



# ESPE

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS**  
**INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA**

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
ADMISTRATIVAS Y DE COMERCIO

CARRERA DE CARRERA DE FINANZAS Y AUDITORÍA CPA  
TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO EN FINANZAS Y AUDITORÍA CPA

TEMA “RIESGO DE LIQUIDEZ EN EL SECTOR PRIVADO DE  
EXPLOTACIÓN PETROLERA”

AUTOR: TERÁN DÍAZ AMBAR SOFÍA

DIRECTOR: MORALES VILLAGÓMEZ JOSÉ EFRAIN

SANGOLQUÍ

2017



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICAS ADMINISTRATIVAS  
Y DE COMERCIO

CARRERA DE FINANZAS Y AUDITORÍA CPA

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, "**RIESGO DE LIQUIDEZ EN EL SECTOR PRIVADO DE EXPLOTACIÓN PETROLERA**" realizado por la señorita **ÁMBAR SOFÍA TERÁN DÍAZ**, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti - plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a la señorita **ÁMBAR SOFÍA TERÁN DÍAZ** para que lo sustente públicamente.

Una firma manuscrita en tinta azul que parece leer 'José Efraín Morales Villagómez'.

Msc. José Efraín Morales Villagómez  
Director de Tesis

Sangolquí, 20 de junio del 2017



# ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICAS, ADMINISTRATIVAS Y  
DEL COMERCIO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA

## DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

YO, ÁMBAR SOFÍA TERÁN DÍAZ declaro que:

El proyecto de grado denominado “RIESGO DE LIQUIDEZ EN EL SECTOR PRIVADO DE EXPLOTACIÓN PETROLERA”. Ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme a las fuentes que se incorporan a la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Quito, 20 de junio del 2017

Ámbar Sofía Terán Díaz

C.C.: 1716742380



# ESPE

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS**  
**INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA**

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE**

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICAS, ADMINISTRATIVAS Y  
DEL COMERCIO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA**

### **AUTORIZACIÓN**

YO, **Ámbar Sofía Terán Díaz,**

Autorizo a la **UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE,** la publicación en la Biblioteca Virtual de la Institución del Trabajo **“RIESGO DE LIQUIDEZ EN EL SECTOR PRIVADO DE EXPLOTACIÓN PETROLERA”,** cuyo contenido, ideas y criterios son de exclusiva responsabilidad y autoría.

Quito, 20 de junio del 2017

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir "Ámbar Sofía Terán Díaz".

**Ámbar Sofía Terán Díaz**

C.C.: 1716742380

## **DEDICATORIA**

Al esfuerzo de estos años, sin considerar esta una meta sino el cierre de un ciclo.

## **AGRADECIMIENTO**

A el SER omnipotente por poner a las personas y las situaciones en su debido tiempo y lugar.

A mi familia por ser incondicionales y pacientes, sobretodo a mis padres

A los profesionales del sector que compartieron conmigo sus conocimientos, especialmente a Rodrigo Prócel y Andrés Carrera

A mi director de tesis por el impulso y la guía brindada.

A las personas que me apoyaron en estos últimos meses y colaboraron, en especial durante las semanas recientes.

## ÍNDICE

DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
ÍNDICE .....	vii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiv
RESUMEN .....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
CAPÍTULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....	2
1.4 OBJETIVOS .....	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos .....	5
1.4.3 Preguntas Investigación .....	6
CAPÍTULO II .....	7
MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO .....	7
2.1 TEORÍAS DE SOPORTE .....	7
2.1.1 Teoría de Riesgo e Incertidumbre.....	7
2.1.2 Teoría Económica.....	8
2.1.3 Teoría Keynesiana de la Preferencia por la Liquidez .....	8
2.1.4 Teoría General .....	9
2.1.5 Teoría de la Gestión Financiera Operativa .....	10
2.1.5.1 Ciclo de operación de una empresa .....	10

2.2 OTRAS BASES DE FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA .....	11
2.2.1 Administración del Riesgo .....	11
2.2.2 Proceso de Evaluación de Riesgos .....	12
2.2.3 Tipos de Riesgos.....	13
2.2.4 Riesgo de Liquidez .....	14
2.2.5 Gobierno Corporativo de la Gestión del Riesgo de Liquidez.....	15
2.2.6 Medición del Riesgo de Liquidez .....	15
2.2.6.1 Análisis Financiero Tradicional con Ratios de la Liquidez.....	15
2.2.6.1.1 Medida de Liquidez del Capital de Trabajo .....	16
2.2.6.1.1.1 Medida de la Liquidez de la Razón Circulante.....	17
2.2.6.1.1.1.1 Análisis por la naturaleza de las cuentas de la Razón Circulante	17
2.2.6.1.1.1.1.1 Numerador de la Razón Circulante.....	17
2.2.6.1.1.1.1.2 Denominador de la Razón Circulante.....	18
2.2.6.1.1.1.2 Tipos de Análisis de la Razón Circulante.....	19
2.2.6.1.1.1.2.1 Análisis Comparativo .....	19
2.2.6.1.1.1.2.2 Análisis por el método empírico (rule of thumb) .....	19
2.2.6.1.1.1.2.3 Análisis del ciclo económico Neto .....	20
2.2.6.1.1.2 Mediciones de la Liquidez a través de razones basadas en Efectivo .....	20
2.2.6.1.2 Medidas de Liquidez de las actividades de Operación.....	21
2.2.6.1.2.1 Mediciones de Liquidez para Cuentas por Cobrar .....	21
2.2.6.1.2.1.1 Rotación de las Cuentas por Cobrar .....	21
2.2.6.1.2.1.2 Días de ventas en Cuentas por Cobrar.....	21
2.2.6.1.2.1.3 Período de Cobranza de las Cuentas.....	22
2.2.6.1.2.1.4 Relación Provisión de cuentas por cobrar .....	22
2.2.6.1.2.2 Mediciones de liquidez para la Rotación de Inventarios .....	22

2.2.6.1.2.2.3 Índice de la Rotación de Inventarios .....	23
2.2.6.1.2.2.4 Días de Ventas de Inventario .....	23
2.2.6.1.2.2.5 Razón de Días para Vender el Inventario .....	23
2.2.6.1.2.3 Liquidez del Pasivo Circulante .....	24
2.2.6.1.2.3.1 Días de Compras en cuentas por pagar .....	24
2.2.6.1.2.4 Otras formas de medir la liquidez .....	24
2.2.6.1.2.4.1 Análisis de la Composición de la Liquidez del activo Circulante .....	24
2.2.6.1.2.4.2 Razón de la Prueba del Ácido (Razón de Liquidez) .....	24
2.2.6.2 Análisis de Liquidez Mediante Flujos de Efectivo .....	25
2.3 MARCO REFERENCIAL .....	25
2.3.1 Metodología de Medición del riesgo de Liquidez .....	25
2.3.2 Formas de Mitigar el Riesgo de Liquidez .....	26
2.4 MARCO CONCEPTUAL .....	27
2.5 MARCO METODOLÓGICO .....	34
2.5.1 Enfoque de investigación Cuantitativo .....	34
2.5.2 Tipología de investigación .....	34
2.5.2.1 Por su finalidad Aplicada .....	34
2.5.2.2 Por las fuentes de información Documental .....	34
2.5.2.3 Por las unidades de análisis Insitu .....	35
2.5.2.4 Por el control de las variables No experimental .....	35
2.5.2.5 Por el alcance Correlacional .....	35
2.5.3 Hipótesis .....	35
2.5.4 Instrumentos de recolección de información Bibliografía .....	36
2.5.5 Procedimiento para recolección de datos Técnica documental .....	36
2.5.6 Cobertura de las unidades de análisis: Varios .....	37

2.5.7 Procedimiento para tratamiento y análisis de información Varios.....	37
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>38</b>
<b>DIAGNÓSTICO SITUACIONAL.....</b>	<b>38</b>
3.1 INDUSTRIA PETROLERA NIVEL MUNDIAL.....	38
3.2 INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA.....	43
3.2.1 Fondos de estabilización.....	49
3.2.2 Incidencia del Petróleo en la Economía del Ecuador .....	51
3.2.2.1 Exportaciones .....	51
3.2.2.2 Ingresos del Gobierno Central.....	53
3.2.2.3 Producto Interno Bruto .....	54
3.2.2.4 Inversión Extranjera Directa.....	55
3.2.3 Determinación del Precio del Crudo Ecuatoriano .....	56
3.2.4 Contratos Petroleros.....	57
3.2.5 Organismos de Control.....	60
3.2.6 Sector Empresarial de la Industria Petrolera .....	60
3.2.6.1 Consorcios Petroleros .....	62
3.2.7 Producción de Petróleo a nivel Nacional.....	63
3.2.8 Actividades de la Industria .....	64
3.2.8.1 Actividades de Exploración.....	64
3.2.8.2 Actividades de Perforación y Desarrollo.....	64
3.2.8.3 Actividades de Producción .....	64
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>65</b>
4.1 DEMOSTRACIÓN DE HIPÓTESIS .....	65
4.1.1. Aspectos Financieros y Contables Importantes de la Industria.....	65
4.1.1.1 Cálculo de la tarifa.....	65
4.1.1.2 Cálculo del Ingreso .....	65
4.1.1.3 Reconocimiento de los Ingresos Contablemente.....	66

4.1.2 Características de las empresas objeto de Estudio.....	67
4.1.3 Consorcios, Campos y Ejecución de Inversiones de las empresas Objeto de Estudio .....	68
4.1.4 Aplicación de Medidas de Liquidez .....	68
4.1.4.1 Cálculo del Capital de Trabajo .....	68
4.1.4.2 Razón Circulante .....	69
4.1.4.2.1 Análisis por método Empírico Rule of Thumb de la Razón Circulante .....	70
4.1.4.2.2 Análisis Comparativo de la Composición de la Razón Circulante....	72
4.1.4.2.2.1 Análisis del Numerador de la Razón Circulante.....	72
4.1.4.2.2.1.1 Análisis Individual de cuentas del Numerador de la Razón Circulante .....	73
4.1.4.2.2.2 Análisis del Denominador de la Razón Circulante.....	74
4.1.4.3 Análisis del ciclo de efectivo Neto .....	76
4.1.4.3.1 Medidas de Liquidez de actividades de Operación .....	77
4.1.4.3.1.1 Rotación de las cuentas por cobrar y Días de Ventas en cuentas por Cobrar.....	77
4.1.4.3.1.2 Rotación de las cuentas por pagar y Días de Ventas en cuentas por Pagar.....	78
4.1.4.3.1.3 Rotación de Inventarios .....	79
4.1.4.4 Ciclo Económico Neto.....	81
4.1.5 Análisis del nivel de Producción de las compañías Objeto de Estudio ...	82
4.1.6 Análisis de la Deuda del Estado con las Empresas Petroleras Privadas..	83
4.1.7 Modelo Estimación de la Acumulación del Ingreso Disponible del Sector Petrolero Privado al Precio Real de Petróleo .....	86
4.1.7.1 Premisas para Estimación de la Acumulación del Ingreso Disponible del Sector.....	86
4.1.7.1.2 Precio del Petróleo.....	86

4.1.7.1.3 Producción Petrolera.....	87
4.1.7.1.4 Tarifa del Contrato.....	87
4.1.7.2 Modelo de Estimación de Ingresos de la Industria Petrolera .....	87
4.1.7.3 Modelo de Estimación de Ingresos de las Empresas Objeto de Estudio.....	91
4.1.7.4 Flujo de Efectivo de las empresas Objeto de Estudio.....	93
4.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL RIESGO DE LIQUIDEZ EN LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL ECUADOR .....	96
CONCLUSIONES .....	104
BIBLIOGRAFÍA .....	107

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1: Asignación de bloques a las empresas de explotación petrolera	61
Tabla 2: Forecast Precios del Petróleo .....	86
Tabla 3: Modelo de estimación de ingresos y pagos recibidos de la industria petrolera.....	89
Tabla 4: Modelo de estimación de ingresos y pagos recibidos de las empresas objetos de estudio .....	91
Tabla 5: Flujo de efectivo de las empresas.....	93

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Balanza Comercial del Ecuador del 2013 al 2016.....	3
Figura 2: Exportaciones petroleras y no petroleras .....	4
Figura 3: Ciclo de transformación de la inversión corriente .....	11
Figura 4: Formas de Medir la Liquidez .....	16
Figura 5: Exportaciones del Ecuador por Grupos de Productos – Valor FOB .....	51
Figura 6: Exportaciones de Petróleo – Miles de Barriles.....	52
Figura 7: Destino de Exportaciones Petroleras año 2015.....	53
Figura 8: Ingresos Nacionales .....	54
Figura 9: PIB- EN MILES DE DÓLARES CORRIENTES .....	55
Figura 10: Inversión extranjera en millones de dólares .....	56
Figura 11: Producción Petrolera del Ecuador 2010 – 2015.....	63
Figura 12: Inversión de las empresas objeto de estudio.....	68
Figura 13:Capital de trabajo de las empresas objeto de estudio.....	69
Figura 14: Razón circulante de las empresas objeto de estudio .....	71
Figura 15: Razón circulante libre de riesgo de las empresas objeto de estudio.....	71
Figura 16: Análisis vertical del activo de las empresas objeto de estudio año 2014 .....	72
Figura 17: Análisis vertical del activo las empresas objeto de estudio año 2015 .....	73

Figura 18: Análisis vertical del pasivo de las empresas objeto de estudio año 2014 .....	75
Figura 19: Análisis vertical del pasivo de las empresas objeto de estudio año 2015 .....	75
Figura 20: Días de ventas en cuentas por cobrar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.....	78
Figura 21: Días cuentas por pagar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.....	79
Figura 22: Rotación de Inventarios 2015 y 2014 .....	80
Figura 23: Días cuentas por pagar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.....	80
Figura 24: Período de conversión del efectivo año 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.....	81
Figura 25: Ciclo económico neto año 2015 de las empresas objeto de estudio.....	81
Figura 26: Ciclo económico neto año 2014 de las empresas objeto de estudio.....	82
Figura 27: Relación producción – Precio del Crudo de las empresas Objeto de Estudio período 2011 – 2015.....	83
Figura 28: Deuda del Estado con las empresas objeto de estudio año 2014 y 2015 .....	84
Figura 29: Participación de la deuda del estado en las cuentas por cobrar de las empresas objeto de estudio año 2014.....	85
Figura 30: Participación de la deuda del estado en las cuentas por cobrar de las empresas objeto de estudio año 2015.....	85

Figura 31: Razón Circulante con Fondo de Liquidez 2015.....	98
Figura 32: Razón Circulante con Fondo de Liquidez 2014.....	98
Figura 33: Razón Circulante con Fondo de Liquidez Libre de Riesgo 2015 .....	99
Figura 34: Razón Circulante con Fondo de Liquidez Libre de Riesgo 2014 .....	100
Figura 35: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2015 .....	101
Figura 36: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2014 .....	102
Figura 37: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2015 libre de riesgo .....	102
Figura 38: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2014 libre de riesgo .....	103

## RESUMEN

La incidencia del precio del petróleo en la economía de los países ha sido tema de análisis continuo sin embargo se ha excluido a la afectación que produce en las empresas cuyo giro del negocio se enfoca en la exploración y extracción del mismo. En la presente investigación se estudiará a las empresas de la industria de explotación petrolera privada del Ecuador y su riesgo de liquidez presente como consecuencia de la disminución del precio del petróleo, el mismo que se encuentra vinculado con el nivel de producción de crudo y la deuda que el estado ha incidido desde noviembre del 2014, en el que el precio bajó en un 30.8% y ocasionó una acumulación del ingreso disponible generando una participación del 53% en las cuentas por cobrar corrientes al año 2015 de las empresas del sector, las mismas que tienen poca probabilidad de efectivizarse en el corto plazo. Además se propondrá medidas de mitigación financiera adheridas al marco legal actual del sector privado petrolero ecuatoriano ante los escenarios actuales para asegurar el negocio en marcha del sector, cuya balanza comercial por varios años ha tenido un superávit en la economía del país a diferencia de la no petrolera.

Finalmente se formulan recomendaciones para realizar nuevos estudios relacionados a las finanzas del sector.

### **PALABRAS CLAVE**

- RIESGO DE LIQUIDEZ
- SECTOR PETROLERO PRIVADO
- EXPLOTACIÓN Y EXTRACCIÓN PETROLERA
- INGRESO DISPONIBLE
- PRECIO DEL PETRÓLEO

## **ABSTRACT**

The effects of the price of oil in the countries' economy has been a subject of ongoing analysis. However, it has been excluded from the impact that it causes in companies whose business is focused on the exploration and extraction of petroleum.

This investigation will study private companies in Ecuador's oil exploitation industry and their current liquidity risk as a consequence of the decrease in oil prices, which is linked to production levels of crude oil and the debt with the State since November 2014, when the price of oil decreases in 30.8% and caused a disposable income accumulation or carryforward that generated participation of 53% in current accounts receivable in 2015, with little probability of becoming cash in the short term. In addition, financial mitigation measures adhered to the legal framework of private companies in Ecuador's oil exploitation industry will be proposed to ensure the sector's current business, which has reported a surplus in the trade balance in the country's economy for several years, unlike the non-oil sector.

Finally, recommendations are made for further studies related with the sector's finances.

## **KEYWORDS**

- LIQUIDITY RISK
- OIL EXPLOITATION INDUSTRY PRIVATE
- EXPLORATION AND EXTRACTION OF PETROLEUM
- CARRY FORWARD
- OIL PRICES



# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

La incidencia del precio del petróleo en la economía de los países ha sido tema de análisis continuo, sin embargo se ha excluido a la afectación que se produce en las empresas cuyo giro del negocio se enfoca en la exploración y extracción del mismo.

En la presente investigación se estudiará a las empresas de la industria de explotación petrolera privada del Ecuador y su riesgo de liquidez presente como consecuencia de la disminución del precio del petróleo, el mismo que afecta el nivel de producción de crudo y genera una deuda por parte del estado hacia las compañías.

Además se propondrá medidas de mitigación financiera ante los escenarios actuales para asegurar el negocio en marcha del sector cuya balanza comercial por varios años ha tenido un superávit en la economía del país a diferencia de la no petrolera

### **1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

La industria petrolera se encuentra cubierta por riesgos e incertidumbres con gran importancia en todas las etapas del negocio como son: exploración, producción, mercadotecnia, transporte y distribución de combustibles (William, Coüet, Lamb, & Rose).

El problema del presente proyecto de investigación radica en el riesgo de liquidez que se produce como resultado de la variación de precios que han existido en el sector petrolero, ya que se debe tomar en cuenta que la disminución que

ha existido durante los últimos 5 años ha provocado reducciones en la producción de las compañías petroleras así como en sus inversiones y exploraciones.

A la vez el estado se ha distinguido por ser el mayor consumidor de la producción privada generando de esta forma una deuda con las compañías del sector.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

A nivel mundial los recursos que corresponden a la actividad petrolera se encuentran distribuidos desigualmente, ya que el patrón existente indica que la mayoría de reservas se encuentran en países en vías de desarrollo y por otro lado los grandes importadores de este recurso suelen ser países industrializados, por lo que desde el principio de la industria esta fue una de las motivaciones para que grandes empresas norteamericanas y especialmente europeas, quienes escasean de estos yacimientos en su continente, salgan de sus fronteras en busca de crudo y concesiones de explotación (Puente & Clemente, 2001).

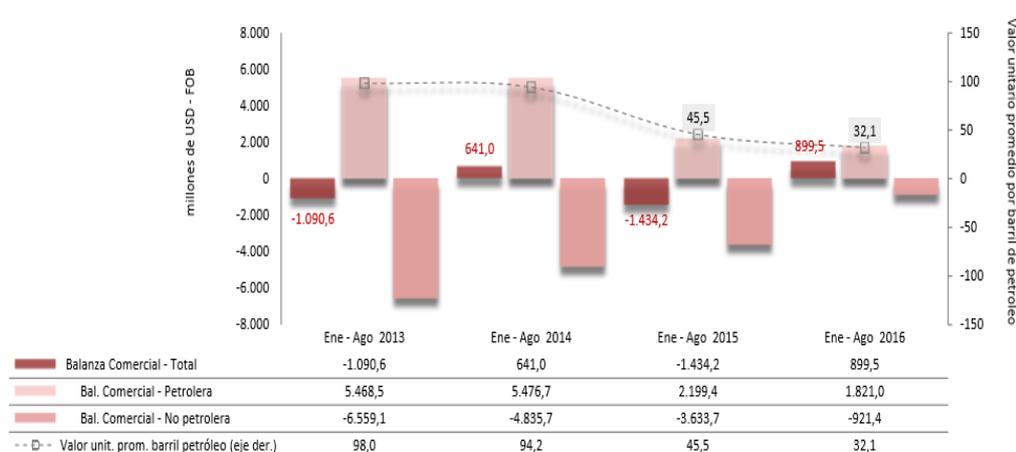
El mercado del crudo se encuentra rankeado a nivel mundial como una materia prima económica y política más crítica desde 1970. (Pérez Barbeito, 2014)

La producción y venta de crudo domina la mayor parte del mercado de energía ya que representa el 40% de la oferta mundial sobre la base de energía equivalente.

Como resultado de los grandes shock petroleros, un punto importante es la variación en sus precios, ya que ha producido impactos en las balanzas de pagos de países importadores así como en los exportadores, en sus costos de producción, ingresos y la competitividad existente entre las compañías; por lo que su volatilidad es el riesgo más importante para los participantes en el mercado (Pérez Barbeito, 2014)

La historia del Ecuador tiene como eje central un denominado “boom petrolero”, ya que el inicio de la exportación de este hidrocarburo desembocó en el impulso de la economía del país (Villalba Andrade, 2011).

En el Ecuador la balanza comercial Petrolera tiene mayor incidencia ya que ha tenido superávit en los últimos años contrariamente a la no petrolera; sin embargo existe una disminución del 32.7% en la participación de las exportaciones al año 2015 y de un 60% en los millones de dólares producidos, lo que muestra la importancia del análisis de la presente industria, existen varios estudios referentes a la incidencia del precio del petróleo en la economía del país más no exclusivamente en las empresas que conforman el sector.



