NANTU D ; 9500 meters; Aerial	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " CDP - PENKE A ; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " CDP - PENKE B; 1850 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " KUPI A - PENKE B ; 7500 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	6 " NANTU B - "Y" HOR C ; 950 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
	8 " CDP - PINDO; 18500 meters; Buried	-	ML	NO	0,0	-	-	
<b>5.2 Oleoductos (F&amp;C) no operativos</b>								
	4 " WANKE A - CDP ; 3502 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	6 " WANKE A - CDP ; 3502 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	6 " SUNKA A - CDP ; 1809 meters; Aerial	-	ML	SI	0,0	-	-	
	10 " CDP - PENKE A ; 1850 meters; Buried	-	ML	SI	0,0	-	-	
<b>6. POZOS</b>								
<b>6.1 Pozos Operativos</b>								
	Pozos petroleros Operativos	-	Pozos	SI	-	-	-	
<b>6.2 Pozos no Operativos</b>								
	Pozos petroleros no Operativos	-	Pozos	SI	-	-	-	
<b>TOTAL ASSET RETIREMENT COST ESTIMATION AS AT DECEMBER 31, 2013</b>							\$	-
	TOTAL ARO DE UNIDADES OPERATIVAS						-	
	TOTAL ARO DE UNIDADES NO OPERATIVAS						-	
	TOTAL						-	

### **3.3.10 Calculo Financiero para el registro real como valor presente de la obligación**

Con la información obtenida de las matrices enviadas por el departamento de facilidades y construcciones (Tabla 2 a Tabla 10) el Departamento Financiero totaliza las inversiones en Operativas y No Operativas por bloque Para las inversiones operativas por bloque establece el número de años remanentes desde el año de evaluación hasta la finalización del contrato Ejemplo: Bloque 1 (2025) menos Año actual (2016) igual = 9 años (remanentes).

Para las inversiones no operativas determina conjuntamente con el departamento de EHS el número de años que iniciará el proceso de remediación hasta la fecha de finalización del contrato basado en los resultados de la Auditoría Ambiental.

Establece la tasa de inflación de acuerdo al promedio de las tasas mensuales de inflación de los 2 últimos años, más el promedio de las variaciones positivas de las tasas de inflación durante el mismo período.

Considerando que es una estimación de una obligación futura se aplica una tasa de descuento que se basa en el promedio de las tasas activas de los 2 últimos años publicadas por el BCE.

El Cálculo de la provisión pasiva del ARO: es el resultado del producto del Costo de remediación multiplicado por la tasa de inflación por los años remanentes traídos a valor presente.

Para este cálculo se detalla paso a paso:

1. Detallar el código de la compañía a la cual se le va a aplicar el correspondiente cálculo financiero.
2. Especificar los bloques operativos y no operativos que dispone la empresa.
3. Especificar los valores estimados considerado los valores obtenidos en el Resumen de la Provisión ARO por bloques.

4. Colocar en la siguiente columna ese mismo valor que a su vez resulta el valor estimado antes de inflación.
5. Colocar en la siguiente columna el valor estimado después de inflación; para ello se le deba aplicar al valor estimado antes de inflación la tasa de inflación para el año calculado que el Banco Central del Ecuador presenta en su página web oficial. (El monto obtenido por consiguiente debe ser mayor al inicial).
6. Calcular los años remanentes (año que aún le quedan a las unidades según lo establecido en el contrato de prestación de servicios previamente firmado).
7. Estimar los años remanentes para las unidades no operativas (más o menos en 4 años).
8. Especificar en la siguiente columna la fecha (año) de finalización del contrato.
9. Especificar la tasa de descuento que representa aquella que se le aplicará al valor estimado después de inflación para obtener el valor presente de la provisión. Generalmente se toma en cuenta la tasa activa de los dos últimos años.
10. Calcular el valor presente de la obligación, multiplicando el valor estimado después de inflación por los años remanentes y la tasa de descuento.
11. Especificar los totales de los libros de las unidades operativas en la siguiente columna.
12. Calcular la diferencia Gross, ésta resulta de la resta del valor presente de la obligación y el monto total ubicado en los libros. Para las unidades operativas, este monto será negativo; por el contrario, para las unidades no operativas, la diferencia Gross, será positiva.

Calcular la diferencia neta según el porcentaje de participación establecido en el contrato de prestación de servicio. Por ende, cuando el porcentaje es el 100%, la diferencia neta será la misma diferencia Gross; pero si la empresa posee por ejemplo el 70% de

participación; se le debe aplicar este porcentaje a la diferencia Gross para obtener así la diferencia neta de ese bloque, esté operativo o no operativo.