**Figura 1:** Balanza Comercial del Ecuador del 2013 al 2016

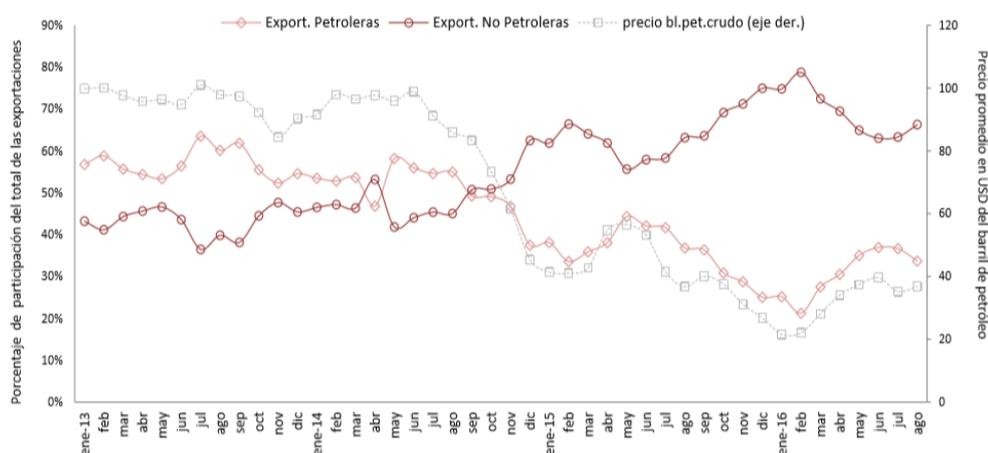
Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2016)

La disminución del precio del petróleo en un 30.8% de 45.60 dólares a 31.50 dólares ha tenido incidencia en el volumen de las exportaciones petroleras que en el último año disminuyeron en 3,05%, tomando en cuenta el período de enero a agosto, de la misma forma el valor FOB de las ventas petroleras disminuyó en 32.7% con un spread de 1637.3 millones de dólares, lo que no afecta únicamente en la economía nacional sino también a nivel empresarial dentro de la industria (Banco Central del Ecuador, 2016)

Además según el boletín del Banco Central del Ecuador (2016), a partir del año 2013 y hasta el año 2016 existe una correlación positiva entre el total de las

exportaciones petroleras y la variación que se produce en el precio del barril del petróleo dentro del mercado internacional.

Se puede observar que la tendencia de las exportaciones petroleras para el último período tuvieron una mayor dependencia de la disminución de precios del petróleo, debido a la sobreoferta existente en el sector.



**Figura 2:** Exportaciones petroleras y no petroleras

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2016)

En el Ecuador actualmente existen alrededor de 13 empresas privadas y dos estatales dedicadas a esta industria, se debe tomar en cuenta que en los nuevos contratos que se introdujeron con el gobierno de Rafael Correa, el estado ecuatoriano posee todas las ganancias extraordinarias y asume en su totalidad los riesgos del mercado pero ahora ha incurrido en retrasos ya que el manejo del contrato se da de la siguiente manera : los contratistas invierten su dinero y el gobierno les paga un monto fijo por barril producido, para el 2014 se recurrió a contratos de optimización y recuperación mejorada en el que las empresas brindan servicios específicos y el estado les paga con un barril de petróleo hasta que el precio bajó a \$30 dólares y estos fueron suspendidos, posteriormente entraron en vigencia los contratos con servicios específicos y con financiamiento en la que las compañías disminuyeron su inversión (Grupo Spurrier - Análisis Semanal, 2015) .

En la presente investigación se pretende vincular la variación del precio, nivel de producción y la incidencia de los retrasos de pago del estado en el sector petrolero privado con la información de sus estados financieros y determinar su riesgo de liquidez.

En el sector existen estudios referentes a la incidencia del precio del petróleo en la economía ecuatoriana más no específicamente en la industria.

Se aplicarán conocimientos relacionados a estrategia financiera, gestión del riesgo, valoración de empresas y administración financiera.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Diagnosticar el riesgo de liquidez de las empresas del sector privado de explotación petrolera privada del Ecuador en los años 2014 y 2015

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Identificar el macro y microambiente de las empresas vinculadas la industria petrolera privada del Ecuador
- Aplicar índices financieros y análisis por la naturaleza de las cuentas de los estados financieros
- Determinar el riesgo de liquidez presente en el período de estudio
- Proponer medidas de mitigación que permitan minimizar el impacto en la industria privada petrolera del Ecuador.

### **1.4.3 Preguntas Investigación**

¿Es posible valorar la incidencia del precio del petróleo en la liquidez de las empresas dedicadas a la explotación petrolera?

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO**

#### **2.1 TEORÍAS DE SOPORTE**

Esta investigación se basará en las ciencias económicas, en teorías que se encontrarán dentro de la subdisciplina clasificada por la UNESCO como: Gestión financiera que se encuentra dentro de la disciplina de organización y dirección de empresas.

Las finanzas son consideradas una disciplina intelectual, ya que relaciona la administración de riesgos, el valor que tiene el dinero en el tiempo y la valuación en sí. (Bodie & Merton, 2003)

##### **2.1.1 Teoría de Riesgo e Incertidumbre**

Knight determina una distinción entre riesgo e incertidumbre, define al riesgo como la "aleatoriedad con probabilidades conocidas que se pueden asegurar " (Tarapuez, Zapata, & Agreda, 2008) y a la incertidumbre como "la aleatoriedad con probabilidades desconocidas que no se pueden asegurar" (Tarapuez, Zapata, & Agreda, 2008). Además en el ámbito empresarial vincula los beneficios con la incertidumbre, ya que considera que esta permite que las utilidades sean mayores.

Establece que el riesgo es lo objetivo y medible por lo tanto se lo puede incluir en los costos de la empresa, disminuirlo o preverlo.

### **2.1.2 Teoría Económica**

Nos enfocaremos en la estática y dinámica aplicadas a la teoría económica, la misma que nos habla de la variación de los precios de los bienes, cantidades compradas y producidas así como el volumen de ingresos y rentas y la incidencia de los mismos en diferentes situaciones. Por lo tanto habla de un desarrollo temporal que existe en las variables económicas.

Hablamos de estática cuando al analizar se utilizan relaciones con variables relevantes que se encuentran dadas en un mismo período de tiempo y en el análisis dinámico se analizan variables que no se encuentran en el mismo período de tiempo. (Schneider, 1970)

Por ejemplo cuando la variación de precios inciden en la renta de los empleadores en períodos posteriores, de esta forma se tiene variables que inciden sobre otras y cambian a futuro. (Schneider, 1970)

También acota la importancia del análisis de las situaciones pasadas únicamente en caso de que permita acotar puntos de importancia para el futuro. (Schneider, 1970)

Las incidencias de las diferentes variables macro y microeconómicas de la empresa en la actualidad se entienden como diferentes tipos de riesgos que causan incidencias en los diferentes períodos futuros.

### **2.1.3 Teoría Keynesiana de la Preferencia por la Liquidez**

John Maynard Keynes (1883 – 1946) planteó sus teorías mientras se desarrollaba una controversia monetaria que se relacionaba con la declinación del patrón oro y el desempleo masivo prolongado en la época de la Gran Depresión. (Kicillof, 2010).

Keynes empieza con el razonamiento teniendo en cuenta que el ahorro es el resultado del ingreso menos el consumo, que permite almacenar o acumular almacenar el poder de compra en el tiempo, terminando el procesos en dos

disyuntivas: la primera consiste en conservar el dinero o la segunda se refiere a la adquisición de una deuda o bono, el mismo que ofrece un interés de acuerdo al tiempo. (Kicillof, 2010).

Una persona podría tener preferencia a conservar el dinero debido a la incertidumbre que se encuentra relacionada con el valor que los títulos pueden tener a futuro, de esta forma establece que existen dos principios para la demanda de dinero :una de ellas Keynes la denomina "motivo especulación" , ya que tiene la particularidad de "preferencia por la liquidez" que es el producto de la "especulación" sobre los precios del endeudamiento futuro y la otra porción es aquella destinada para realizar transacciones. (Kicillof, 2010).

En esta teoría, Keynes establece un concepto para la tasa de interés: " es el precio que equilibra el deseo de conservar el dinero en forma de efectivo, con la cantidad disponible de este último" (Como se cita en Kicillof, 2010).

#### **2.1.4 Teoría General**

Keynes concluye que cuando el efectivo aumenta, la tasa de interés inclina a disminuirse de forma que la inversión crece hasta que la eficiencia marginal del capital se iguale con la tasa de interés, es decir con el rendimiento. El aumento de inversión producido activa el mecanismo multiplicador permitiendo que crezcan el producto y el nivel de ocupación, mientras existe una disminución en los salarios reales debido a la productividad decreciente del trabajo. (Kicillof, 2010)

Finalmente Keynes reconoce la influencia de la cantidad del dinero en la producción y el empleo. (Kicillof, 2010)

### 2.1.5 Teoría de la Gestión Financiera Operativa

La gestión financiera se entiende como la forma de administrar la inversión, el financiamiento, la información, el manejo de flujos monetarios resultantes de las operaciones y los riesgos. Su ámbito de aplicación toma en cuenta la influencia de las variables del entorno y la relación que tienen éstas con el resto de áreas de gestión. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

La gestión financiera operativa se centra en el capital de trabajo y finaliza al corto plazo en la toma de decisiones financieras, teniendo de esta forma influencia en el riesgo y la rentabilidad de la compañía. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

Desde la óptica marxista lenista se analizan las siguientes categorías financieras: capital de trabajo vinculado con la inversión del activo circulante, el riesgo relacionado con la liquidez, la rentabilidad relacionada con generación de beneficios o utilidades. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

Además se puede tomar al capital de trabajo como el resultado de invertir en activos circulantes, por lo tanto el financiamiento de la compañía se encuentra materializado en el mismo. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

#### 2.1.5.1 Ciclo de operación de una empresa

Este ciclo se encuentra conformado por las siguientes etapas: compra, venta, cobro, pago.

**Compra.** Es la etapa de abastecimiento de los productos a comercializar, a estos bienes se los denomina inventarios que pueden ser de tres tipos: materia prima, productos en proceso o productos terminados. (Bravo, Lambretón, & Humberto, 2007)

**Venta.** Es el intercambio entre el demandante y el oferente, de la propiedad de un bien por un precio determinado o convenido por ambas partes

**Cobranza.** Consiste en la recuperación de la inversión por parte de la compañía; cuando se otorga crédito al cliente inicia una fase en la que se realiza un seguimiento a la cuenta por cobrar hasta el momento en que se encuentra liquidada. (Bravo, Lambretón, & Humberto, 2007)

De esta forma como resultado de sus ventas las empresas reciben efectivo en caso de no haber usado una línea de crédito o luego de la conversión de cuentas por cobrar. (Bravo, Lambretón, & Humberto, 2007)

**Cuentas por Pagar.** En esta etapa la empresa se encarga de liquidar las deudas que conllevó con sus proveedores

El ciclo de operación permite una conversión del efectivo, en el activo circulante podemos encontrar cuentas como efectivo y sus equivalentes, cuentas por cobrar e inventarios, los cuales dentro de su ciclo de transformación se asocian con el grado de liquidez. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)



**Figura 3:** Ciclo de transformación de la inversión corriente

**Fuente:** (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

## 2.2 OTRAS BASES DE FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

### 2.2.1 Administración del Riesgo

Siempre que existan condiciones de incertidumbre se generarán toma de decisiones directamente relacionadas con la administración de riesgos. (Bodie & Merton, 2003)

Las transacciones o los activos de las organizaciones así como otras actividades que pertenecen a la naturaleza del negocio ocasionan una exposición al riesgo de

manera inherente en la empresa, la cual se debe ligar a una aversión al riesgo o el apetito de riesgo ante dicha situación.

### 2.2.2 Proceso de Evaluación de Riesgos

Las empresas actualmente buscan gestionar el riesgo, de acuerdo al marco de referencia COSO ERM se analizan los siguientes componentes para que una empresa los integre en sus procesos de gestión.

**Ambiente de Control.** Es la agrupación de estándares que proporciona las bases para implantar el control interno en la organización, de esta forma se encarga de proveer la disciplina e infraestructura para los demás componentes, así como la integridad y demás valores éticos. (PricewaterhouseCoopers LLP, 2004)

**Establecimientos de objetivos.** El diseño de los objetivos deben basarse en una meta clara y sustentada con la visión y misión, teniendo en cuenta que cada decisión conlleva un riesgo. (PricewaterhouseCoopers LLP, 2004)

COSO ERM establece tres categorías de objetivos:

- **Operativos.** Se encuentran encaminados al logro de la misión de la organización
- **De Reporte.** Este objetivo se refiere a la presentación transparente de los reportes internos y externos de la organización
- **De Cumplimiento.** Estos objetivos se vinculan a la adhesión a las diferentes normas y leyes a las que la empresa se encuentra obligada a cumplir.

**Identificación de Eventos.** Se debe identificar los eventos que afectan los objetivos de la organización y de esta manera distinguir los que pueden convertirse en oportunidades y establecer estrategias para los riesgos identificados.

**Evaluación del Riesgo.** En esta etapa se identifican y analizan la relevancia de los riesgos, se mide su probabilidad e impacto en la consecución de los objetivos y se establece la manera de manejarlos.

Dicha evaluación se da desde dos perspectivas la fase inherente y la residual, es decir tomando en cuenta la naturaleza del riesgo y también luego de la aplicación de controles en los procesos de la empresa. (PricewaterhouseCoopers LLP, 2004)

**Respuesta al riesgo.** La administración puede decidir responder al riesgo de las siguientes maneras: evitarlo, reducirlo, combatirlo, aceptarlo, compartirlo. Dependiendo de la tolerancia del riesgo y el apetito de riesgo de la empresa

**Actividades de Control.** Para asegurar que las respuestas al riesgo fueron efectivas se establecen políticas y procedimientos.

**Información y Comunicación.** La información debe ser identificada, capturada y comunicada de acuerdo a su relevancia en la organización, por lo tanto, debe surgir ampliamente y fluir en todos los sentidos.

**Monitoreo.** El riesgo de la empresa es monitoreado y se realizan modificaciones de acuerdo a la necesidad, este proceso se encarga de valorar el desempeño de la empresa mediante evaluaciones y diversas actividades de gestión

### 2.2.3 Tipos de Riesgos

**Riesgo de Mercado.** Es aquel que ocasiona pérdidas en la empresa debido a los movimientos que surgen en los precios del mercado. Usualmente surgen de operaciones con derivados o de actividades en las que se negocian valores o se lo encuentra también en la variación del precio de commodities. (Resolución de la Superintendencia de Bancos 306, 05 de julio del 2016)

De este riesgo se desglosan otros riesgos como el del tipo de cambio y el riesgo de tasa de interés. (Resolución de la Superintendencia de Bancos 306, 05 de julio del 2016)

**Riesgo de Crédito.** Es aquel que se desencadena debido a que la contraparte no ha realizado el pago total o parcial de las obligaciones que tiene con la compañía. (Resolución de la Superintendencia de Bancos 306, 05 de julio del 2016)

**Riesgo Operativo.** Es la posibilidad de que la empresa sea afectada financieramente por eventos que desencadenan de fallas en los procesos, talento humano, tecnologías de la información o sucesos externos.

Este riesgo incluye el riesgo legal que se puede dar por el error, inobservancia o incorrecta aplicación de las diferentes regulaciones y leyes. (Resolución de la Superintendencia de Bancos 306, 05 de julio del 2016)

**Riesgo de Liquidez.** Se presenta cuando existe una escasez en los fondos de la compañía, la misma que no permite el cumplimiento de las obligaciones ocasionando una necesidad de obtención de recursos alternos. (Resolución de la Superintendencia de Bancos 306, 05 de julio del 2016 )

#### **2.2.4 Riesgo de Liquidez**

Es la probabilidad de que la empresa tenga incapacidad de enfrentarse de forma puntual a las obligaciones hacia los acreedores de los pasivos contratados al corto plazo, así como a los socios que integran el capital social de la empresa sin incurrir en costos elevados. (Montero)

Este riesgo se ve afectado por las entradas y salidas de efectivo vinculadas a las expectativas de desempeño futuras.

La liquidez en sí se relaciona con los recursos disponibles de la empresa para cumplir con sus necesidades de efectivo en el corto plazo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

En Basilea III se mide la liquidez para que de esta manera se logre disminuir el riesgo de solvencia. ( Asociación de Supervisores Bancarios de las Américas, 2013)

Tomando en cuenta el principio 14 de Basilea que se refiere al riesgo de liquidez, las empresas deben contar con estrategias para gestionarlo así como con políticas y procesos para identificarlo, cuantificarlo, vigilarlo y controlarlo y de esta manera crear planes de contingencia para su tratamiento. (Banco de Pagos Internacionales, 2006)

### **2.2.5 Gobierno Corporativo de la Gestión del Riesgo de Liquidez**

El Comité de Basilea establece que la Dirección se debe encargar de establecer políticas y estrategias para gestionar el riesgo de liquidez, debe determinar su tolerancia al riesgo y analizar la información relacionada a la variación de la liquidez de la compañía. (Banco de Pagos Internacionales, 2008)

Para las diferentes actividades que se realizan en el negocio la entidad deberá determinar el costo – beneficio así como los riesgos de liquidez en los diferentes procesos para que de esta forma concuerden con las líneas del negocio. (Banco de Pagos Internacionales, 2008)

### **2.2.6 Medición del Riesgo de Liquidez**

Según el Comité de Basilea las principales métricas para medir la liquidez son las siguientes: Enfoque de activos líquidos, enfoque de flujos de efectivo y una combinación de los dos. (Bank for International Settlements, 2006)

- **Enfoque de Activos Líquidos.** Las métricas relevantes en este enfoque es la aplicación de ratios, que se encuentran basados en la información extraída de los balances de la compañía. Se analizan los montos de los instrumentos líquidos que mantiene la compañía. (Bank for International Settlements, 2006)

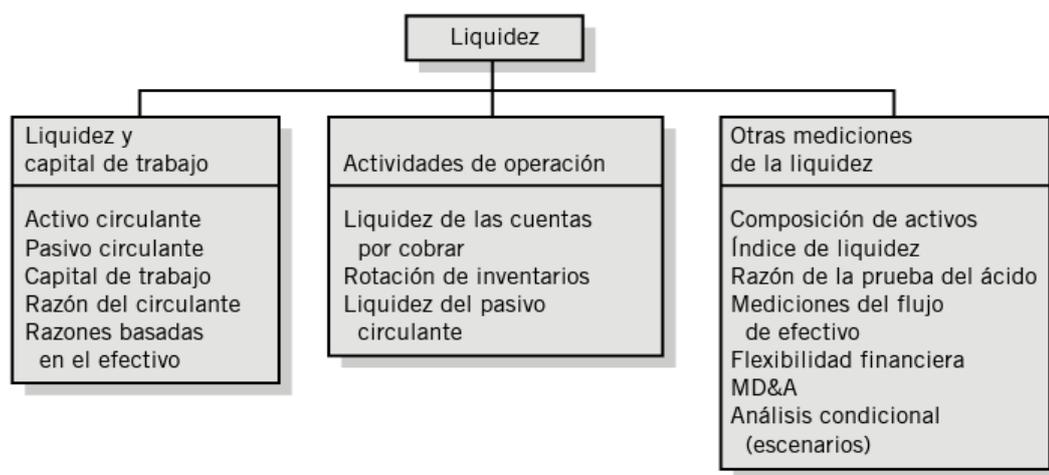
- **Enfoque de Flujos de Efectivo.** Miden el nivel de ingresos así como el de egresos que posee la empresa. (Bank for International Settlements, 2006)

#### **2.2.6.1 Análisis Financiero Tradicional con Ratios de la Liquidez**

Este análisis propone el uso de coeficientes para analizar de una manera histórica o actual la situación financiera y económica de la empresa.

La fundamentación de este método se basa en que dos datos aislados con información individual, adquieren una información financiera mayor al combinarlos a manera de coeficiente. (Ibarra, 2009)

La liquidez se puede medir mediante la aplicación de razones en los siguientes contextos.



**Figura 4:** Formas de Medir la Liquidez

**Fuente:** (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

#### 2.2.6.1.1 Medida de Liquidez del Capital de Trabajo

Se valora la magnitud del capital de trabajo mediante el análisis de los activos y pasivos circulantes para facilitar la toma de decisiones y recomendaciones relacionadas con las inversiones a efectuar. Su fórmula es: (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\text{ACTIVO CIRCULANTE} - \text{PASIVO CIRCULANTE}$$

### 2.2.6.1.1.1 Medida de la Liquidez de la Razón Circulante

La razón circulante permite conocer los recursos disponibles en un tiempo determinado para cubrir las obligaciones que se encuentran en el corto plazo. Se calcula de la siguiente manera: (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\text{RAZÓN CIRCULANTE} = \frac{\text{ACTIVO CIRCULANTE}}{\text{PASIVO CIRCULANTE}}$$

Tiene la capacidad de medir:

- **Cobertura del Pasivo Circulante.** A mayor valor del activo circulante en relación al pasivo circulante, se proporcionará una mayor seguridad para el pago del mismo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)
- **Amortiguador de Pérdidas.** La razón circulante nos permite analizar que a un mayor margen de seguridad disponible para cubrir la disminución de los activos a corto plazo exceptuando el efectivo al disponer de ellos o liquidarse; el riesgo es menor. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)
- **Reserva de Fondos Líquidos.** Permite actuar como una medida de margen de seguridad en caso de que surjan conmociones e incertidumbres que afectan a los flujos de efectivo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

#### 2.2.6.1.1.1.1 Análisis por la naturaleza de las cuentas de la Razón Circulante

##### 2.2.6.1.1.1.1.1 Numerador de la Razón Circulante

- **Efectivo y Equivalente de Efectivo.** Es una reserva que tiene el objetivo de proteger los desequilibrios del efectivo que se encuentra al corto plazo, al no generar utilidades las empresas mantienen su inversión al mínimo en este tipo de activos. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

- **Títulos y valores negociables.** Estas inversiones podrían liquidar el pasivo circulante, continuamente estos valores de inversión pueden tener un rendimiento que supera los equivalentes del efectivo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)
- **Cuentas por cobrar.** La mayoría de cambios en cuentas por cobrar pueden tener una relación directa con el nivel de ventas. Esta no es una medida que se puede usar en el futuro ya que no refleja una entrada neta de efectivo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)
- **Inventarios.** Esta cuenta tiene una relación con las ventas ya que estas inician con la conversión en efectivo de los inventarios. Es un determinante de una entrada de efectivo futura. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)
- **Gastos Prepagados.** Son desembolsos para beneficios futuros y protegen erogaciones de fondos corrientes, deben excluirse del capital de trabajo y razón circulante. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

#### **2.2.6.1.1.1.2 Denominador de la Razón Circulante**

El denominador es el pasivo circulante, el mismo que es determinado principalmente por las ventas ya que de acuerdo a la variación de las mismas se convierte en una actividad de refinanciamiento. No incluye erogaciones de efectivo en perspectiva como contratos de construcción, arrendamientos, préstamos. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **2.2.6.1.1.1.2 Tipos de Análisis de la Razón Circulante**

#### **2.2.6.1.1.1.2.1 Análisis Comparativo**

La variación de la razón no implica cambios en la liquidez ya que podría suceder lo siguiente:

**Aumento en la razón circulante.** Al momento en el que una empresa se encuentra en recesión puede mantener en acumulación los inventarios junto con la cuentas por cobrar sin embargo pagar su pasivo circulante. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

**Disminución en la razón circulante.** Puede darse este caso en un período de auge en el que los impuestos por pagar tengan un aumento o a la vez puede suceder en una empresa que se encuentra en un momento de expansión y por lo tanto requiere un mayor capital de trabajo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

#### **2.2.6.1.1.1.2.2 Análisis por el método empírico (rule of thumb)**

Establece que la medida adecuada es la relación 2:1, que significa que existen "2 dólares de activo circulante por cada dólar de pasivo circulante"; cuando una razón llega hasta 2 indica que el pasivo circulante puede ser cubierto aunque el activo circulante se reduzca hasta el 50% sin embargo si sobrepasa esa medición indica que existe una sobre cobertura del pasivo lo cual puede desencadenarse por una ineficiencia en el uso de los recursos. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

Se debe tomar en cuenta además los riesgos y montos de capital de trabajo que dependen de la industria y del ciclo económico de la empresa.

### 2.2.6.1.1.2.3 Análisis del ciclo económico Neto

Se debe tomar en cuenta que el capital de trabajo se encuentra afectado por la inversión realizada en los inventarios y la vinculación que tiene esta con el crédito concedido por los proveedores y el que se concedió a los clientes. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

De esta forma podemos calcular el período de conversión en efectivo tomando en cuenta las siguientes fórmulas

**CICLO ECONÓMICO = CICLO DE CUENTAS POR COBRAR + INVENTARIOS – CTAS POR PAGAR**

- **CICLO DE CTAS POR COBRAR = CUENTAS POR COBRAR / (VENTAS DEL AÑO 1 / 360 DÍAS)**

- **CICLO DE INVENTARIOS = INVENTARIOS / (COSTO DE BIENES INCLUIDO DEPRECIACIÓN / 360 DÍAS)**

- **CICLO DE CUENTAS POR PAGAR = CUENTAS POR PAGAR / (COMPRAS / 360 DÍAS)**

Se debe tomar en cuenta que existirá mayor necesidad de capital de trabajo mientras más largo sea el ciclo económico.

### 2.2.6.1.1.2 Mediciones de la Liquidez a través de razones basadas en Efectivo

Los activos circulantes con mayor liquidez son efectivos y equivalentes de efectivo, los mismos que se miden con las siguientes razones.

### **2.2.6.1.2 Medidas de Liquidez de las actividades de Operación**

Estas razones permiten medir las cuentas por cobrar, inventario y pasivo circulante.

#### **2.2.6.1.2.1 Mediciones de Liquidez para Cuentas por Cobrar**

Es importante medir en las cuentas por cobrar su liquidez y calidad, es decir el dinamismo de conversión en efectivo de las cuentas por cobrar y su probabilidad de cobranza.

##### **2.2.6.1.2.1.1 Rotación de las Cuentas por Cobrar**

Nos permite medir la frecuencia del ciclo de las cuentas por cobrar. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

**VENTAS NETAS A CRÉDITO / PROMEDIO DE CUENTAS POR COBRAR**

##### **2.2.6.1.2.1.2 Días de ventas en Cuentas por Cobrar**

Permite medir los números de días que permitirán a la empresa cobrar las cuentas pendientes de pago con base en el saldo final de las cuentas por cobrar. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

**DÍAS DE VENTAS EN CUENTAS PO COBRAR = CUENTAS POR  
COBRAR ) / (VENTAS /360)**

### **2.2.6.1.2.1.3 Período de Cobranza de las Cuentas**

Permite medir los números de días que permitirán a la empresa cobrar las cuentas pendientes de pago con base en el saldo promedio de las cuentas por cobrar (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

PERÍODO DE COBRANZA DE LAS CUENTAS =  $360 / \text{Rotación de Cuentas por Cobrar}$ .

### **2.2.6.1.2.1.4 Relación Provisión de cuentas por cobrar**

La medición de esta relación nos permite evaluar la cobranza efectuada de un período a otro. Se calcula de la siguiente manera:

RELACIÓN PROVISIÓN DE CUENTAS POR COBRAR: PROVISIÓN DE CUENTAS MOROSAS / CUENTAS POR COBRAR BRUTAS

### **2.2.6.1.2.2 Mediciones de liquidez para la Rotación de Inventarios**

En el análisis de la razón circulante se determina que el objetivo del activo circulante es que pueda cubrir los pagos del pasivo circulante, siendo uno de los componentes del activo corriente los inventarios, los mismos que son analizados por su nivel de liquidez y calidad mediante la medición de la capacidad de la empresa para venderlos y usarlos.

### **2.2.6.1.2.2.3 Índice de la Rotación de Inventarios**

Mide la alternación de los inventarios de una empresa. La fórmula es la siguiente:

$$\text{ROTACIÓN DE ACTIVOS} = \text{COSTO DE BIENES VENDIDOS} / \text{INVENTARIO PROMEDIO}$$

El inventario promedio es el producto de la suma del inventario inicial y final dividido para dos. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **2.2.6.1.2.2.4 Días de Ventas de Inventario**

Esta medida indica el número de días que se necesitan para que el inventario final sea vendido. Se calcula de la siguiente manera: (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\text{DÍAS DE VENTAS EN INVENTARIO} = \text{INVENTARIOS} / (\text{COSTO DE LOS BIENES VENDIDOS} / 360)$$

### **2.2.6.1.2.2.5 Razón de Días para Vender el Inventario**

Permite medir el número de días que una compañía tardaría en vender el inventario promedio anual. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\text{RAZÓN DE DÍAS PARA VENDER EL INVENTARIO} = 360 / \text{ROTACIÓN DE INVENTARIOS}$$

### **2.2.6.1.2.3 Liquidez del Pasivo Circulante**

El pasivo circulante se analiza desde un punto de operación continua ya que tiene una naturaleza de refinanciamiento.

#### **2.2.6.1.2.3.1 Días de Compras en cuentas por pagar**

Proporciona un promedio de los días que la empresa se demora en pagar a sus proveedores., la empresa tendrá un mayor uso del capital de los proveedores mientras mayor sea el resultado de esta razón, que se calcula de la siguiente manera: (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\text{PROMEDIO DE DÍAS DE CUENTAS POR PAGAR} = \frac{\text{CUENTAS POR PAGAR}}{\text{COSTO DE BIENES VENDIDOS}}$$

#### **2.2.6.1.2.4 Otras formas de medir la liquidez**

##### **2.2.6.1.2.4.1 Análisis de la Composición de la Liquidez del activo Circulante**

Mediante un análisis vertical de las cuentas que conforman el activo circulante se puede evaluar la liquidez de manera comparativa.

##### **2.2.6.1.2.4.2 Razón de la Prueba del Ácido (Razón de Liquidez)**

En esta razón se analizan los activos que tienen mayor facilidad de conversión en efectivo, por esta razón no se incluyen a los activos. Se interpreta de igual forma

que la razón circulante y se calcula de la siguiente manera: (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

$$\frac{\text{EFECTIVO} + \text{EQUIVALENTE DE EFECTIVO} + \text{TÍTULOS NEGOCIABLES} + \text{CUENTAS POR COBRAR}}{\text{PASIVO CIRCULANTE}}$$

### 2.2.6.2 Análisis de Liquidez Mediante Flujos de Efectivo

Se refiere a las entradas de efectivo menos las salidas del mismo durante el período en curso. En las entradas se reconocen los ingresos de efectivo aunque no generen ganancia y las salidas aunque no generen un gasto. (Rodríguez, 2012)

Los estados de flujo de efectivo informa sobre el manejo de las operaciones de operación, financiamiento e inversión.

## 2.3 MARCO REFERENCIAL

### 2.3.1 Metodología de Medición del riesgo de Liquidez

En el artículo "Medición del riesgo de Liquidez. Una aplicación en el Sector Cooperativo" se considera al riesgo de Liquidez la vinculación con los riesgos de fondeo, contingentes y de mercado. (Sánchez & Millán, 2012)

**Riesgo de Fondeo:** Es la posibilidad existente de que una entidad incumpla con sus obligaciones de pago causada por un desajuste producto de los flujos de fondos de pasivos y activos. (Sánchez & Millán, 2012)

**Riesgo de Contingente:** Es la posibilidad de que en sucesos futuros se requiera una liquidez mayor a la prevista. (Sánchez & Millán, 2012)

Para obtener una mejor información sobre las necesidades de liquidez futuras así como sobre las históricas, las fuentes, capacidad de la empresa de generación de

flujos, etc. Se toman en cuenta dos formas de medición que son: (Sánchez & Millán, 2012)

**Medición Estática.** Esta medición se basa en proyectar los flujos activos y pasivos durante un tiempo determinado, en base a hipótesis o información contractual conocida. (Sánchez & Millán, 2012)

Dicha proyección puede ser medida en base a diferentes ratios.

**Medición Dinámica.** Esta medición arma diversos escenarios para simular los flujos de efectivo futuros. Los escenarios se basan en el cambio de tendencia macroeconómica que influyen en las modificaciones del comportamiento de diversas variables del mercado o cuentas del balance de la empresa. . (Sánchez & Millán, 2012)

### 2.3.2 Formas de Mitigar el Riesgo de Liquidez

Estas estrategias se enfocan para las entradas y salidas del efectivo:

- Incremento de las entradas de efectivo: Las acciones a realizar para aplicar esta estrategia son: aumentar el nivel de ventas, incrementar el precio de los bienes o servicios, priorizar los productor que ofrecen mayor nivel de utilidad. (Baños, Pérez, & Vásquez, 2011)
- Aceleración de las entradas de efectivo: Las acciones que se deben tomar en cuenta son: aumentar las ventas al contado, reducir plazos crediticios, solicitar a clientes anticipos de pago. (Baños, Pérez, & Vásquez, 2011)
- Disminución de las salidas de efectivo: Se deben tomar en cuenta las siguientes acciones: mejorar las condiciones de pago con los proveedores o negociarlas en beneficio de la empresa, reducir desperdicios en todas las áreas. (Baños, Pérez, & Vásquez, 2011)
- Demora en las salidas de efectivo: Se debe optar por las siguientes actividades: negociar mayor amplitud en el plazo de pago con proveedores, adquirir activos fijos o inventarios en el tiempo necesario. (Baños, Pérez, & Vásquez, 2011)

## **2.4 MARCO CONCEPTUAL**

### **Exploración Petrolera**

Es la etapa inicial con la que se empiezan las actividades del sector petrolero, tiene como objetivo descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de las existentes para que sustenten la fase de explotación. (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015)

### **Explotación Petrolera**

En esta fase se procede con la extracción del petróleo y el gas del subsuelo y es ejecutada de conformidad a las características de cada yacimiento. (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015)

### **Riesgo de Liquidez**

Consiste en la capacidad de poder enfrentarse de forma puntual a las obligaciones de pago de manera puntual hacia los acreedores de los pasivos contratados, así como a los socios que integran el capital social de la empresa sin incurrir en costos elevados. (Montero)

### **Inversión**

Se refiere a cualquier tipo de desembolso de recursos financieros con el fin de adquirir bienes, equipo o instrumentos para la producción duraderos por varios ciclos económicos con el propósito de cumplir con los objetivos de la compañía (Pilar, Gracia, Tagüez, & Merigió, 2008)

### **Ratio de Circulante**

Es el cociente entre el total de las partidas que conforman el activo circulante y las que componen el pasivo circulante. Este indicador principalmente representa la solvencia de una empresa en el corto plazo, indicando la capacidad que tiene la empresa para realizar pagos que se realizarán durante el ciclo de explotación. (Quintana, Pascual, & Gallego, 2006)

### **Efectivo**

La diferencia entre las entradas de efectivo y los desembolsos en todos los períodos anteriores a una empresa. (Rodríguez, 2012)

### **Actividades de Operación**

Se refiere a las actividades primarias de la organización, por lo que constituyen la fuente de efectivo principal para la empresa. Entre ellas se encuentran cobros a clientes, pagos a proveedores, empleados, impuestos, seguros. (Rodríguez, 2012)

### **Actividades de Inversión**

Se refiere a las actividades que integran la compra de recursos que en un futuro permitirán que la empresa genere efectivo u obtenga utilidades. Por ejemplo: flujos por compra o ventas de activos fijos o instrumentos financieros. (Rodríguez, 2012)

### **Actividades de Financiamiento**

Son actividades que se refieren a la obtención del efectivo para las actividades de operación e inversión por ejemplo: cobros por aumentos de capital o emisión de instrumentos financieros, pago de dividendos. (Rodríguez, 2012)

### **Inversión Extranjera**

Es una inversión transfronteriza realizada por un inversor directo con el propósito de participar perdurablemente en una empresa que es residente en una economía diferente a la del inversor. (OECD, 2008)

Es una de las claves de integración a nivel económico internacional ya que proporciona una mayor estabilidad financiera, promueve el desarrollo económico y mejora el bienestar de las sociedades (OECD, 2008)

### **Capital de Trabajo**

Es el excedente entre la diferencia del activo circulante y el pasivo circulante, desde este enfoque se afirma que el capital de trabajo se encuentra afectado por las

transacciones económicas que se desarrollan diariamente en una organización (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

### **Activo Circulante**

Es la materialización del financiamiento propio o de terceros que se utiliza para construir la estructura económica corriente de una empresa (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

### **Pasivo Circulante**

Es el pasivo a corto plazo y se encuentra conformado por obligaciones a cargo de una organización, cuyo vencimiento es a un año. (Corona, 2002)

### **Cuentas por Cobrar**

Son los derechos que tiene la compañía en contra de deudores. En el ciclo de la transacción la venta del producto terminado requiere que exista la expulsión del capital mercantil hacia la circulación, la misma que luego de realizarse se convierte en efectivo o en una cuenta por cobrar. (Álvarez, Chongo, & Salazar, 2014)

### **Precio Teórico**

Luis Calero consulto petrolero establece que son “Precios referenciales de mercado“. (El Comercio)

### **Precio Facturado**

Precio real de la exportación del petróleo nacional. (El Comercio)

### **Crudo referencial West Texas Intermediate (WTI)**

Crudo referencial en América, proviene del crudo de Texas y de Oklahoma. Es más ligero con 39.6 °API y con un contenido de azufre de 0.24%. (Irigoyen, 2015)

### **Crudo Napo**

Tiene grados API promedio de 27, su contenido de azufre es del 1,45% y tiene aceite crudo mediano (Irigoyen, 2015)

### **Crudo Oriente**

Tiene grados API promedio de 12 a 22, su contenido de azufre es del 2,10% y tiene aceite crudo pesado (Irigoyen, 2015)

### **Liquidez**

Es la capacidad que tiene una compañía de conseguir activos en efectivo con el fin de cancelar sus obligaciones en el corto plazo. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **Corto Plazo**

Se valora como el tiempo de hasta un año, también se lo considera el como el ciclo de operación habitual de una compañía, es decir abarca compra, producción, venta y cobranza. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **Riesgo de Liquidez**

Es aquel que en el corto plazo se encuentra afectado por las entradas, salidas de efectivo y las perspectivas de un desempeño en el largo plazo. Su análisis está dirigido en actividades de operación, en la capacidad que tiene la compañía de generar utilidades desde la venta de sus servicios o productos, las mediciones y necesidades del capital de trabajo conformado. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **Activo Circulante**

Se encuentra compuesto por el efectivo y otros activos que se espera que se vendan o consuman dentro de un año o dentro del ciclo de operación de la compañía

en caso de que dure más de un año. Se encuentran cuentas como: Efectivo, cuentas por cobrar, valores negociables que se vencen en el siguiente ejercicio, inventarios y gastos pagados por anticipado. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **Pasivo Circulante**

Está conformado por las siguientes cuentas : cuentas por pagar, préstamos a corto plazo, impuestos por pagar, gastos acumulados, la parte de la deuda a largo plazo que tiene un vencimiento que va dentro de un año. (Wild, Subramanyam, & Halsey, 2007)

### **Ingreso Disponible**

Es la diferencia entre el ingreso bruto del contrato y el resultado de la suma de los siguientes rubros: 25% de margen de Soberanía, costos de transporte del Estado, comercialización y los tributos que se establecen en la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos y la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico. (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

### **Acumulación**

Es la diferencia entre el ingreso disponible y el pago a las contratistas petroleras originada por un ingreso disponible insuficiente. Este saldo se trasladará para el siguiente período sin intereses y en caso de que aún no pueda ser cubierto se

acumulará sucesivamente mientras tenga vigencia el contrato, cuando este termine la deuda con la Secretaría de Hidrocarburos quedará extinta.

## **2.5 MARCO METODOLÓGICO**

### **2.5.1 Enfoque de investigación Cuantitativo**

Se utilizará el enfoque cuantitativo debido a que parte de los datos con los que se trabajará son producto de estados financieros y se analizarán a través de indicadores y ratios financieros, cuyas fórmulas se encuentran pre establecidas y la información restante se obtendrá de boletines económicos.

### **2.5.2 Tipología de investigación**

#### **2.5.2.1 Por su finalidad Aplicada**

Se manejarán herramientas de investigación para obtener información y conocimiento sobre la situación macroeconómica y microeconómica del sector, sin aportar con nuevas teorías a la ciencia.

#### **2.5.2.2 Por las fuentes de información Documental**

Se requiere de información documental para la recopilación de datos y su posterior medición financiera.

Se obtendrá información de del Banco Central del Ecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos y la plataforma de la Superintendencia de Compañías del Ecuador.

#### **2.5.2.3 Por las unidades de análisis Insitu**

La recolección de datos procederá en la ciudad de Quito, en la que se encuentran las entidades supervisoras de la industria, así como las matrices de las empresas.

#### **2.5.2.4 Por el control de las variables No experimental**

Los datos no serán sujetos a ninguna manipulación de variables para la medición del fenómeno.

#### **2.5.2.5 Por el alcance Correlacional**

El estudio medirá la incidencia de la deuda del estado, la disminución del precio del petróleo y producción en la liquidez de las empresas de explotación petrolera privada.

### **2.5.3 Hipótesis**

¿El precio de petróleo incide en la liquidez de las empresas de la industria de explotación petrolera privada??

¿El nivel de producción incide en la liquidez de las empresas de la industria de explotación petrolera privada?

¿La deuda del estado incide en la liquidez de las empresas de la industria de explotación petrolera privada??

#### **2.5.4 Instrumentos de recolección de información Bibliografía**

La modalidad en la que se desarrollará la investigación es bibliográfica ya que se utilizará la información que reside en la plataforma de la Superintendencia de Compañías y los boletines e informes del Banco Central del Ecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Se crearán bases de datos en base a la información recolectada.

#### **2.5.5 Procedimiento para recolección de datos Técnica documental**

Para la presente investigación se ingresará al portal de información de la Superintendencia de Compañías en el que luego de elegir las compañías por su nombre o identificación, se desglosará la información jurídica, económica y financiera de las mismas, también se dará importancia a los informes emitidos por las auditoras de las compañías que se encuentran en la misma plataforma.

El Banco Central del Ecuador emite boletines de forma mensual o semestral sobre la información del Ecuador, de igual manera los entes supervisores de las empresas que pertenecen a industria hidrocarburiífera.

Para determinar la deuda estimada del estado se utilizará el precio del barril de petróleo que se obtendrá del Banco Central del Ecuador y las tarifas se encontrarán en los informes de auditoría respectivos de las empresas.

### **2.5.6 Cobertura de las unidades de análisis: Varios**

De acuerdo a la Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos las empresas privadas de producción y explotación petrolera son alrededor de 17, sin embargo para la investigación se descartará a tres compañías que no han producido petróleo en los últimos 4 años y tres consorcios que no tienen información en la plataforma de la Superintendencia de Compañías.

### **2.5.7 Procedimiento para tratamiento y análisis de información Varios**

Se aplicará a la información ratios de análisis de información financieros para posteriormente realizar un análisis dinámico con las variables.

## CAPÍTULO III

### DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

#### 3.1 INDUSTRIA PETROLERA NIVEL MUNDIAL

Como resultado de los grandes shocks petroleros y la variación de los precios de petróleo, se ha obtenido impactos en las balanzas de pagos de países importadores así como en los exportadores, en sus costos de producción, ingresos y la competitividad existente entre las compañías; por lo que la volatilidad del precio es el riesgo más importante para los participantes en el mercado. (Pérez Barbeito, 2014)

El aumento en el precio de crudo también generó uno de los mayores impuestos a la riqueza en toda la historia ya que salieron montos del Occidente Industrial que fueron la base del inicio del renacimiento árabe. (Nussbaum, 1984)

Los períodos en los que el precio del petróleo ha incidido son los siguientes:

- Precio del Petróleo Bajo: 1970 a 1974

Desde 1970 ha existido volatilidad en los precios del petróleo, teniendo como una de sus principales consecuencias el control de propiedad que ejecutan los gobiernos que forman parte de los países de Medio Oriente, a partir de estos sucesos la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), se constituyó como uno de los poderes primordiales de la determinación de precios. (Pérez Barbeito, 2014)

Sin embargo, los países que no conforman la OPEP tienen mayores aportes a la producción mundial por lo que son esenciales para la estabilidad de precios a nivel internacional y en el momento en el que ellos no pueden responder a la demanda, la organización influye en los precios de acuerdo a la cuota de producción que determina para los países que la integran; los mismos que tienen mayores reservas que los que no son parte de la misma. (Pérez Barbeito, 2014)

La OPEP fue creada en 1960 con el fin de defender los intereses de los países productores y exportadores de crudo.

Se encuentra conformada por 13 países en desarrollo hasta la actualidad, los cuales son: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Kuwait, Nigeria, Qatar, República Islámica de Irán, República Socialista de Libia, Venezuela. De acuerdo a las cuotas de producción por cada país integrante se fijan las políticas del grupo.