Establecido el valor del ARO este es sujeto a aprobación por parte del supervisor de presupuestos gastos e inversiones y a su vez sometido a aprobación por parte del Gerente Financiero; Director Financiero y Finalmente por el Presidente de la Compañía.

**Tabla 11: Provisión por abandono de bloque**

Cía	Bloque	Valor estimado	Valor estimado antes de inflación	Valor estimado (Inflación %)	Años remanentes	Fecha de finalización del contrato	Tasa de Dcto.	Valor presente de la obligación	Total Libros	Diferencia gross	Diferencia net
1	Operativas B1	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
1	No operativas	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
2	Operativas B2	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
2	No operativas	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
3	Operativas B3	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
3	No operativas	-	-	-	-	0	0,00%	-	<b>0,00</b>	0	0
<b>TOTAL GROSS</b>		-	-	-				-	-	-	-

### 3.3.11 Contabilización ARO

Considerando que el ARO es el resultado del Costo de remediación multiplicado por la tasa de inflación por los años remanentes traídos a valor presente, éste valor debe ser reflejado en la contabilidad como un mayor o menor valor de la provisión al cierre de un periodo fiscal. Para lo cual, si existe un incremento en la valoración del ARO, se debita una cuenta de inversiones y se acredita una cuenta de provisión del pasivo; tal como se ilustra en la “T” contable abajo indicada; en el caso que el resultado sea una disminución de la valoración del ARO, éste se registra como un crédito a la cuenta de inversión y un debido a la cuenta de provisión del pasivo.

DEBE	HABER
CAPEX XXXXXX	CTA. POR PAGAR XXXXXX

**Figura 12: Registro contable del ARO**

El valor de la inversión está sujeto a amortización por unidades de producción el mismo que es llevado al gasto mensualmente; si es una provisión que aún no está devengada (a la fecha de la estimación), tributariamente se considera como un gasto no deducible para propósito de impuesto a la renta.

Considerando que el Capex se actualiza anualmente con la tasa de inflación calculada a Valor Presente Neto, es necesario que la cuenta por pagar se actualice también para mantener este procedimiento equivalente; para lo cual el Departamento Financiero aplica la misma tasa de descuento utilizada en la valoración del ARO, al valor presente neto del balance de la cuenta por pagar, dando como resultado el valor de la provisión pasiva al final del Contrato.

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- En la actualidad las empresas del sector petrolero, no tienen un reglamento, procedimiento o parámetros formales, establecidos para el cálculo de la provisión por retiro de activos.
- Las empresas establecen sus propios procedimiento y parámetros internos que soporten razonablemente ésta provisión, pero en muchos casos podrían existir diferencias de criterios entre el monto de la provisión y el efectivamente realizado.
- Se pudo evidenciar que el cálculo del ARO consolida criterios técnicos-económicos y financieros proporcionados por los gerentes e ingenieros de los diferentes departamentos de Operaciones, Medio Ambiente, Facilidades & Construcciones y Finanzas; cuyo conocimiento y alcance de este trabajo hizo que la compañía establezca una provisión del ARO razonable, mismo que cada año debe acercarse más a las cifras finales que se incurrirían.
- Es fundamental enfatizar que esta provisión obligatoria contractual será una actividad y desembolso de dinero importante para la empresa a la finalización del contrato con el Estado.
- Considerando que el valor del ARO es un gasto que se realizará a la finalización del contrato, este monto se muestra como una provisión pasiva dentro de los estados financieros.
- El cálculo del ARO es una provisión obligatoria contractual, pero también es una provisión que refleja la remediación responsable que todas las compañías del sector petrolero deben realizar.

## 4.2 Recomendaciones

- Las empresas del sector petrolero pueden tomar como referencia este trabajo como una guía práctica y útil para el cálculo de esta provisión obligatoria contractual.
- Las empresas del sector petrolero deben realizar una provisión del ARO soportada razonablemente y adecuadamente que evite diferencias significativas entre el monto provisionado en el tiempo y el efectivamente realizado.
- Las empresas que realizan este cálculo deben evaluar recurrentemente, actualizar y consolidar los criterios técnicos económicos y financieros de los diferentes departamentos involucrados en la provisión.
- Hay que concientizar a la gerencia y los departamentos involucrados a establecer mejores parámetros de valuación que sustente adecuadamente y razonablemente el monto que se desembolsará y afectará al flujo de caja de la Empresa.
- El cálculo contractual del ARO debe realizarse y registrarse bajo principios contables durante la vigencia del contrato, tomando en cuenta todos los criterios técnicos, económicos, financieros y contables.
- El cálculo del ARO debe tener un alcance no solo económico – financiero - contable, sino también enfatizar en la responsabilidad social que las empresas tienen con el medio ambiente.