En 1971 el precio del petróleo se encontraba en 2.10 dólares el barril, el petróleo era muy barato por lo que desencadenaba en investigaciones para convertirlo en azúcar y proteínas que podrían servir de alimento para ganado. (Pérez Barbeito, 2014)

- Quintuplicación de Precios: 1974 a 1979

En 1973 el ejército de Estados Unidos se retiró de Vietnam, el dólar se desvinculó del patrón oro y la OPEP cuadruplicó el precio del petróleo lo que ocasionó una recesión en otros países entre ellos los que eran parte de Norteamérica ya que su moneda fue devaluada. En este punto se hablaba del poder de la OPEP para modificar el equilibrio del poder mundial. (Nussbaum, 1984)

El aumento en el precio referencial del petróleo llegó a 11.65 dólares por barril, lo que permitió el aumento de las actividades de perforación en los pozos fuera de los países de la OPEP y a la vez estimuló la producción de otros países. (Pérez Barbeito, 2014)

En 1973 Kuwait fue decretado un embargo de petróleo lo que en 1982 ocasionó el primer déficit presupuestario en este país. (Nussbaum, 1984)

El alza de los precios terminó en una revolución energética en la que se impulsó la conservación de energía, así como la sustitución petrolera y el desarrollo de otros recursos petroleros menos rentables, lo que ocasionó disminución en el consumo de crudo por los países industrializados, los mismos que buscaban energía más estable y económica. (Nussbaum, 1984)

Apareció un decrecimiento debido a que varias empresas en especial de la industria textil, automovilística y de acero cerraron, las exportaciones disminuyeron y de la misma forma sucedió con el comercio global que bajó de un crecimiento anual del 10% al 5%. A partir de 1982 casi el 11% de la población activa se encontraba desempleada. (Nussbaum, 1984)

Los petrodólares de los países en desarrollo que conformaban la OPEP se dirigieron hacia la banca norteamericana y europea mediante la obtención de préstamos con términos favorables, lo que a principios de los 80 desembocó en una crisis por la deuda externa. (Pérez Barbeito, 2014)

Oriente Medio se volvió un escenario central gracias a la posesión de petróleo, Palestina e Israel con la política del petróleo terminaron entremezclados, finalmente Washington buscando influencia en la región empezó inclinándose hacia Irán y luego hacia Arabia Saudí. (Nussbaum, 1984)

- Época de tensión: 1979 a 1982

La OPEP estaba dejando de ser el productor mundial más destacado y tuvo que reducir su producción para que de esta forma el precio del petróleo no disminuya a 25 dólares.

La guerra desembocada entre Irán e Irak provocó una disminución en la producción petrolera que equivalía el 8% de la producción mundial ocasionando un incremento de precios ante el crecimiento de la demanda de los países. En 1981 el precio del petróleo era de 34 dólares, lo que se consideraba un precio elevado para sustento de la economía mundial. (Nussbaum, 1984)

En esta etapa incluso se alcanzó uno de los precios más elevados históricamente que fue de 97.46. (Mirre Gavalda, 2012)

En Arabia Saudí se había construido una ciudad entera y países como México, Venezuela, Libia ofrecieron a sus pueblos industrializarse; por lo que importaron fábricas, aeropuertos e incluso subsidiaron algunos alimentos básicos traídos del exterior. (Mirre Gavalda, 2012)

- El crudo como recurso de dominio energético y financiero: 1982 a 1990

Entre 1981 y 1984 se exploraron más de 2000 pozos al año. (Mirre Gavalda, 2012)

En esta etapa el precio del petróleo variaba de acuerdo a las tensiones entre Oriente Medio e Israel. (Mirre Gavalda, 2012)

Enseguida vino una degradación del precio en donde las importaciones de Estados Unidos decayeron ya que hasta 1977 dependía en un 70% de la OPEP y a 1982 disminuyó a menos del 40%. La relación energía - petróleo era de 1 a 1, es decir, en los años setenta para tener el 1% de crecimiento económico, se necesitaba

un aumento del 1% en energía para 1984 se necesitaba un 0.4% de petróleo para el mismo porcentaje de crecimiento. (Nussbaum, 1984)

Finalmente, en 1982 el precio del petróleo era bajado por el mercado lo que desembocó en una falta de liquidez en los países en desarrollo que eran productores de petróleo, debido a que se construyeron mayores siderúrgicas y plantas petroleras lo que ocasionaba que la afluencia de dinero inicial finalizase con una baja de ingresos en estos países. (Nussbaum, 1984)

Arabia Saudí ofreció millones de dólares a Nigeria para que mantuviera su producción a flote y de esta forma evitar que reduzca el precio del petróleo ante la necesidad de aumentar sus ventas, Libia dejó de pagar sus deudas a Australia, Venezuela tuvo que reducir sus planes de desarrollo drásticamente. (Nussbaum, 1984)

El mayor impacto fue generado en México, ya que tuvo que devaluar su moneda dos veces en el mismo año. La segunda devaluación desencadenó en una fuga de capitales por lo que el gobierno declaró moratoria en el dólar y congeló varias cuentas bancarias nacionales. Finalmente, México tuvo que pedir préstamos a Washington y otros bancos e instituciones internacionales entre ellos el Fondo Monetario Internacional lo que lo obligaba a obedecer su programa de austeridad que implicaba un aumento en los precios y la vida de los ciudadanos. (Nussbaum, 1984)

La única solución ante el desgaste económico de los países en desarrollo fue exportar más petróleo a Estados Unidos a pesar de la disminución de precios, Irán e Irak necesitaron rehacer su economía luego de la guerra mediante el uso de ingresos petroleros. (Nussbaum, 1984)

El petróleo se convirtió en un símbolo no solo de dominio energético sino financiero a finales de la década de 1970, los bancos arábigos iniciaban su competencia con instituciones como Citybank y otras organizaciones, incluso con Alemania intentando crear una independencia para la realización de negocios y la mejora del flujo comercial. (Nussbaum, 1984)

- 2004 en adelante

Hasta inicios del año 2004 el precio del petróleo aumentó su valor acercándose a los \$100 dólares por barril, lo que sobrepasa el precio de 1980 que era considerado un máximo histórico y se encontraba en \$98.50.

Los períodos en los que los precios disminuyeron fueron especialmente durante la crisis financiera que se suscitó globalmente durante el año 2008, el levantamiento civil en Libia durante el año 2011 y demás tensiones geopolíticas que han existido. (FEDESARROLLO. Centro de Investigación Económica y Social., 2015)

En el 2005 se pone en funcionamiento PetroCaribe (Alianza Petrolera Caribeña), que es un acuerdo de cooperación energética entre 17países, algunos son parte del ALBA (Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América), entre ellos Venezuela, Cuba y otros países del CARICOM (Comunidad del Caribe) . Este acuerdo tenía como objetivo que Venezuela provea de petróleo a quienes conformaban este grupo a precios con descuentos, de esta manera los países generarían ahorros que podrían ser utilizados en mejorar el gasto social; para el año 2007 aún con los altos precios de crudo los países recibían embarques con descuentos y a la vez podían realizar sus pagos con productos o servicios nacionales, incluso Estados Unidos recibía petróleo con descuento para brindar calefacción a determinadas comunidades con escasos recursos. (América Latina: dependencia y alternativas de desarrollo., 2014)

Desde el mes de julio del 2014 los precios comenzaron a bajar hasta la actualidad lo que implicó una caída que sobrepasó el 40% comparando con los precios de agosto del 2013.

Uno de los factores más importantes en la volatilidad del precio del petróleo en esta época fue el crecimiento de la oferta, ya que se estima que afectó en un 60% durante los últimos meses del 2014; el 40% restante fue por incidencia de la contracción de la demanda. (Peláez & Muñoz, 2015)

La sobreoferta se dio por la competencia de producción que existía entre países como Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, lo que desembocó en un superávit cercano a un millón de barriles diarios en el consumo de crudo a nivel mundial y representó una amenaza para la participación en el mercado de la OPEP. La Organización de Países Exportadores de Petróleo optó por mantener su producción de 30 millones de barriles diarios, para de esta manera mantener los precios bajos y así desplazar a la competencia, a pesar de que las economías de algunos de sus países miembros dependen de un precio del petróleo mayor a 100 dólares. (Peláez & Muñoz, 2015)

La guerra civil en Yemen y el papel de Arabia Saudita e Irán es otro de los factores de la disminución de precios, ya que son zonas en conflicto desde la "primavera árabe" en 2011, se levantaron las sanciones comerciales estadounidenses a Irán lo que permitió su aumento de producción a un nivel máximo y desencadenó en negociaciones con la OPEP para buscar forma de mejorar los precios. (Peláez & Muñoz, 2015)

Otro de los aumentos de oferta fue causado debido a la oferta de Estados Unidos al invertir en hidrocarburos no convencionales, produciendo 4 millones de barriles diarios (Peláez & Muñoz, 2015).

Uno de estos nuevos métodos de explotación petrolera es el fracking que consiste en la extracción de hidrocarburos de las rocas.

La demanda de petróleo a nivel mundial se redujo debido a la recesión económica que se dio en países europeos y asiáticos, que conformaban la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), lo que representa la mitad del consumo a nivel mundial; de la misma manera afectó la desaceleración del crecimiento de China y otros países en desarrollo.

### **3.2 INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA**

Inicio de Actividades Petroleras: 1924 – 1969

En los inicios del siglo empezaron las actividades de exploración petrolera, en 1921 se realizaron los primeros trabajos en la región Amazónica por la concesión a la compañía Leonard Exploration Co. por un período de 50 años. La empresa Anglo Ecuatorian Oilfields Ltda. realizó el primer descubrimiento importante en la Península de Santa Elena en 1924. (Vázquez & Saltos, 2013)

En 1937 se realiza una concesión a la compañía Shell en el nororiente por 10 millones de hectáreas, sin embargo, fueron devueltas con el argumento de que no existía crudo en esa zona. (Vázquez & Saltos, 2013)

En 1964 se realiza una concesión a Texaco Gulf por un millón quinientas mil hectáreas y en 1967 se perfora el primer pozo petrolero productivo en Lago Agrio,

continuando en 1969 con el pozo Sacha y Shushufindi. A partir de este año se realizaron varias concesiones a compañías extranjeras, tomando el control de más de cuatro millones de hectáreas. (Vázquez & Saltos, 2013)

Período de Auge económico: 1970 – 1980:

El auge petrolero inició su influencia en la economía política inicios de los años setenta, para 1971 los valores de la producción de gas natural y petróleo aún eran el 0%, sin embargo para 1973 fueron del 9.5% del Producto Interno Bruto y luego de un año ya era el 23%. (López-Cálix & Melo, 2005)

En el Ecuador se necesitaban formas de poder distribuir las nuevas rentas petroleras que surgieron a inicios de esta década por lo que se empieza a moldear los inicios de un régimen de economía política y creación de estructura social.

Según López-Cálix & Melo (2005) la estructura social que prevaleció luego del descubrimiento de petróleo fue:

A) La élite: Un pequeño número grupos económicos empresariales que operan en todos los sectores.

B) Fuerzas Armadas: Como institución participaron de los ingresos petroleros y por algunos años manejaron empresas estatales.

C) Sindicatos: Principalmente los que conformaban el sector público y mediante movilizaciones ejercían presión política.

D) Clase Media: profesionales, emprendedores, burócratas

E) Movimiento indígena

F) Pobres

En esta década el crecimiento del Producto Interno Bruto llegó a 9.1%, tomando en cuenta que únicamente en 1972 creció 14.4% y en 1973 25.3%. (López-Cálix & Melo, 2005)

En 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, en la que el estado asume la actividad petrolera.

En 1974 CEPE adquirió el 25% de las acciones de Texaco Gulf, lo que crea el consorcio CEPE-Texaco-Gulf, en 1976 CEPE se convierte en accionista mayoritario al adquirir el 62% de las acciones. (Vázquez & Saltos, 2013)

A la vez se incentiva con la sustitución de las importaciones con el fin de crear una protección al sector manufacturero.

Para estos años la OPEP había cuadruplicado los precios del petróleo, en nuestro país estos ingresos se utilizaron en el crecimiento del Estado y para ofrecer subsidios a productos internos, sin embargo en este período el país incurrió en endeudamiento externo, el mismo que en 1970 se duplicó y para 1975 creció nueve veces debido al déficit fiscal causado por los diferentes gobiernos. (López-Cálix & Melo, 2005)

Período 1980 – 1990: Incidencia de factores externos y crecimiento pausado.

Para esta década los ingresos petroleros disminuyeron debido a la variación de su precio, de la misma forma los créditos externos cesaron.

El país empezó a disminuir sus ingresos tributarios del sector no petrolero, para finales de la década habían disminuido en un 8%, es decir de 17.9 % del PIB a inicio de 1982 y al 9% en 1988. En 1997 se crea el Servicio de Rentas Internas en donde se observa una mayor recuperación de estos impuestos. (López-Cálix & Melo, 2005)

La deuda externa creció al 74% para 1980 y para cinco años después aumentó un 25% más, en 1987 se suspendió la deuda concebida con bancos comerciales y se produjeron retrasos en su pago los mismos que sobrepasaron los 1000 millones de dólares. En 1988 el país se encontraba en el punto máximo de crisis fiscal durante el último período de Gobierno de Febres Cordero. Para 1988 el gasto fiscal se redujo en un 5%. (López-Cálix & Melo, 2005)

En 1989 CEPE se convierte en Petroecuador con algunas filiales como: Petroproducción, Petrocomercial, Petroamazonas y Petroindustrial. (Vázquez & Saltos, 2013)

Período de Estabilización: 1990 – 2000

Para este período la inflación tenía porcentajes altos y el gasto público aumentó antes de las elecciones que se realizaron en 1992. (López-Cálix & Melo, 2005)

En 1992 se inicia con una etapa de estabilización para el país, en el cual se plantean mecanismos de ajuste y reformas: se completó y profundizó la liberalización del sector financiero y comercial así como la unificación del mercado de divisa y la creación de la ley de Modernización del Estado en 1993. (López-Cálix & Melo, 2005)

En 1992 debido a la influencia del Consenso de Washington en el país y sus medidas, se creó la Ley de Presupuestos del Sector Público, la misma que reformaba la Ley de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador); lo que

desencadenaba en que los ingresos de la petrolera ya no sean de su administración sino del Ministerio de Finanzas y Crédito Público, es decir se transformó de empresa a una proveedora del Gobierno Central de flujos de ingreso lo que causó una inestabilidad en las inversiones, operación e infraestructura de la empresa. De esta forma Petroecuador tuvo el mayor desfinanciamiento en su historia como consecuencia de varios débitos realizados por el Ministerio de Finanzas y por las entregas de crudo a las Fuerzas Armadas y al Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), cuyas cuentas eran impagas ocasionando un déficit de 70 millones de dólares. (Peláez & Muñoz, 2015)

A partir de este cambio institucional la participación en la producción nacional de derivados disminuyó de un 94% en 1990 a 70.8% hasta el 2006, por lo tanto las importaciones aumentaron su porcentaje desde 1994 y con ella nuestra dependencia del mercado externo siendo el único beneficiario la caja de tesoro del Gobierno Central debido a su necesidad de liquidez. (Villalba Andrade, 2011)

En este período el gasto público disminuyó en un 10% mediante la reducción de personal en dicho sector, además la inflación decayó a un 20% del 40% que se encontraba inicialmente. (López-Cálix & Melo, 2005)

Al finalizar 1992 el país recibió grandes montos de flujos de capital lo que desencadenó en una mayor otorgación de préstamos a las empresas del sector privado. (Peláez & Muñoz, 2015)

Finalmente, en 1993 durante el gobierno de Sixto Durán Ballén y luego de permanecer 19 años en la OPEP, el país se retira. Durante el gobierno de Rafael Correa en el año 2007 el país hace su reingreso a la OPEP luego de pagar las cuotas retrasadas por 4.7 millones de dólares. Durante este período también se exoneró a las empresas petroleras del pago de regalías y de los tributos causados por la exportación de crudo (Vázquez & Saltos, 2013)

A inicios de 1995 se manifestaron 3 crisis nacionales: primero la guerra con Perú, una crisis energética que fue ocasionada por una sequía de gran magnitud y la renuncia de Dahik, quien fue vicepresidente durante el gobierno de Durán Ballén, quien era considerado líder de la reforma económica de dicho período. En este período existió una reversión de corto plazo de flujos de capital debido a que la crisis mexicana generó una pérdida de confianza. (López-Cálix & Melo, 2005)

En el país la moratoria de los préstamos aumentó en un 5%, el PIB decreció en más del 4% y las tasas de interés sufrieron un aumento.

En 1996 los campos amazónicos carecían de mantenimiento y repuestos, los trabajos de reacondicionamiento de los pozos tenían una mayor demora, los contratos adjudicados no procedían de los concursos correspondientes concluyendo con inversiones que dependían del Estado más no de las necesidades de la empresa de mejorar su producción, lo que desencadenó en que varias empresas transnacionales superen a la petrolera nacional a mitad de los años 90. (Villalba Andrade, 2011)

Durante el gobierno de Jamil Mahuad, el cual empezó en 1998 se exoneró del pago del IVA al transporte y explotación de hidrocarburos. Además, en este período, varios campos de Petroecuador que eran sumamente rentables se adjudicaron ilegalmente a compañías mediante figuras contractuales cuestionables. (Vázquez & Saltos, 2013)

En 1998 se produjo una crisis causada por variables exógenas: una de ellas el fenómeno del Niño que afectó a la región Costa del país destruyendo varios de sus cultivos y afectando los activos de algunos bancos, el precio del petróleo disminuyó a \$10 dólares el barril y la reversión de los flujos de capital que habían ingresado del extranjero debido a la declaración de moratoria parcial dada por Rusia. Este momento se desglosó en tres crisis: (López-Cálix & Melo, 2005)

**Crisis Bancaria:** Empezó con el cierre de un banco pequeño y uno mediano, finalmente uno de los bancos más importantes solicitó ayuda al Banco Central del Ecuador, para los tres fue difícil incurrir en el cumplimiento de sus obligaciones.

**Crisis de la deuda:** Debido al endeudamiento que se contrajo en el sector público en época de bonanza petrolera, en 1999 el Ecuador no se encontraba en capacidad de cumplir con el pago de los bonos Brady.

**Crisis Cambiaria:** Existió una devaluación de la moneda del 30% lo que afectó a las empresas, provocando morosidad con los bancos y una necesidad de mayor liquidez de los mismos; debido a que simultáneamente existió un período de retiros masivos de los depósitos que se encontraban en los bancos

**Elevación de Precios: 2000 – 2015**

El Ecuador se convirtió en un país dolarizado a inicios del año 2000, a partir de este año la economía del país se recuperó.

Para esta década los precios del petróleo se encontraban elevados, las tasas de interés bajas y aumentó la inversión privada, así como la inversión extranjera directa debido al inicio de la construcción de un nuevo oleoducto que brindaba una mayor capacidad de transporte al crudo, cuando se detuvo este proyecto el déficit de la balanza de pagos disminuyó de 4.8% del PIB en el año 2002 a 1.9% en el año siguiente, ya que las importaciones bajaron. (López-Cálix & Melo, 2005)

Para la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados durante el gobierno de Álvaro Noboa para poder realizar las adjudicaciones de manera directa y sin licitaciones con las compañías con las cuales el estado tenía contratos, reformó la Ley de Hidrocarburos. Durante este gobierno se realizaron las entregas ilegales de varios campos de Petroecuador por el uso de figuras contractuales inexistentes en la Ley de Hidrocarburos como la de Alianza Estratégica, entre ellos el campo Pablo Azul a las empresas Petromanabí, Cayman y Petrobas (Vázquez & Saltos, 2013).

En el 2001 se reforma el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas, que se encarga de regular la gestión social y ambiental de la industria petrolera. En esta reforma se elevaron a niveles internacionales los diferentes parámetros ambientales, se introducen procesos para control ambiental y auditoría, normas para calificar a consultores en la gestión ambiental de hidrocarburos, tarifas para los servicios que presta el Ministerio lo que ayuda en su autofinanciamiento. (López-Cálix & Melo, 2005)

Entre 2003 y 2007 las empresas de explotación petrolera privada produjeron más de la mitad del total, siendo el máximo el 63% para el año 2004, el 97% del aumento fue por la producción de las compañías Perenco, Occidental, Repsol YPF y AEC Ecuador. (Mateo & García, 2014).

Durante el gobierno de Lucio Gutiérrez el sector petrolero se privatizó aún más dando preferencia a las compañías extranjeras. En este período Occidental ganó al gobierno una demanda por la devolución del IVA; además se violó la Constitución y la Ley Ambiental debido a que se emitió una licencia ambiental para la compañía Petrobras para que opere en el Bloque 31, lo que puso en riesgo zonas de amplia biodiversidad y zonas de asentamientos de pueblos que se encontraban en aislamiento como tagaeri y taromenane. (Vázquez & Saltos, 2013).

En 2006 caducó el contrato con la compañía Occidental además cesaron las operaciones de Perenco y Petrobras, por lo que su producción pasó a la compañía Petroamazonas , permitiendo un aumento de producción en las compañías estatales. (Mateo & García, 2014)

Durante el gobierno de Rafael Correa se implementaron políticas para que el manejo de los recursos petroleros vuelvan al Estado y se realizaron modificaciones a los contratos . Además durante su gobierno en el año 2007 el Ministerio de Petróleo y Minas del país presentó la propuesta para que el área del parque Yasuní no sea explotada y tomó el nombre de Iniciativa ITT, ya que en esta zona se encuentran las reservas Ishpingo, Tambococha , Tiputini. (Acosta, Gudynas, Martínez, & Joseph, 2009) Sin embargo la iniciativa finalizó en agosto del 2013 e inmediatamente se autorizó para explotar una parte de la reserva. (El Comercio, 2014)

El precio del petróleo alcanzó para 2013 el precio 100.00 dólares, sin embargo finalizó el año 2015 con 41.00 dólares lo que produjo varios recortes presupuestarios por parte del gobierno para el año 2016.

El Ecuador por varios años ha sido víctima de la enfermedad holandesa al depender del petróleo, la misma que afectó la competitividad de los sectores no petroleros. En época de bonanza en lugar de dirigir los recursos monetarios hacia un ahorro, fueron utilizados para financiar el consumo y la expansión del sector público y sus empresas así como para cubrir la disminución de los tributos no petroleros. El petróleo fue usado como garantía para las deudas que se obtuvieron con entidades internacionales y que a largo plazo han afectado al país.

### **3.2.1 Fondos de estabilización**

En el Ecuador se crearon inicialmente dos fondos de estabilización para que permitan contrarrestar la volatilidad de los ingresos del estado y su estructuración de gastos. Uno de ellos el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento (FEIREP) que se creó en 2002 y cuya finalidad era mejorar la estabilidad macroeconómica, manejar la recompra de la deuda pública y la

contribución al gasto fiscal y el segundo fondo que era el Fondo de Estabilización Petrolera (FEP). (López-Cálix & Melo, 2005)

El fondo de estabilización petrolera se creó en 1999, como objetivo debía contrarrestar las variaciones del precio del petróleo mediante el ahorro de recursos en épocas de bonanza (precios altos) y utilizarlos en épocas en que estos disminuyen. (López-Cálix & Melo, 2005).

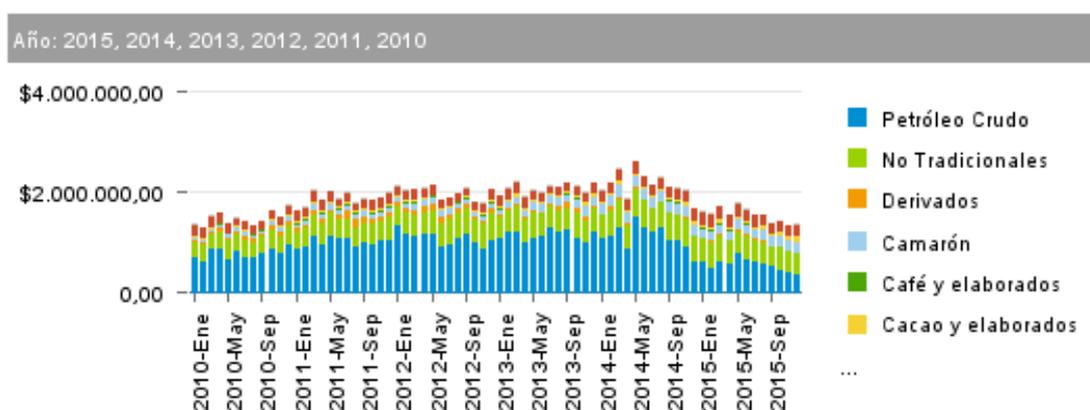
Este fondo se constituyó a través de la Ley Reformatoria del Código Tributario, inicialmente la fuente de financiamiento del fondo de estabilización petrolera viene del excedente sobre el precio referencial de cada barril de petróleo de exportación de acuerdo al Presupuesto General del Estado y para el año 2000 se refería al excedente de los ingresos petroleros superiores a los determinados en el Presupuesto General del Estado. El fondo debía liquidarse al cierre del período fiscal. (Jarrín & Salgado, 2007)

Sin embargo el FEP terminó con pocos recursos para contingencias y sus fondos fueron pre asignados de la siguiente forma: 45% para el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento (FEIREP), 35% para construir la carretera Amazónica, 10% para los proyectos de desarrollo integral en ciertas provincias y otro 10% que por 5 años deberá asignarse a la Policía Nacional, del cual la mitad será para la región Amazónica. (López-Cálix & Melo, 2005)

El Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento se eliminó en el año 2005, pero para el 2008 se encontraban vigentes cuatro fondos: El FEP, El Fondo Estatal de Inversión de Sectores Estratégicos e Hidrocarburíferos que fue creado en el 2006, El Fondo de Ahorro y Contingencia y la Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social que fueron creados en el año 2005. Para gobierno de Rafael Correa en abril del 2008 por medio de la aceptación de la mayoría de la Asamblea de Montecristi de la “Ley Orgánica para la Recuperación del Uso Público de los Recursos Petroleros del Estado” se transfirieron esos fondos al presupuesto general del estado. (Rosales, 2015)

## 3.2.2 Incidencia del Petróleo en la Economía del Ecuador

### 3.2.2.1 Exportaciones



**Figura 5:** Exportaciones del Ecuador por Grupos de Productos – Valor FOB

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

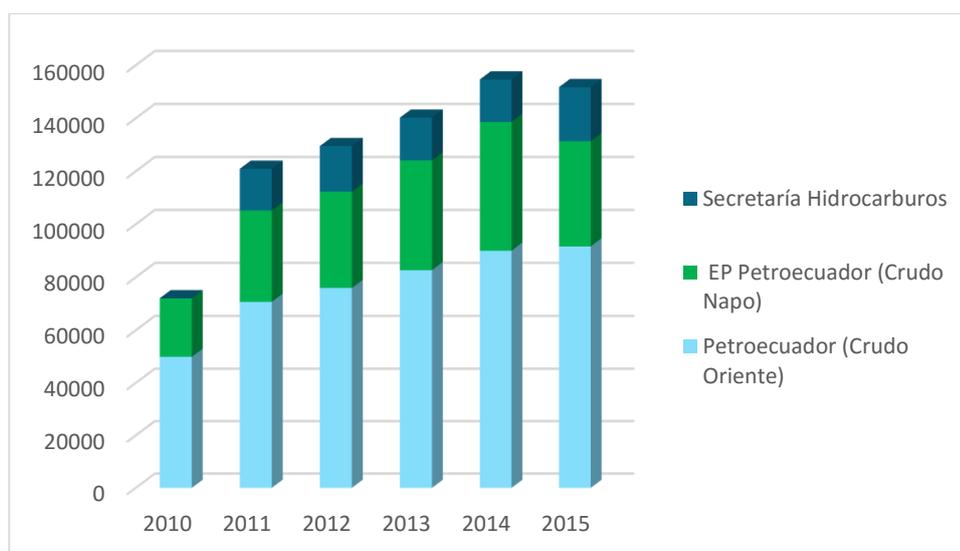
Las exportaciones de crudo representan alrededor del 50% del total de estos últimos cinco años, luego de analizar los datos en miles de dólares con un valor FOB. Sin embargo, los montos han decrecido para los años 2014 y 2015 en 2,95% y 51,17% respectivamente. Por lo tanto el crudo sigue siendo el producto con mayor aporte a la economía interna.

En el Ecuador se produce dos tipos de crudos que dependen de la ubicación geográfica del pozo son el Crudo Napo y el Crudo Oriente, cada uno tiene diferentes características en base a sus grados API, contenido de azufre y densidad.

A mediados del 2010 se creó la Secretaría de Hidrocarburos, la misma que empezó a administrar los contratos petroleros con las compañías privadas.

En la siguiente figura se observa que las exportaciones de barriles de petróleo de Crudo Oriente de Petroecuador fueron alrededor del 59,94% del total del 2010 al 2015, a la vez es el único que ha tenido crecimiento durante este período, al 2011 las exportaciones de Crudo Oriente aumentaron en un 41,62% y al 2015 en un 1,84% ;

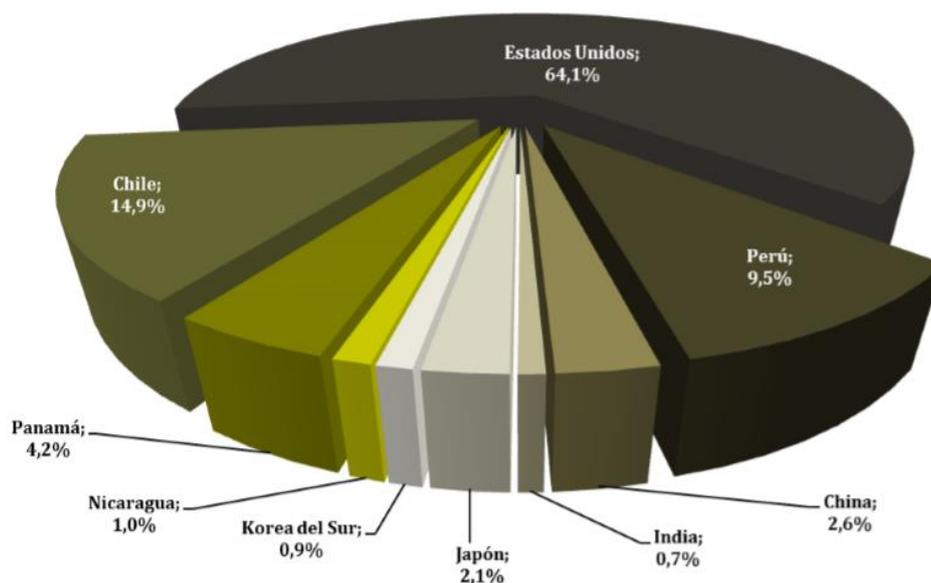
todo lo contrario a lo que sucedió con el Crudo Napo que para el 2011 aumentó sus exportaciones en un 55,86% y para el 2015 disminuyó en un 18,38%; la Secretaría de Hidrocarburos luego de tener un decrecimiento continuo durante los años 2013 y 2014 para el año 2015 aumentó sus exportaciones en un 27,47%.



**Figura 6:** Exportaciones de Petróleo – Miles de Barriles

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

Para el año 2015 de acuerdo a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (2015): Chile, Perú y Estados Unidos son considerados destinos permanentes de las exportaciones de petróleo, siendo el último el que equipara más de la mitad de las mismas. El resto de países son considerados destinos ocasionales siendo China el que mayor porcentaje importa.



**Figura 7:** Destino de Exportaciones Petroleras año 2015

**Fuente:** (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015)

### 3.2.2.2 Ingresos del Gobierno Central

En los períodos en los que los precios de petróleo se han mantenido altos el gobierno usualmente relaja la recaudación de impuestos tributarios no petroleros lo que sucedió en 1990, 2000 y 2003, sin embargo de 1993 a 1995 y en 1997 y 1998 ocurrió lo contrario. (López-Cálix & Melo, 2005)

Además, en los períodos en los que el precio del petróleo se ha encontrado alto ha existido una reducción en los impuestos sobre los derivados. (Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo)

Para el período del 2010 al 2015 se observa que a medida que los ingresos petroleros fueron disminuyendo en los tres últimos años, los ingresos tributarios y no tributarios tuvieron que ser mayores para cubrir los gastos del estado. Para el 2011 los ingresos petroleros aumentaron en un 35,37% mientras que los tributarios en un 10,92% y los no tributarios en un 45,83%; para el 2015 debido a la declinación de los precios del petróleo sus ingresos disminuyeron en un 39,87% y los tributarios crecieron en un 7,80%.



**Figura 8:** Ingresos Nacionales

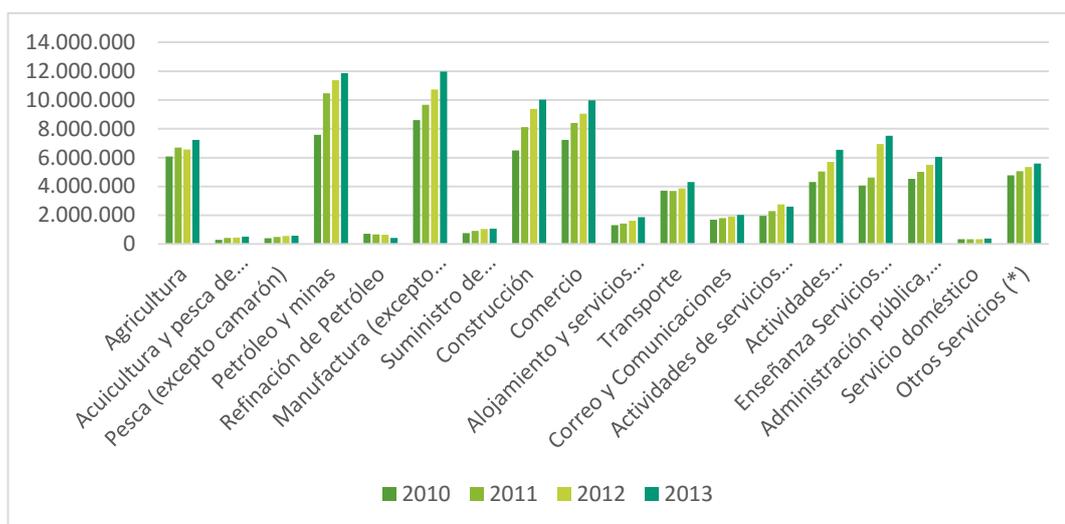
**Fuente:** Presupuesto General del Estado

### 3.2.2.3 Producto Interno Bruto

La industria de Petróleo y Minas representó el 11,16% del PIB total en miles de dólares corrientes para el año 2010, llegando a 12,46% para el año 2013.

Para el año 2010 el PIB referido a Petróleo y Minas creció en un 38,11% , sin embargo para el 2013 únicamente aumentó en un 4,13%.

Esta industria se encuentra entre las que tienen la participación más significativa en el país junto con la industria de manufactura seguida por la de construcción y comercio.



**Figura 9:** PIB- EN MILES DE DÓLARES CORRIENTES

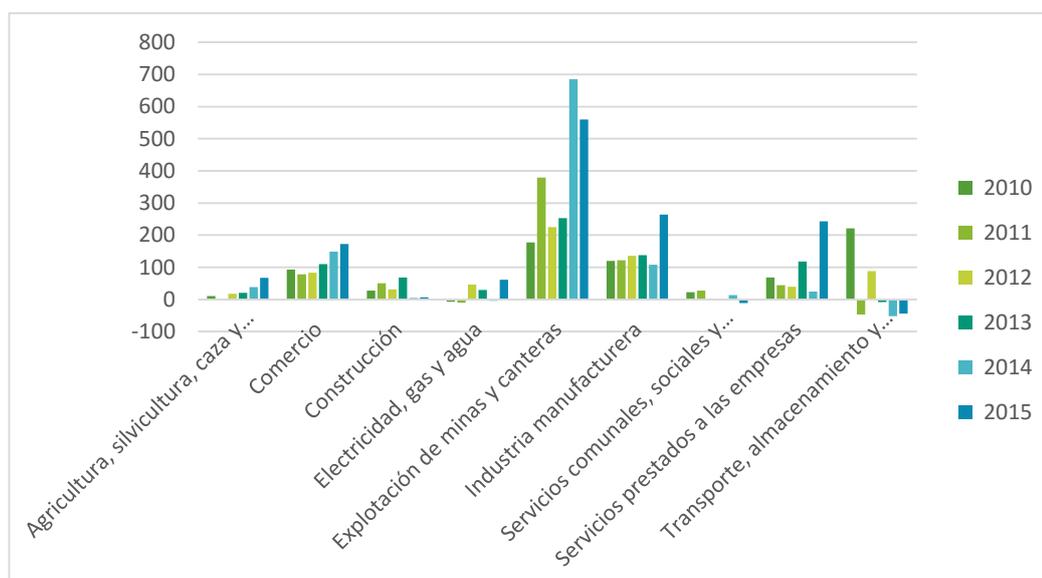
**Fuente:** Banco Central del Ecuador

### 3.2.2.4 Inversión Extranjera Directa

La inversión extranjera en el sector de explotación de petróleo, minas y canteras es la más alta en relación a las demás actividades.

Para el año 2010 las petroleras chinas Petroriental y Andes Petroleum eran las que habían realizado un mayor nivel de inversión en el sector, las mismas que junto con la empresa hispano – argentina Repsol, la compañía chilena Enap y la empresa italiana Agip-Eni tenían una participación del 86% del total de la producción privada. (Mena Erazo)

Para el año 2014 la inversión creció notablemente sin embargo para el 2015 decreció de igual manera que los precios del petróleo. En el 2014 se manejaban alrededor de 685,58 millones de dólares y para el 2015 alrededor de 559,83, sin embargo para el último año la inversión se quintuplicó en relación al año 2010 que era de 178 millones de dólares.



**Figura 10:** Inversión extranjera en millones de dólares

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

### 3.2.3 Determinación del Precio del Crudo Ecuatoriano

La fijación del precio del crudo ecuatoriano se basa primeramente en el precio del crudo marcador WEST Texas Intermediate (WTI), que es más liviano y viene de la costa oeste de Estados Unidos. El Ecuador posee crudos más pesados y que contienen niveles de azufre mayores por lo que son objeto de un diferencial o castigo. (Villavicencio, 2013)

El diferencial se encuentra conformado por la calidad del crudo, costo de refinación, oportunidad de venta, gastos administrativos. (Villavicencio, 2013)

De esta forma se puede concluir que el precio de facturación es igual al precio referencial WTI añadido o restado el diferencial, más el premio. (Villavicencio, 2013)

En los contratos petroleros se establece la forma en la que se tomará en cuenta el diferencial y su variación periódica.

### 3.2.4 Contratos Petroleros

En los países que se dedican a la exportación de petróleo, generalmente las empresas de explotación de crudo venden su producción a precios similares a los que recibirían si exportarían el petróleo a las refinerías locales. El gobierno del país participa como productor mediante: regalías, cesión de licencias petroleras y participaciones en la producción; finalmente los precios de los derivados se alinean a los precios de mercado internacionales y gravan el IVA. (Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo)

En el Ecuador el gobierno ha variado sus ingresos de acuerdo a los contratos que ha firmado con las compañías privadas.

En 1973 con la creación de la Ley de Hidrocarburos se establecieron diferentes tipos de contratos para la explotación de crudo que debían ser firmados por las compañías privadas con la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana como intermediario del Estado, que luego se convirtió en Petroecuador.

Sin embargo para el 10 de julio del 2010 se crea la Secretaría de Hidrocarburos, como intermediario del estado, con la finalidad de que administre los recursos Hidrocarburíferos y entre las funciones que se le designan se encuentran la administración y modificación de los contratos petroleros, así como la asignación de áreas de operación para las empresas públicas y privadas, de acuerdo al artículo 6-A de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno. (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)

Los tipos de contratos petroleros que se han utilizado durante algunos años son los siguientes:

- **Contratos de Asociación:** Se establecieron en el año de 1973 y se usaron durante toda esta década, en estos años el país vivía un auge petrolero. En este tipo de contratos se determina que el estado se encarga de proveer los campos para la explotación de crudo pero la compañía asume los costos de exploración y desarrollo. A la vez se establecen las proporciones del riesgo compartido de producción y precio, teniendo que asumir la empresa el riesgo de exploración

completo. (Cueva & Ortiz, 2013) . De acuerdo al artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos vigente al 2016 en estos contratos se acuerda la participación de las partes en los resultados de la producción.

- **Compañías de Economía Mixta:** Este tipo de contrato fue utilizado a finales de los años setenta. Se basa en la constitución de una nueva empresa entre el ente encargado de la administración de recursos petroleros por parte del estado y otra compañía ya sea nacional o extranjera con el fin de explorar y explotar los campos petroleros. Este tipo de contrato se firmó con Texaco, desde la expiración del mismo en 1993, dejó de ser usado. (Cueva & Ortiz, 2013)
- **Contratos de campos marginales:** De acuerdo al artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos vigente al 2016, en estos contratos se delega a la compañía con la que se realiza el contrato la facultad de explotar campos de producción marginal, estos campos son aquellos que tienen baja prioridad operacional o económica debido a que poseen crudo pesado o necesitan técnicas costosas. Este tipo de campos no pueden superar el 1% de la producción nacional. (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)
- **Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos:** En estos contratos se deslinda al Estado Ecuatoriano y su intermediario del riesgo por la exploración y explotación. La producción obtenida se distribuirá entre la empresa contratista y el Estado de acuerdo a los porcentajes que se hayan establecido en el contrato. La inversión, costos y gastos son responsabilidad de la Contratista. (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)

Este tipo de contrato se incorporó en 1993 después de una década en la que los precios del petróleo bajaron, de esta manera el Estado trataba de minimizar la exposición al riesgo que concierne la volatilidad de los mismos. Para finales del año 2010 la mayoría de compañías privadas mantenían este tipo de contratos, lo que permitió un crecimiento en su producción; además la inversión que habían realizado superaba ocho veces a la que realizaba Petroecuador. (Cueva & Ortiz, 2013)

- Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos: Estos contratos se establecieron como única modalidad desde el 27 de julio del 2010. (Cueva & Ortiz, 2013)

El artículo 16 de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno define a estos contratos como los acuerdos que se dan entre la Secretaría de Hidrocarburos y personas jurídicas debidamente calificadas para realizar servicios de explotación y exploración hidrocarburífera con sus propios recursos económicos y por lo tanto la aportación de capitales, tecnología, maquinaria y bienes. (Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)

Si el prestador de servicios encontró hidrocarburos comercialmente exportables recibirá el pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en el centro de fiscalización, esta tarifa será revisada anualmente dependiendo del factor de inflación relacionado a los costos operativos lo cual se establece en el contrato; así como la consideración del riesgo en el que ha incurrido la empresa.

Para determinar si existe o no un ingreso disponible que cubra la tarifa establecida se realizarán las siguientes deducciones: el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía, el valor residual servirá para cubrir los costos de transporte y comercialización en los que incurrió el Estado y los impuestos correspondientes al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas (ECORAE) y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos; finalmente luego de la realización de estos descuentos se cubrirá la tarifa por los servicios prestados cuyo pago puede ser en efectivo, especie o mixta, el pago en especie se podrá efectuar luego de cubrir las necesidades internas de consumo del país. (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

En los casos en los que el ingreso disponible no logre cubrir el pago de la tarifa para los distintos campos en los que se determina, el saldo faltante mensual se deberá acumular de manera mensual o durante el período fiscal correspondiente. (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

La diferencia entre los montos pagados y el ingreso disponible al trasladarse para los períodos posteriores no acumulará intereses y podrá ser extinguida dejando a

la Secretaría de Hidrocarburos libre de dicha obligación de pago. (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

### 3.2.5 Organismos de Control

Los principales entes de control de la industria petrolera en el Ecuador son los siguientes:

- **Ministerio de Hidrocarburos** : Fue creado en abril del año 2015. Se encarga de formular, evaluar y gestionar la política pública hidrocarburífera. Se encuentran adscritas al ministerio las compañías petroleras privadas y públicas así como la refinería Eloy Alfaro, la flota petrolera ecuatoriana y entidades de control como la secretaria de hidrocarburos y la agencia de regulación y control hidrocarburífero. (Ministerio de Hidrocarburos, 2015)
- **Secretaría de Hidrocarburos (SH)**: Es una entidad encargada de la suscripción de los contratos petroleros así como la administración y modificación de los mismos. También se encarga de la definición de las áreas de operación para las empresas hidrocarburíferas públicas y privadas. (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)
- **Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)**: Es un organismo encargado del control, auditoría y la fiscalización de actividades técnicas y operacionales que realizan las diferentes empresas hidrocarburíferas del Ecuador; entre las operaciones están la exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte y comercialización. (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, 2010)

### 3.2.6 Sector Empresarial de la Industria Petrolera

En el Ecuador existen dos empresas estatales que aportan a la producción nacional de crudo de campo y son Petroamazonas y Operaciones Río Napo CEM, a partir del año 2013 la gerencia encargada de la explotación y exploración de EP Petroecuador empezó a formar parte de Petroamazonas EP.

Los bloques asignados a las empresas para su explotación son más de 37, de los cuales alrededor de 15 se encuentran asignados a Petroamazonas EP.

Existen alrededor de 13 empresas privadas dedicadas a la producción de crudo. A continuación, se pueden observar las empresas y los bloques asignados.