## REFERENCIAS

1. Acevedo, M., Díaz, P., & López, G. (06 de julio de 2012). *Bombeo mecanico. presentacion*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-mecanico-presentacion>
2. Alan. (29 de enero de 2016). *Plataformas petroleras peligro para el ambiente*. Obtenido de Ecología Hoy: <http://ecologiahoy.net/medio-ambiente/plataformas-petroleras-peligro-para-el-ambiente/>
3. Alpha-nouvelles. (2015). *¿Qué es un retiro de activos Obligación?* Obtenido de <http://es.alpha-nouvelles.com/article/qu-es-un-retiro-de-activos-obligacin>
4. Arrocha, J. (2015). *Plataformas Petroleras*. Obtenido de <https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/1238/Plataformas%20Petroleras.pdf>
5. Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. (2016). *Petróleo en Cifras 2016*. Obtenido de [https://issuu.com/aihecuador/docs/folleto\\_petroleo\\_en\\_cifras\\_2016](https://issuu.com/aihecuador/docs/folleto_petroleo_en_cifras_2016)
6. Azcona, J. (2012). *Producción y Almacenamiento de Petróleo y Gas*. Obtenido de [http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Proyecto/PublicacionesElectro/monografias/Produccion\\_y\\_Almacenamiento\\_de\\_Petroleo\\_y\\_Gas.pdf](http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Proyecto/PublicacionesElectro/monografias/Produccion_y_Almacenamiento_de_Petroleo_y_Gas.pdf)
7. Banco Central del Ecuador. (2016). *Reporte del sector petrolero*. Obtenido de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201606.pdf>
8. Bustamante, T., & Zapata, O. (2013). *Características de los Contratos Petroleros*. Obtenido de <http://www.flacsoandes.edu.ec/biblio/catalog/resGet.php?resId=13245>
9. Comunidad Petrolera. (2009). *Definición y clasificaciones de las reservas de hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/definicion-y-clasificaciones-de-las.html>
10. Comunidad Petrolera. (2009). *Sistemas de Producción. Definiciones Importantes*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.html>
11. Comunidad Petrolera. (2014). *Depósitos: Definición y tipos de pozos petroleros*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2014/10/depositos-definicion-y-tipos-de-pozos-petroleros.html>

12. Diario El Telégrafo. (13 de noviembre de 2013). *Ubicación de los bloques*. Obtenido de <http://www.eltelegrafo.com.ec/images/eltelegrafo/Economia/2013/29-11-13-economia-info-bloques.jpg>
13. Eco-Finanzas. (2014). *Valor presente*. Obtenido de [http://www.eco-finanzas.com/diccionario/V/VALOR\\_PRESENTE.htm](http://www.eco-finanzas.com/diccionario/V/VALOR_PRESENTE.htm)
14. El Periódico de la Energía. (s.f.). Obtenido de <http://elperiodicodelaenergia.com>
15. Fernández, N. (2014). *Previsión y provisión contables:diferencia*. Obtenido de EL Blog de Nicasio, un lugar de encuentro de amigos contables: <https://nicasioycontablesamigos.com/2014/06/06/prevision-y-provision-contablesdiferencia/>
16. González Peñaherrera & Asociados. (2014). *Régimen Tributario de los Hidrocarburos en el Ecuador*. Obtenido de VI Conferencia Internacional de Derecho Económico en la UASB: <http://portal.uasb.edu.ec/UserFiles/387/File/V%20CONFERENCIA%20DE%20DERECHO%20ECONOMICO/Pala%20Robalino.pdf>
17. Gutiérrez, O., & Zurita, A. (2006). Sobre la inflación. *Revista Perspectivas*, 9(3), 81-115. Obtenido de <http://www.redalyc.org/pdf/4259/425942413004.pdf>
18. Hernández, A. (05 de diciembre de 2011). *Industria Petrolera*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/hedoer/industria-petrolera>
19. Hernández, S. (22 de agosto de 2013). *KPMG - Obligación de Retiro de Activos IFRS - Petrowarao*. Obtenido de <https://prezi.com/xywsr5hfemqy/kpmg-obligacion-de-retiro-de-activos-ifrs-petrowarao/>
20. IASCF. (s.f.). *CINIIF 1: Cambios en Pasivos Existentes por Retiro de Servicio, Restauración y Similares*. Obtenido de Ministerio de Economía y Finanzas : [https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta\\_public/con\\_nor\\_co/vigentes/ciniif/1\\_CINIIF.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta_public/con_nor_co/vigentes/ciniif/1_CINIIF.pdf)
21. Jennings, D., Feiten, J., & Brock, H. (2000). *Petroleum Accounting. Principles, Procedures & Issues*. Texas: PrinceWaterHouseCoopers.
22. Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos. (27 de julio de 2010). *Registro oficial No. 244*. Obtenido de [http://www4.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/vigente/Ley\\_Reformatoria\\_Hidrocarburos.pdf](http://www4.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/vigente/Ley_Reformatoria_Hidrocarburos.pdf)
23. Ministerio de Ambiente. (29 de septiembre de 2010). *Reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas*. Obtenido de Decreto Ejecutivo 1215. Registro Oficial 265 de 13-feb-2001: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215.pdf>