**Tabla 1:**

**Asignación de bloques a las empresas de explotación petrolera**

<b>No.</b>	<b>Empresa</b>	<b>Bloques</b>
<b>1</b>	PETROAMAZONAS EP	1. PACOA 6. AMISTAD 7. GACELA - COCA PAYAMINO 12. EDEN YUTURI 15. INDILLANA 18. PALO AZUL 21. YURALPA 31. APAIKA NENKE 44. PUCUNA 55. ARMADILLO 56. LAGO AGRIO 57. SHUSHUFINDI - LIBERTADOR 58. CUYABENO - TIPISHCA 59. VINITA 61. AUCA
<b>2</b>	OPERACIONES RÍO NAPO CEM	60.SACHA
<b>3</b>	AGIP OIL ECUADOR B.V.	10.VILLANO
<b>4</b>	ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.	62.TARAPOA
<b>5</b>	ASOCIACIÓN SMC ECUADOR INC. – PACIFPETROL	2.GUSTAVO GALINDO VELASCO
<b>6</b>	CONSORCIO PEGASO - CAMPO PUMA ORIENTE S.A.	45. PUMA
<b>7</b>	CONSORCIO PETROLERO PALANDA YUCA SUR	64. PALANDA YUCA SUR
<b>8</b>	CONSORCIO PETROLERO PETROSUD PETRORIVA	65. PINDO
<b>9</b>	GENTE OIL ECUADOR PTE.LTD	53. SINGUE
<b>10</b>	ORION ENERGY OCANO PEÑA BLANCA S.A. BLANCA	52. OCANO PEÑA

11	ORIONOILER S.A. CONTINUA	54. ENO RON
12	PETROBELL INC. GRANTMINING S.A.	66. TIGUINO
13	PETROORIENTAL S.A.	14. KUPI, NANTU, SHIRIPUNO NORTE, WANKE 17. HORMIGUERO, HORMIGUERO SUR, TAPIR, TAPIR NORTE
14	REPSOL ECUADOR S.A.	16. AMO, BOGI CAPIRON, DABO, DAIMI, GINTA, IRO 67. TIVACUNO
15	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S.A.	3. JAMBELI 46. MDC 47. PBHI
16	CONSORCIO BLOQUE 28	28
17	TECPECUADOR S.A.	49. BERMEJO

**Fuente:** (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015)

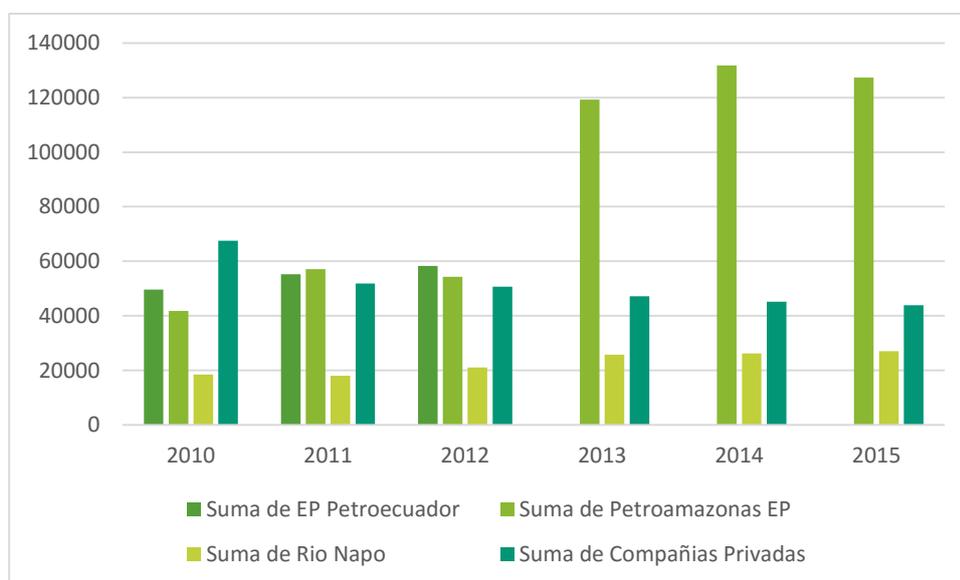
### 3.2.6.1 Consorcios Petroleros

De acuerdo al artículo 98 de la Ley de Régimen Tributario Interno los consorcios constituyen asociaciones de empresas. (Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno - LORTI, 2015)

En el ámbito petrolero se consideran consorcios al conjunto de empresas que conforman una unidad económica independiente a las personas jurídicas de las que forman parte, con el objetivo de ejecutar varios contratos relacionados a la exploración y explotación de hidrocarburos, en virtud de lo que se establece en la Resolución No. NACDGER 2005-0437 expedida por el Servicio de Rentas Internas el 23 de septiembre del 2005 (Registro Oficial 110), la misma determina obligaciones contables y tributarias para los consorcios así como su creación, se aplicó a partir del 1 de enero del 2006. (Servicio de Rentas Internas, 2005)

A finales de diciembre del año 2009 se deroga la resolución del año 2006 y se emite el Decreto Ejecutivo No. 825 publicado en el Registro Oficial No. 498 del 25 julio del 2011, el mismo que establece que por cada contrato a cargo que tenga el consorcio para la exploración y explotación de petróleo deberá adquirir un Registro Único de Contribuyentes.

### 3.2.7 Producción de Petróleo a nivel Nacional



**Figura 11:** Producción Petrolera del Ecuador 2010 – 2015

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

Las compañías estatales empezaron con una participación del 61,96% al año 2010, la misma que para el año 2015 aumentó al 77,84% de la producción total; por otro lado las compañías privadas tienen una participación del 38,03% para el año 2010 y para el año 2015 la misma disminuyó al 22,16% de la producción total.

En los últimos años varias compañías privadas disminuyeron sus montos de inversión debido al decaimiento del precio del petróleo así como su producción.

### **3.2.8 Actividades de la Industria**

#### **3.2.8.1 Actividades de Exploración**

Inicialmente se realiza una actividad denominada prospección en la cual se identifican áreas con características en las que se pueda hallar petróleo o gas, a la evaluación profunda de las áreas encontradas e identificadas previamente se le llama exploración. Usualmente para esta actividad se contratan a empresas de servicios petroleros. (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

#### **3.2.8.2 Actividades de Perforación y Desarrollo**

La perforación inicial se realiza a un “pozo exploratorio” con el objetivo de buscar reservas probadas de petróleo, en caso de que el área posea reservas se perforará el área ya probada con la existencia de una reserva de petróleo y en esta fase el pozo es denominado “pozo de desarrollo”.

En esta fase se puede terminar el pozo o abandonarlo si al evaluar sus resultados, los ingresos esperados no son capaces de cubrir los gastos de producción futuros.

#### **3.2.8.3 Actividades de Producción**

El petróleo es transportado los tanques de almacenamiento mediante un equipo que separa en petróleo, agua y gas y finalmente es almacenado.

## CAPÍTULO IV

### 4.1 DEMOSTRACIÓN DE HIPÓTESIS

#### 4.1.1. Aspectos Financieros y Contables Importantes de la Industria

##### 4.1.1.1 Cálculo de la tarifa

Inicialmente en el contrato con la Secretaría de Hidrocarburos se acuerda una tarifa de acuerdo a la calidad del crudo, esta varía mínimamente de forma anual de acuerdo a lo especificado contractualmente. El pago puede ser en efectivo, especie o mixta y para el pago a la contratista se debe considerarla siguiente fórmula: (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

**Total Facturado ( t ) :** [ TAR x Qt ] x FAt

**Total Facturado :** Pago a la Contratista en el periodo t

**TAR :** Tarifa por barril para el campo en producción

**Qt :** Producción de los campos en el período, medido en barriles

**FAt :** Factor de ajuste por inflación de los costos operativos

Finalmente se debe calcular el IVA .

##### 4.1.1.2 Cálculo del Ingreso

La forma en la que se determina la existencia de un ingreso disponible que pueda cubrir la tarifa es la siguiente: (Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos)

Ingresos Brutos:	Producción x precio de referencia
(-) Margen de Soberanía:	Ingreso Bruto x 25%
(-) Costos de Transporte del Estado:	Producción x \$1.436
(-) Costos de Comercialización:	Producción x desde 0.02 ctvs – 0.50 ctvs
(-) Impuestos ECORAE:	Producción x \$1
(=) Ingreso Disponible	

Se debe tomar en cuenta que el costo de transporte y de comercialización varía de acuerdo a lo establecido en el contrato de cada operador, además tanto en el cálculo de la tarifa como en el del Ingreso Disponible se toma en cuenta un ajuste por el 5% de retención en la fuente, el IVA produce un crédito tributario a favor de las contratistas.

Si el Ingreso Disponible < Total Facturado: La diferencia o el saldo entre los dos rubros se acumula en los períodos futuros como deuda de la Secretaría de Hidrocarburos hasta que el ingreso disponible sea suficiente para cubrir el total facturado o la deuda caduque al momento de la terminación del contrato con el operador.

#### **4.1.1.3 Reconocimiento de los Ingresos Contablemente**

El reconocimiento de los ingresos contablemente es un aspecto importante en el estudio ya que influye en el reconocimiento de las cuentas por cobrar al momento de analizar el Estado de Situación Financiera así como en el flujo de efectivo.

De acuerdo a los informes de auditoría, la mayoría de operadoras reconocen sus ingresos al valor razonable siempre y cuando cumplan todas y cada una de las siguientes condiciones:

1. El rubro de ingresos pueda medirse con fiabilidad
2. Existe la probabilidad de que la compañía reciba los beneficios económicos relacionados a la transacción
3. El grado de realización de la transacción pueda ser medido con fiabilidad al final del período así como los costos incurridos para que esta se complete.

Las condiciones se han establecido principalmente debido a que a partir de la acumulación del ingreso disponible en el año 2014 por la baja de los precios del petróleo , el Estado ha adeudado en rubros altos a las empresas petroleras por lo que registrar en el estado de resultados el rubro total implicaría pagar un impuesto a la renta por un saldo que no ha sido cancelado, para esto actualmente las mayoría de compañías únicamente registran el ingreso disponible sobre el cual tienen derecho a pago.

En la mayoría de empresas petroleras se registran sus ingresos, gastos, activos y pasivos de forma proporcional a su participación establecidos en acuerdos operativos y regulados por la NIIF 11, lo que permite compartir el riesgos, obtener capital y mejorar la eficiencia de las operaciones y su desarrollo. El porcentaje de esta distribución en algunas de las empresas toma el nombre de “Equities”.

#### **4.1.2 Características de las empresas objeto de Estudio**

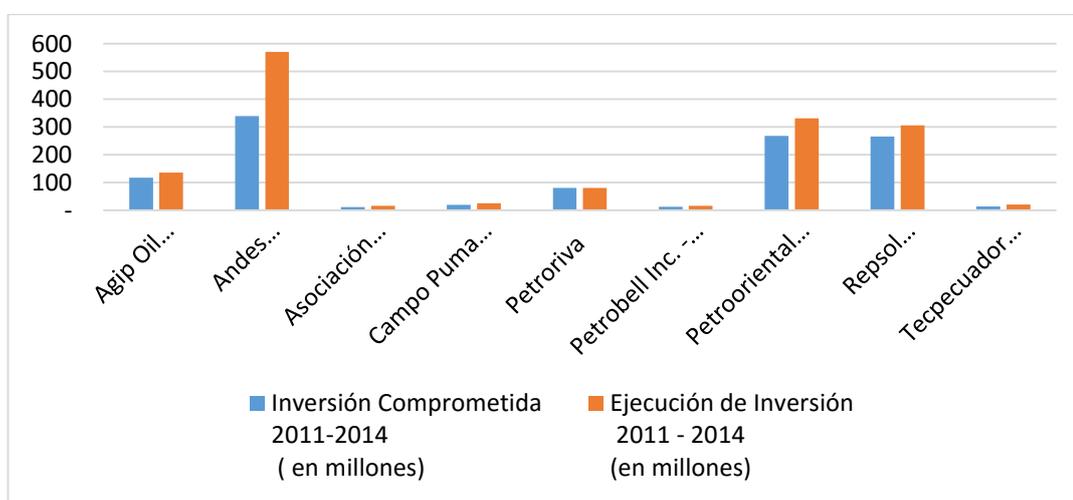
Para el presente análisis se han tomado en cuenta 9 empresas privadas operadoras de pozos dedicadas a la exploración y explotación hidrocarburífera , que mantienen participación en diferentes consorcios y que se han encontrado produciendo petróleo por más de 5 años en el país .

Otra característica importante fue la existencia de los informes de auditoría para los años 2014 y 2015.

Se tomó únicamente en cuenta la información a partir del año 2014 ya que antes de ese año no se había producido una deuda por ingreso acumulado, no se analizó la información al año 2016 ya que los informes de auditoría no se encontraban disponibles hasta la fecha de realización de esta investigación.

### 4.1.3 Consorcios, Campos y Ejecución de Inversiones de las empresas Objeto de Estudio

El 89% de las empresas objeto de estudio desde el año 2011 al año 2014 ejecutó un mayor valor de inversión en relación a la inversión comprometida. A marzo del 2015 habían ejecutado el 25% de la inversión prevista.



**Figura 12:** Inversión de las empresas objeto de estudio

**Fuente:** (Ministerio de Hidrocarburos, 2015)

### 4.1.4 Aplicación de Medidas de Liquidez

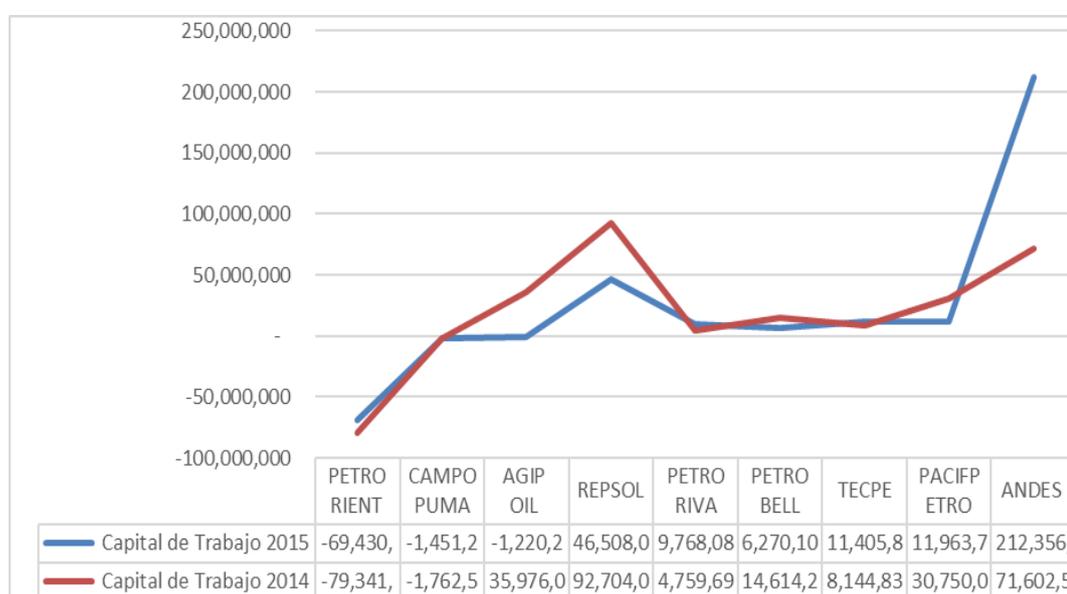
#### 4.1.4.1 Cálculo del Capital de Trabajo

El capital de trabajo es un ratio que brinda seguridad a los acreedores de las compañías, el promedio de capital de trabajo de las empresas objeto de estudio para el año 2014 asciende a 19,716,340 dólares, el mismo que el 44% de las empresas no

alcanzan y para el 2015 el promedio de la industria asciende a 25,130,057 sin embargo el 67% de las empresas no han conseguido acercarse al mismo.

En la Figura No 13 se presenta el capital de trabajo de cada una de las empresas de la muestra, se puede observar que el 33% de las empresas tienen un capital de trabajo negativo para el año 2015, por lo que deberían aumentar sus activos corrientes para mejorar su financiamiento

El hecho de que la mayoría de empresas mantengan un capital de trabajo positivo refleja que podrían cumplir con sus deudas en el corto plazo.



**Figura 13:**Capital de trabajo de las empresas objeto de estudio

Para profundizar en la estructura del capital de trabajo es necesario tomar en cuenta la suficiencia del mismo, para lo cual fue necesario realizar un análisis vertical y de esta forma obtener las cuentas que mantenían mayor participación en el activo circulante y en el pasivo circulante lo que se contrastará en el análisis de la razón circulante.

#### 4.1.4.2 Razón Circulante

#### 4.1.4.2.1 Análisis por método Empírico Rule of Thumb de la Razón Circulante

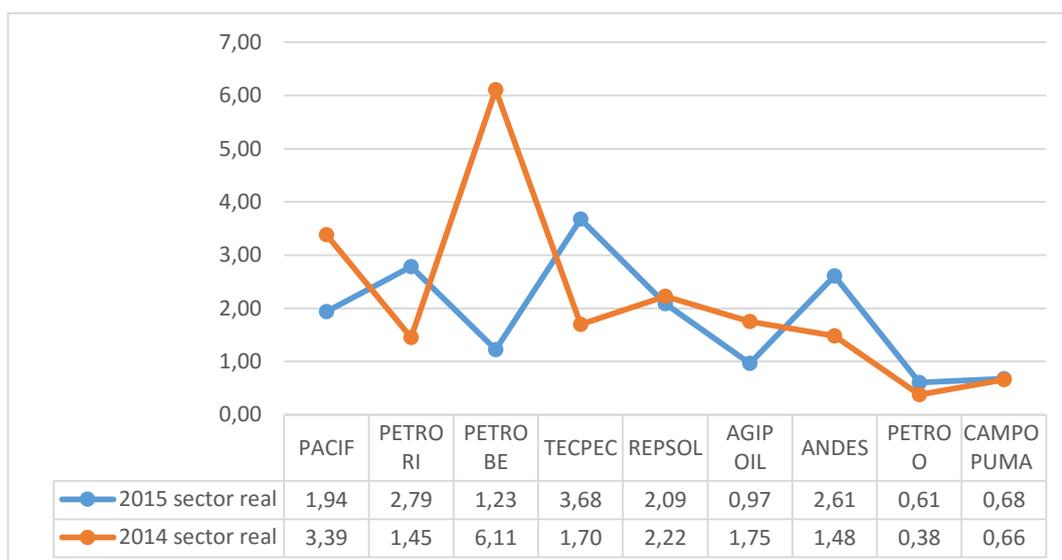
La razón circulante disminuyó en el 44% de las empresas objeto de estudio para el año 2015, lo que se debe a que en el 55% de las empresas el activo disminuyó.

El promedio de la razón circulante para el año 2014 fue de 2.13 dólares de activo circulante disponible por cada dólar que conforma el pasivo circulante y para el 2015 fue de 1.84 dólares de activo circulante disponible por cada dólar que conforma el pasivo circulante.

La Figura **No 14** representa la razón circulante de cada empresa, se observa que para el año 2014 el 22 % de las empresas tenían una razón circulante mayor a 2 y para el año 2015 el 33% . Empíricamente una razón mayor de 2 podría implicar un uso de recursos de manera ineficiente en las compañías, ya que implica un exceso de activo circulante.

Además se puede observar que el 60% de las empresas tiene un ratio menor a 2 para el año 2015 y para el 2014 el 60%.

Es recomendable analizar la estructura y participación de las cuentas en el numerador y en el denominador de la razón calculada, ya que el resultado de la aplicación del ratio a no demuestra la eficiencia de las cuentas o asegura la liquidez de una compañía.

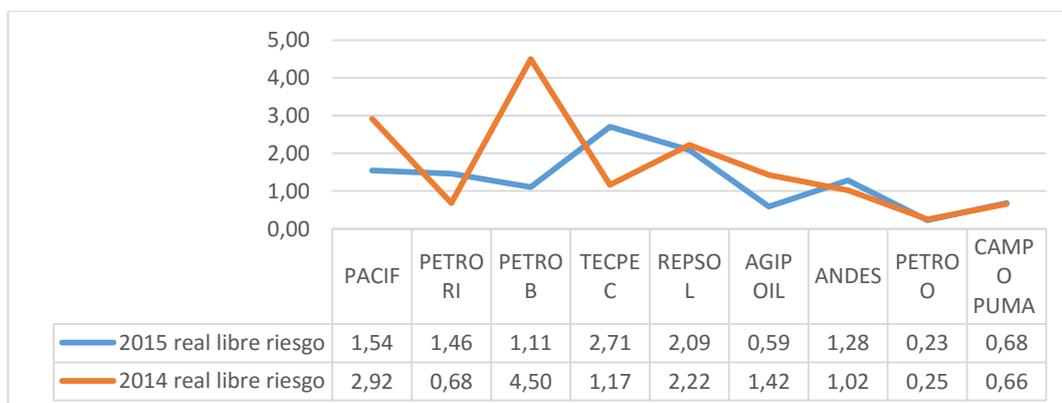


**Figura 14:** Razón circulante de las empresas objeto de estudio

Además se realizó un análisis de la razón circulante exceptuando las cuentas que tienen mayor dificultad en efectivizarse, en este caso para el sector las cuentas por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos, analizando únicamente las cuentas libres de riesgo.

En la figura No 15 se puede observar que la razón disminuyó en el 66% de las empresas para el 2015 y para el 2014 en el 77%.

El 77% de las empresas tienen una razón menor a 2 para el 2015 y para el 2014 el 67%.



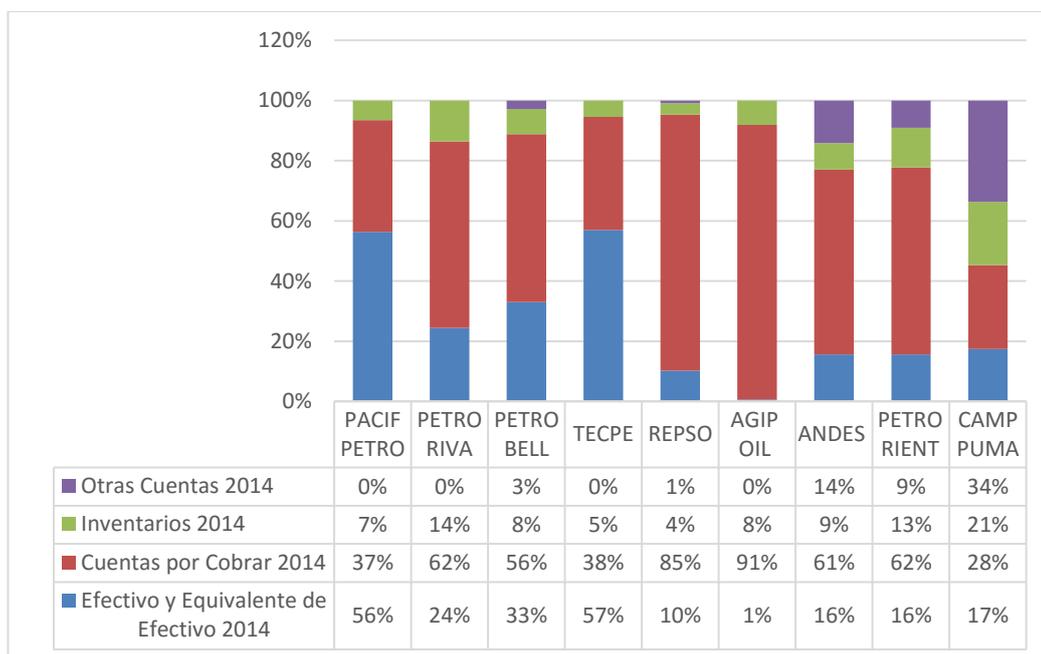
**Figura 15:** Razón circulante libre de riesgo de las empresas objeto de estudio

#### 4.1.4.2.2 Análisis Comparativo de la Composición de la Razón Circulante

##### 4.1.4.2.2.1 Análisis del Numerador de la Razón Circulante

El numerador de la razón circulante se encuentra dividido principalmente en efectivo y equivalente de efectivo y cuentas por cobrar, rubros que para el 2015 eran el 82.6% del activo circulante y para el 2014 eran el 83.4%.