24. Ministerio de Hidrocarburos. (03 de abril de 2012). *Reglamento de operaciones hidrocarburíferas*. Obtenido de Acuerdo Ministerial 389. Registro Oficial 671 de 26-sep.-2002: <http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/06/Reglamento-Sustitutivo-del-Reglamento-de-Operaciones-Hidrocarburíferas-671.pdf>
25. Ministerio de Hidrocarburos. (12 de septiembre de 2014). *Ley de Hidrocarburos*. Obtenido de Decreto Supremo 2967. Registro Oficial 711 de 15-nov.-1978: [http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/02/LEY\\_DE\\_HIDROCARBUROS\\_1978.pdf](http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/02/LEY_DE_HIDROCARBUROS_1978.pdf)
26. Ministerio de Hidrocarburos. (26 de agosto de 2014). *Reglamento contabilidad para contratos de servicios en hidrocarburos*. Obtenido de Registro Oficial 662 de 15-mar.-2012: <http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/06/Reglamento-de-Contabilidad-y-de-control-y-fiscalizacion-de-los-contratos-de-prestacion-de-servicios-para-la-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos-662.pdf>
27. NIC 16. (1998). *Inmovilizado material*. Obtenido de <http://www.normasinternacionalesdecontabilidad.es/nic/pdf/nic16.pdf>
28. NIC 37. (julio de 1998). *Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes*. Obtenido de <http://www.normasinternacionalesdecontabilidad.es/nic/pdf/nic37.pdf>
29. Noroña, S. (2013). *Impacto económico para el Estado del cambio de contratos de participación a contratos de prestación de servicios en la industria petrolera del Ecuador: 2007 - 2012*. Obtenido de Universidad de las Fuerzas Armadas: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/8253/1/T-ESPE-047489.pdf>
30. Notiingenio. (12 de enero de 2012). *Petrominerales suministra información exploratoria actualizada, el calendario de las próximas conferencias*. Obtenido de [http://notiingenio.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=2322:petrominerales-suministra-informacion-exploratoria-actualizada-el-calendario-de-las-proximas-conferencias-&catid=35:noticias&Itemid=54](http://notiingenio.com/index.php?option=com_content&view=article&id=2322:petrominerales-suministra-informacion-exploratoria-actualizada-el-calendario-de-las-proximas-conferencias-&catid=35:noticias&Itemid=54)
31. Plan Ceibal. (s.f.). *Reservas mundiales*. Obtenido de [http://rea.ceibal.edu.uy/UserFiles//P0001/ObjetoAprendizaje/HTML/120604\\_petroleoymas2.elp/reservas\\_mundiales.html](http://rea.ceibal.edu.uy/UserFiles//P0001/ObjetoAprendizaje/HTML/120604_petroleoymas2.elp/reservas_mundiales.html)
32. Plan General Contable. (23 de julio de 2014). *Provisión por desmantelamiento, retiro o rehabilitación del inmovilizado*. Obtenido de [http://www.plangeneralcontable.com/?tit=143-provision-por-desmantelamiento-retiro-o-rehabilitacion-del-inmovilizado&name=GeTia&contentId=pgc\\_143&lastCtg=ctg\\_47](http://www.plangeneralcontable.com/?tit=143-provision-por-desmantelamiento-retiro-o-rehabilitacion-del-inmovilizado&name=GeTia&contentId=pgc_143&lastCtg=ctg_47)