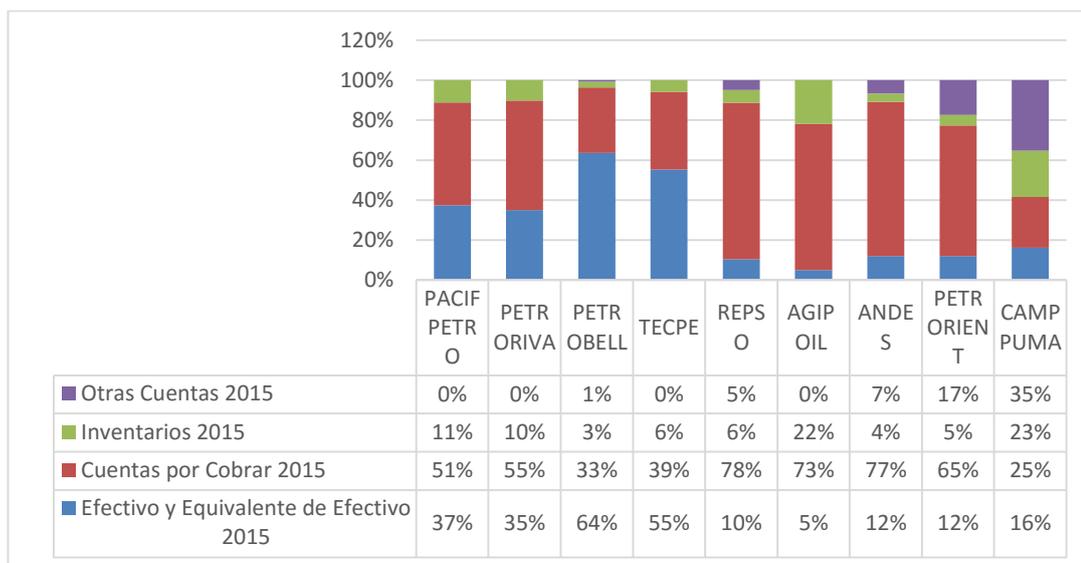
La Figura No. 16 representa la participación de las cuentas en el activo circulante en cada compañía petrolera durante el año 2014, el promedio la participación de cuentas por cobrar fue mayor el mayor con el 57.8%, seguida por efectivo y equivalente de efectivo con el 25.5%



**Figura 16:** Análisis vertical del activo de las empresas objeto de estudio año 2014

La Figura No. 17 representa la participación de las cuentas en el activo circulante en cada compañía petrolera durante el año 2015, el promedio de la participación de

cuentas por cobrar se mantuvo siendo la mayor a pesar de disminuir a 55.2% y la participación de efectivo y equivalente de efectivo aumentó en un 1.86%, que se debe a que Agip y Petroriental duplicaron los rubros que pertenecían a esta cuenta.



**Figura 17:** Análisis vertical del activo las empresas objeto de estudio año 2015

#### 4.1.4.2.2.1.1 Análisis Individual de cuentas del Numerador de la Razón Circulante

- **Efectivo y Equivalentes de Efectivo:** El efectivo disminuyó de un año a otro en el 56% de las empresas de análisis, esta cuenta permite precautelar desequilibrios futuros en el corto plazo.

Dentro de esta clasificación las empresas toman en cuenta sus inversiones temporales cuyo vencimiento no sobrepasa los 90 días y son consideradas altamente líquidas.

Además se debe tomar en cuenta que de las empresas dependen de sustitutos del efectivo, como son los préstamos a largo plazo y las inversiones de la casa matriz, los mismos que no se encuentran en el cálculo de la razón circulante.

- **Cuentas por Cobrar:** Para este rubro las empresas dependen de las ventas y la industria depende de la tarifa del precio del petróleo así como del pago de la Secretaría de Hidrocarburos, cuya deuda es la mayor cuenta por cobrar en las empresas de la industria.

- **Inventarios:** En esta cuenta se encuentran registrados en su mayor parte repuestos sin embargo también se registran barriles de petróleo, es una cuenta importante ya que el Estado tiene la posibilidad de cancelar en especies la deuda a las compañías.

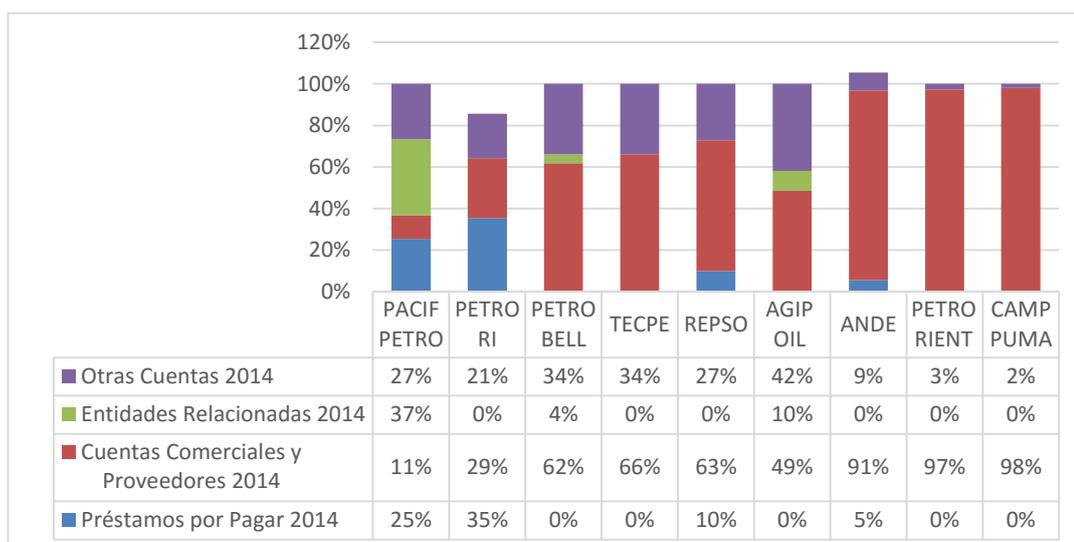
Sin embargo los inventarios no tienen una participación significativa ya que su promedio de participación se encuentra entre el 9% y 10% dentro del análisis vertical para los años 2015 y 2014 respectivamente, lo cual es beneficioso ya que son considerados los activos menos líquidos que existen, lo que hace necesario que se mida su calidad y nivel de liquidez.

Por lo tanto para concluir el análisis de la razón circulante de acuerdo al método rule of thumbs se analizó que la mayor parte del rubro del activo circulante pertenece a cuentas por cobrar, la misma que no asegura entradas netas de efectivo en el futuro. Existiendo en el sector poca probabilidad de cobrar esas deudas al Estado y afectando de manera directa a la liquidez.

#### **4.1.4.2.2 Análisis del Denominador de la Razón Circulante**

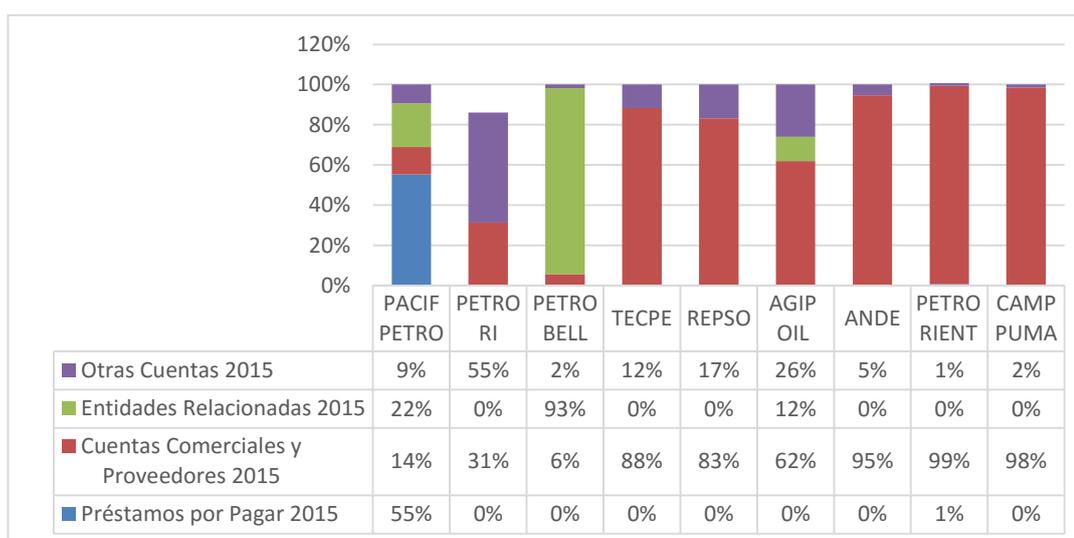
El pasivo circulante se encuentra dividido principalmente en cuentas por pagar proveedores, préstamos por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La Figura **No. 18** representa la participación de las cuentas en el pasivo circulante para el año 2014. La cuenta con mayor promedio de participación fue la de cuentas por pagar comerciales y proveedores con el 63%, préstamos por pagar con un 8% y entidades relacionadas con el 6%.



**Figura 18:** Análisis vertical del pasivo de las empresas objeto de estudio año 2014

La Figura No.19 representa la participación de las cuentas en el pasivo circulante para el año 2015. En este año aumentó la participación de cuentas por pagar comerciales y proveedores en un 1%, los préstamos por pagar disminuyeron en un 2% y principalmente las cuentas por pagar a entidades relacionadas aumentó en un 8% debido a que Petrobell triplicó la participación en este rubro.



**Figura 19:** Análisis vertical del pasivo de las empresas objeto de estudio año 2015

- **Cuentas por pagar:** Al 2015 el 56% de las compañías sobrepasaron el promedio de participación en el pasivo circulante y para el 2014 el 44% de las mismas, la mayoría de cuentas por pagar es resultado de la actividad de la industria, en los dos años existió una disminución de este rubro.

- **Entidades Relacionadas:** La participación de pagos a las entidades relacionadas es mínimo ya que se encuentra entre un 6% y 14% de promedio de participación para el 2014 y 2015 respectivamente.

En relación al análisis del pasivo circulante se puede concluir que las empresas se están apalancando en el pago a sus proveedores.

De esta manera basándonos en el promedio de la razón circulante a nivel de la industria para el año 2014 que fue de 2.13 dólares de activo circulante disponible por cada dólar que conforma el pasivo circulante y para el 2015 el promedio del ratio llegó a 1.84 , tomando en cuenta que las cuentas por cobrar tuvieron una participación del 58% y 54% respectivamente y excluyendo la deuda a la Secretaría de Hidrocarburos que tiene poca probabilidad de efectivizarse en el corto plazo, la razón circulante libre de riesgo es 2015 es de 1.40 y para el 2014 es del 1.80

### **Razón Ácida**

No se aplicó esta razón ya que los inventarios tenían una participación promedio del 9% y del 11% en el activo circulante, lo cual no es significativo. Además es una cuenta que si interfiere en la liquidez de las compañías petroleras ya que de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, el estado puede realizar sus pagos en especies, en este caso barriles de petróleo.

#### **4.1.4.3 Análisis del ciclo de efectivo Neto**

#### **4.1.4.3.1 Medidas de Liquidez de actividades de Operación**

##### **4.1.4.3.1.1 Rotación de las cuentas por cobrar y Días de Ventas en cuentas por Cobrar**

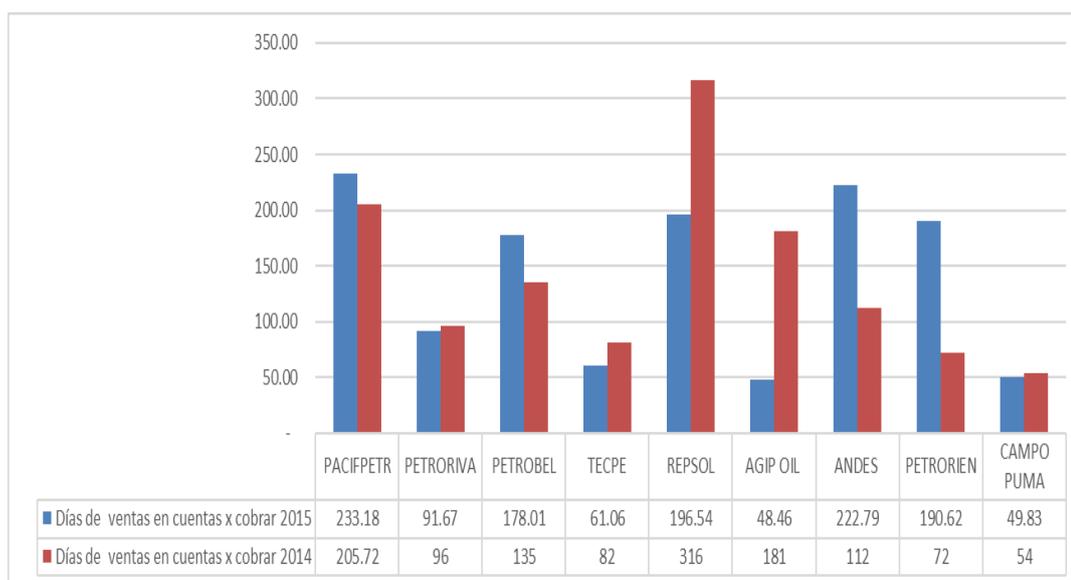
Para obtener mayor exactitud en el cálculo de los ratios en el ciclo de cuentas por cobrar, se partió del promedio de saldos de cuentas por cobrar de los dos últimos años de acuerdo al año para el que se realizó el cálculo.

El promedio de rotación de cuentas por cobrar para el año 2014 fue de 4 veces al año, el 67% de las empresas rotaron entre 1 y 4 veces en el año 2014 y para el año 2015 el promedio fue de 3 veces, el 67% de las empresas rotaron sus cuentas por cobrar entre 1 y 3 veces al año.

Las empresas Campo Puma Oriente, Tecpetrol y Petroriva son las que rotan un mayor número de veces al promedio, entre 4 y 7 veces.

Las empresas petroleras realizan un “ estimado de levantes” con la Secretaría de Hidrocarburos en el que se proyecta la producción para meses futuros, conforme trasciende el mes se ajustan los saldos lo que quiere decir que las empresas van a tener facturado una cantidad y un monto que varía de mes a mes pero la mayoría de meses esperan recibir un ingreso, sin embargo la rotación de cuentas por cobrar es baja ya que el promedio de días de cobro es de 141 en el 2015 y 139 en el 2014, alrededor de 5 meses.

A continuación, en la figura **No 20** se muestra el número de días en el que rotan las cuentas por cobrar en las empresas del sector.



**Figura 20:** Días de ventas en cuentas por cobrar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio

El largo período de cobranza no se debe a un trabajo de gestión de cartera ineficiente sino a la disminución del precio del petróleo lo que ocasiona que una acumulación que surge cuando el ingreso disponible no es suficiente para cubrir el pago a las contratistas, dicho saldo se traslada a otros años.

#### 4.1.4.3.1.2 Rotación de las cuentas por pagar y Días de Ventas en cuentas por Pagar

Para obtener mayor exactitud en el cálculo de los ratios en el ciclo de cuentas por pagar, se partió del promedio de saldos de cuentas por pagar de los dos últimos años de acuerdo al año para el que se realizó el cálculo.

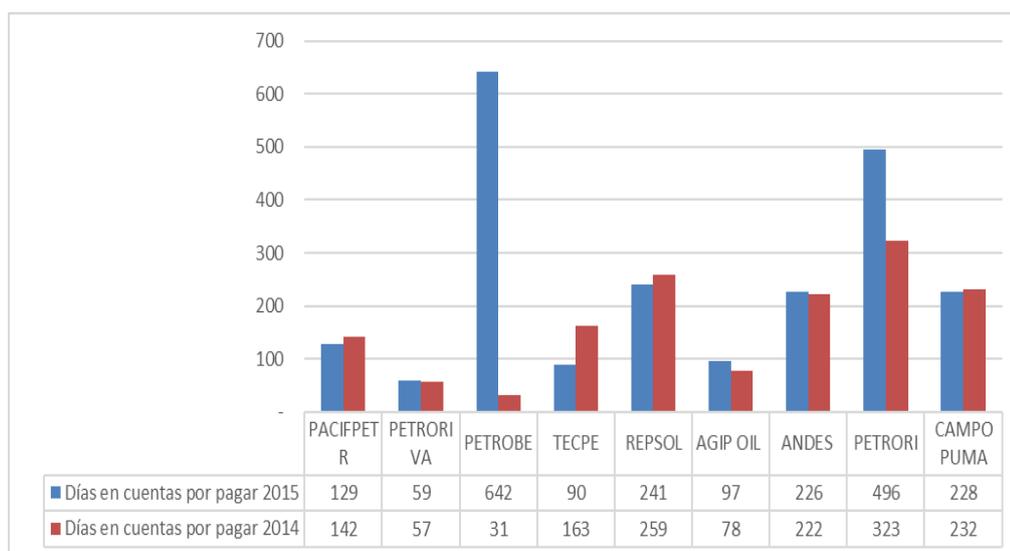
El promedio de rotación de las cuentas por pagar es de 3 veces en el año 2014 y de 2 veces en el año 2015, aún cuando las compras han disminuido de un año al otro en un rubro que se encuentra alrededor de 94 millones de dólares.

De acuerdo a los informes de auditoría de las empresas algunas de ellas para el año 2015 optaron por realizar una reformulación de presupuestos y mejora de costos

mediante nuevas negociaciones con sus proveedores para resolver precios más cómodos y aumentar sus plazos, como producto de la disminución del precio del petróleo.

El promedio de pago a proveedores es de 167 días en el año 2014 y de 245 días en el año 2015, a continuación, se encuentra en el figura **No. 21** el número de días en el que cada compañía se demora en pagar sus deudas.

El 55% de las empresas aumentó el número de días promedio en cuentas por pagar.



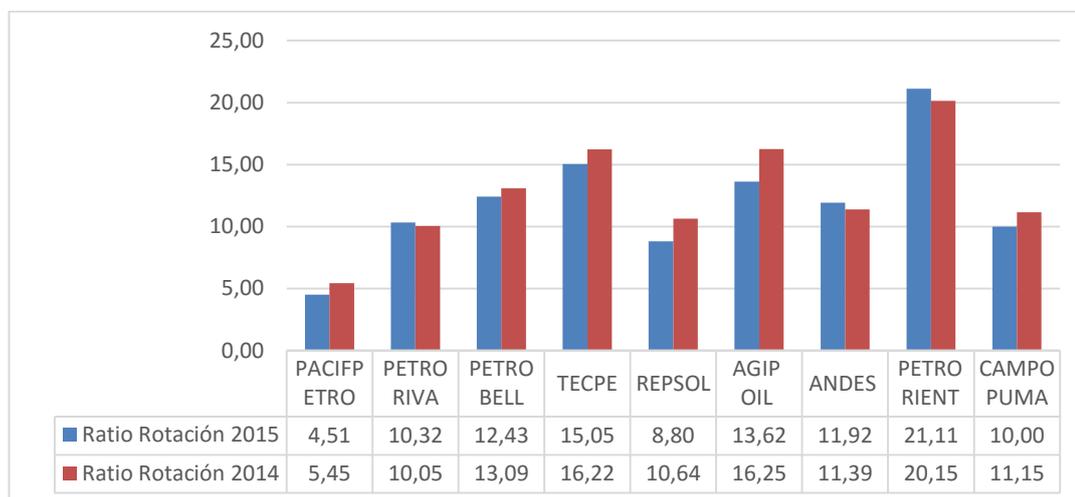
**Figura 21:** Días cuentas por pagar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio

#### 4.1.4.3.1.3 Rotación de Inventarios

Para obtener mayor precisión en el cálculo de los ratios en el ciclo de inventarios, se partió del promedio de saldos de los dos últimos años de acuerdo al año para el que se realizó el cálculo.

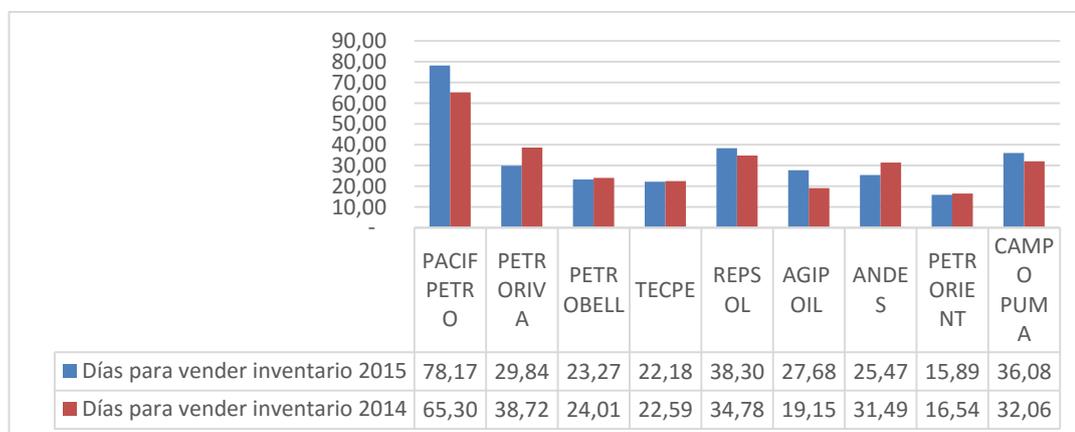
La rotación de inventarios disminuyó de año a año sin embargo sin mucha significancia, en el 2015 el promedio de la industria fue de 12 veces al año y para el

2014 de 13 veces, lo que concuerda con el contrato que tienen las empresas con el Estado.



**Figura 22:** Rotación de Inventarios 2015 y 2014

Los días en los que la empresa tarde en vender el inventario se encuentran en 32 para el 2015 y 30 para el 2014, lo que concuerda totalmente con la naturaleza de actividad del sector y sus ventas.

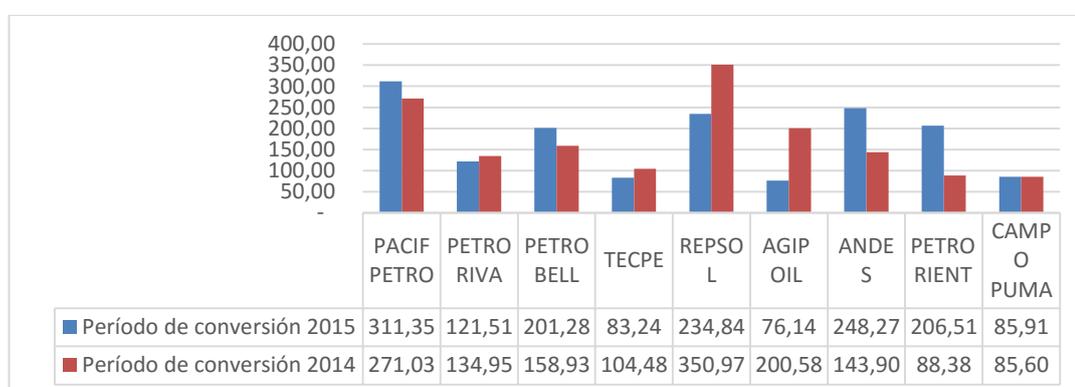


**Figura 23:** Días cuentas por pagar 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.

#### 4.1.4.4 Ciclo Económico Neto

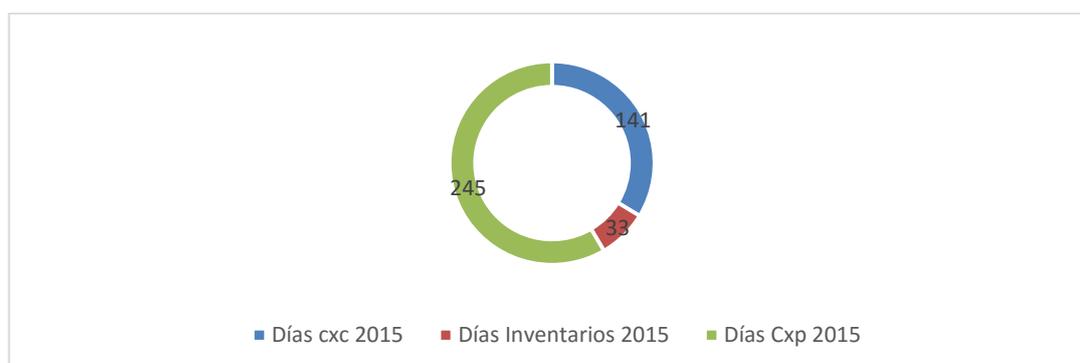
En base a los análisis anteriores se ha calculado el período económico de la industria y en los días de conversión del inventario en efectivo.

Las empresas tienen promedio de período de conversión de 174 días para el año 2015 y de 173 para el 2014, es decir alrededor de 6 meses a pesar de que facturan mensualmente su período de cobranza es bajo.



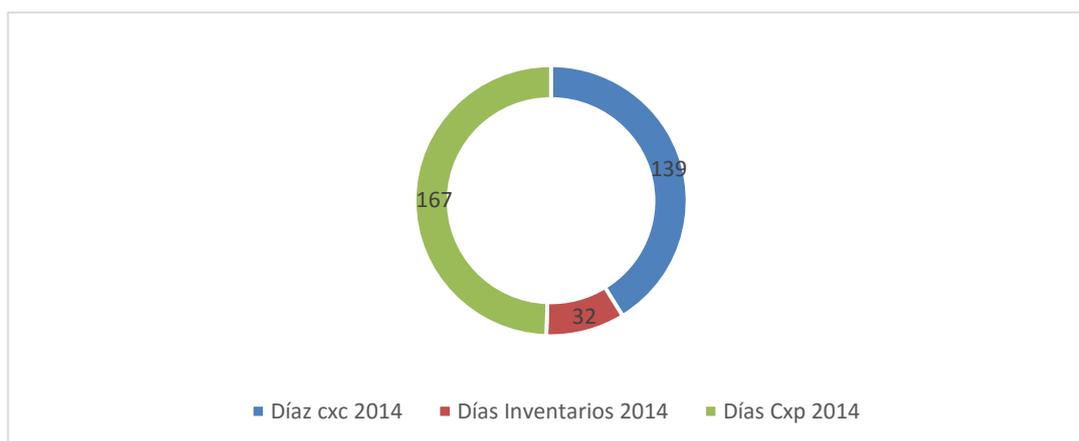
**Figura 24:** Período de conversión del efectivo año 2015 y 2014 de las empresas objeto de estudio.

En el ciclo económico el ciclo de cuentas por pagar de las empresas analizadas, es el más extenso para el año 2015 con un promedio de 245 días.



**Figura 25:** Ciclo económico neto año 2015 de las empresas objeto de estudio

Para el 2014 los días en cuentas por cobrar son de 167 días, el ciclo es menor al del año 2015 ya que la deuda con la Secretaría de Hidrocarburos se empezó a generar desde el mes de noviembre.



**Figura 26:** Ciclo económico neto año 2014 de las empresas objeto de estudio

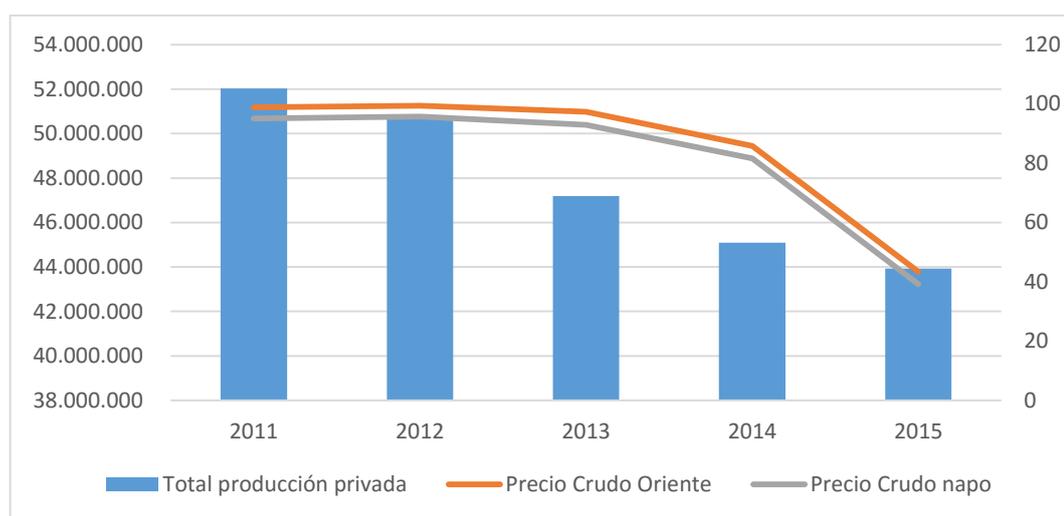
Además el ciclo económico neto de los dos años se apalanca en cuentas por pagar, lo que ratifica que las empresas se apalancan en sus proveedores, ya que el 44% canceló a sus proveedores entre 2 y 4 meses, el 33% a los 8 meses y el 22% entre 17 y 21 meses para el año 2015 y para el 2014 entre 1 y 5 meses el 44%, 7 y 11 meses el 56%.

#### 4.1.5 Análisis del nivel de Producción de las compañías Objeto de Estudio

La producción de petróleo del sector privado tiene una relación directa con la variación del precio.

A partir del año 2013 se evidencia una disminución mínima en el precio del petróleo, sin embargo desde este año la producción sufre un corte.

Entre el año 2013 y 2015 la producción de barriles de petróleo en las empresas objeto de estudio disminuyó en un 22.98% y el precio tuvo una variación en alrededor de 54 dólares tanto en crudo Oriente como en crudo Napo.



**Figura 27:** Relación producción – Precio del Crudo de las empresas Objeto de Estudio período 2011 – 2015

#### 4.1.6 Análisis de la Deuda del Estado con las Empresas Petroleras Privadas

Para el año 2015 las empresas del sector mantenían firmados contratos por prestación de servicios con la Secretaría de Hidrocarburos y 9 empresas privadas que pertenecían a 3 consorcios también mantienen firmados contratos por prestación de servicios específicos con Petroamazonas.

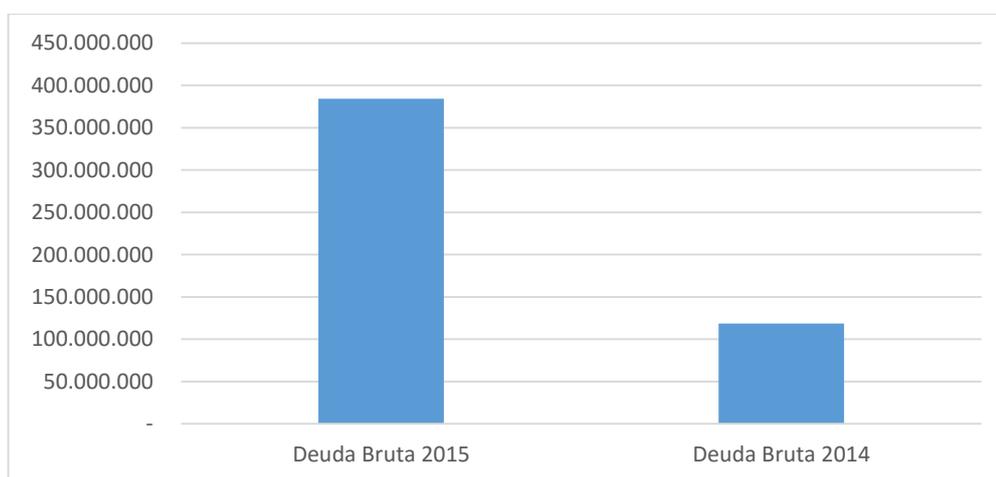
Al referirnos a deuda del estado nos referimos a la siguiente agrupación:

- Deuda de la secretaría de Hidrocarburos con las empresas privadas
- El IVA por recuperar que mantienen algunas empresas como resultado del crédito tributario ocasionado por las compras a nivel local de diferentes bienes y servicios amparados en el contrato de participación.
- Deuda a las operadoras privadas con Petroamazonas por servicios relacionados a la exploración y extracción de hidrocarburos o de transporte actividad de la cual

se encarga Petroecuador, luego de que las dos fueron fusionadas por decreto del Estado en el año 2012.

De acuerdo a lo revelado en los informes de auditoría de las empresas objeto de estudio la deuda bruta (deuda total) del Estado con los consorcios que pertenecían a las operadoras estudiadas fue de 384,073,544 para el año 2015 y para el 2014 de 118,642,872, creciendo de un año a otro en un porcentaje de 224%.

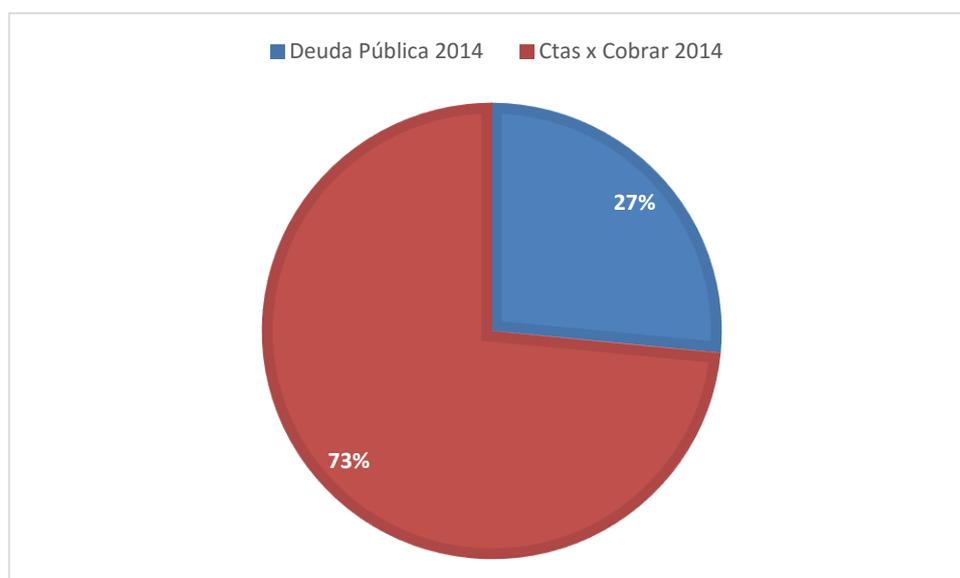
Es necesario tomar en cuenta que el mayor porcentaje de la deuda pertenece a la acumulación del ingreso disponible.



**Figura 28:** Deuda del Estado con las empresas objeto de estudio año 2014 y 2015

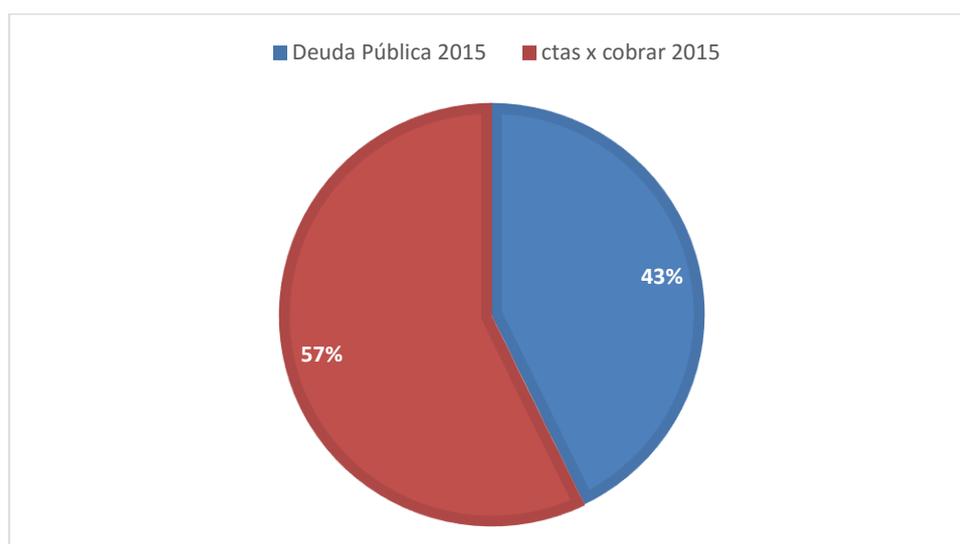
Las operadoras al registrar de manera proporcional sus ingresos de acuerdo a la participación que tienen en los consorcios o los porcentajes de cada equity, reconocerán únicamente una parte de la deuda total del estado en sus cuentas por cobrar, para lo cual de acuerdo a lo revelado en los informes de auditoría hemos realizado una relación entre la deuda del estado reconocida por cada compañía y el saldo total de las cuentas por cobrar.

Para el 2014 la participación de la deuda del estado con el total del saldo de cuentas por cobrar de las empresas objeto de estudio fue del 27%.



**Figura 29:** Participación de la deuda del estado en las cuentas por cobrar de las empresas objeto de estudio año 2014

Para el año 2015 la deuda del estado es el 43% del saldo total de las cuentas por cobrar de las empresas.



**Figura 30:** Participación de la deuda del estado en las cuentas por cobrar de las empresas objeto de estudio año 2015.

En todas las operadoras tomamos en cuenta las cuentas por cobrar corrientes tanto para el saldo del Estado como para el total reconocido en el Estado de Situación Financiera.

Por lo tanto el activo circulante de las empresas no solo se encuentra conformado en su mayor parte de cuentas por cobrar corrientes sino que la mayoría son resultado de la acumulación de saldos adeudados por el sector público en el año 2015, de los cuales cada vez las probabilidades de cobro disminuyen por lo que las empresas desde el 2014 han registrado un gasto por deterioro de cuentas por cobrar que en la mayoría ha tenido como mínimo un millón de dólares , lo cual junto con la disminución del precio del petróleo también ha desencadenado que las empresas reconozcan un deterioro de su inversión.

#### **4.1.7 Modelo Estimación de la Acumulación del Ingreso Disponible del Sector Petrolero Privado al Precio Real de Petróleo**

##### **4.1.7.1 Premisas para Estimación de la Acumulación del Ingreso Disponible del Sector**

###### **4.1.7.1.2 Precio del Petróleo**

Para realizar el modelo de acumulación al año 2020 se manejó la siguiente información:

**Tabla 2:**

Forecast Precios Del Petróleo

<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
60.00	47.15	60.00	61.50	62.90

**Fuente:** ( International Bank for Reconstruction and Development / World Bank, 2017)

#### **4.1.7.1.3 Producción Petrolera**

La estimación de la producción del sector petrolero completo del año 2016 fue en base a la información revelada por el Banco Central del Ecuador, para el año 2017 la producción del petróleo se calcula en base a la disminución establecida por el acuerdo de la OPEP de reducir la producción como solución para la estabilización de precios, el Ecuador deberá reducir en un 5% la misma.

Para el 2018 se ha tomado como referencia el promedio de tasa de crecimiento de la producción ecuatoriana del año 2015 que fue de -2.08 %, a partir del 2019 al existir un aumento en el precio del petróleo se calculó un aumento del 2% en la producción.

Para la estimación del ingreso disponible de las empresas objeto de estudio inicialmente se calculó la participación de la producción de las mismas en el año 2014 y 2015, el promedio obtenido se aplicó en el modelo de producción del sector.

#### **4.1.7.1.4 Tarifa del Contrato**

Se realizó el modelo en base al promedio de tarifas reveladas en la mayoría de informes de auditoría, la ley establece que la tarifa puede ser modificada por la inflación o factores de corrección.

Para el modelo se realizó la modificación de la tarifa por cada año basado en el promedio de variaciones que en años anteriores.

#### **4.1.7.2 Modelo de Estimación de Ingresos de la Industria Petrolera**

La **Tabla No 3** representa la estimación de los Ingresos del sector petrolero privado. Las empresas reciben en efectivo únicamente lo correspondiente al ingreso

disponible por cada año, por lo que se puede apreciar que durante los 5 años las empresas no han cobrado el 100% de su total facturado, cobraron alrededor del 64% anual sin tomar en cuenta la deuda acumulada de años anteriores

Hasta el 2017 el precio del petróleo tiene un efecto en la deuda pública acumulada a las empresas petroleras entre un 50% y 60%, el efecto restante pertenece a la participación de la acumulación del IVA.

En el 2018 la subida del precio en un 27% repercute en la disminución de las cuentas por cobrar acumuladas lo que implica una mayor liquidez ya que el Estado tiene mayores recursos para cancelar su deuda.

**Tabla 3:**

Modelo de estimación de ingresos y pagos recibidos de la industria petrolera

	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Precio de Mercado</b>	<b>48.7</b>	<b>42.8</b>	<b>47.15</b>	<b>60</b>	<b>61.5</b>	<b>62.9</b>
<b>Tarifa Contrato</b>	<b>37.94</b>	<b>36.8</b>	<b>37.91</b>	<b>39.04</b>	<b>40.22</b>	<b>41.42</b>
<b>Q = Producción</b>	<b>30,745,394</b>	<b>29,815,124</b>	<b>28,473,444</b>	<b>27,881,196</b>	<b>28,438,820</b>	<b>29,007,596</b>
<b>PXQ = Ingreso</b>	<b>1,166,531,504</b>	<b>1,097,298,437</b>	<b>1,079,357,607</b>	<b>1,088,614,178</b>	<b>1,143,698,056</b>	<b>1,201,569,177</b>
<b>IVA</b>	139,983,780	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	168,219,685
<b>(1) Total Facturado</b>	<b>1,306,515,284</b>	<b>1,250,920,218</b>	<b>1,230,467,672</b>	<b>1,241,020,163</b>	<b>1,303,815,783</b>	<b>1,369,788,862</b>
<b>Ingreso Bruto</b>	<b>1,497,300,705</b>	<b>1,276,087,313</b>	<b>1,342,381,458</b>	<b>1,672,871,756</b>	<b>1,748,987,421</b>	<b>1,824,577,804</b>
<b>(-) Margen de Soberanía 25% (sobre Ingreso Bruto)</b>	374,325,176	319,021,828	335,595,364	418,217,939	437,246,855	456,144,451
<b>(-) Costos de Transporte del Estado (1.43)</b>	44,150,386	42,814,518	40,887,865	40,037,397	40,838,145	41,654,908
<b>(-) Costos de Comercialización (0.50)</b>	3,074,539	14,907,562	14,236,722	5,576,239	5,687,764	5,801,519
<b>(-) Impuesto INCORAE (1.05)</b>	32,282,664	31,305,880	29,897,116	29,275,256	29,860,761	30,457,976
<b>(2) Ingreso Disponible</b>	<b>1,043,467,939</b>	<b>868,037,524</b>	<b>921,764,391</b>	<b>1,179,764,925</b>	<b>1,235,353,895</b>	<b>1,290,518,949</b>
CONTINÚA 						

<b>Ajuste Ingreso Disponible</b>						
<b>IVA 12%</b>	139,983,780	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	168,219,685
<b>IR 5%</b>	58,326,575	54,864,922	53,967,880	54,430,709	57,184,903	60,078,459
<b>(-) Subtotal Ajustes Ingreso Disp.</b>	198,310,356	208,486,703	205,077,945	206,836,694	217,302,631	228,298,144
<b>(3) Ingreso Disponible y Pagado (Ingreso Disponible - Ajustes )</b>	<b>845,157,583</b>	<b>659,550,821</b>	<b>716,686,445</b>	<b>972,928,231</b>	<b>1,018,051,265</b>	<b>1,062,220,806</b>
<b>Liquidación Servicios:</b>						
<b>Total Factura</b>	<b>1,306,515,284</b>	<b>1,250,920,218</b>	<b>1,230,467,672</b>	<b>1,241,020,163</b>	<b>1,303,815,783</b>	<b>1,369,788,862</b>
<b>(-) IVA</b>	139,983,780	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	117,753,779
<b>(-) Ret. Fuente 5%</b>	58,326,575	54,864,922	53,967,880	54,430,709	57,184,903	60,078,459
<b>(4 ) (=) Total Facturado Neto</b>	1,108,204,929	1,042,433,515	1,025,389,727	1,034,183,469	1,086,513,153	1,191,956,624
<b>Acumulación del Ingreso Disponible Anual</b>	<b>263,047,346</b>	<b>382,882,694</b>	<b>308,703,282</b>	<b>61,255,239</b>	<b>68,461,888</b>	<b>129,735,818</b>

#### 4.1.7.3 Modelo de Estimación de Ingresos de las Empresas Objeto de Estudio

**Tabla 4:**

Modelo de estimación de ingresos y pagos recibidos de las empresas objetos de estudio

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Precio de Mercado</b>	<b>48.7</b>	<b>42.80</b>	<b>47.15</b>	<b>60.00</b>	<b>61.50</b>	<b>62.90</b>
<b>Tarifa Contrato</b>	<b>37.94</b>	<b>36.80</b>	<b>37.91</b>	<b>39.04</b>	<b>40.22</b>	<b>41.42</b>
<b>Q = Producción</b>	<b>30,745,394</b>	<b>29,815,124</b>	<b>28,473,444</b>	<b>27,881,196</b>	<b>28,438,820</b>	<b>29,007,596</b>
<b>PXQ = Ingreso</b>	<b>1,166,531,504</b>	<b>1,097,298,437</b>	<b>1,079,357,607</b>	<b>1,088,614,178</b>	<b>1,143,698,056</b>	<b>1,201,569,177</b>
<b>IVA</b>	1,252,058,471	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	168,219,685
<b>(1) Total Facturado</b>	<b>2,418,589,975</b>	<b>1,250,920,218</b>	<b>1,230,467,672</b>	<b>1,241,020,163</b>	<b>1,303,815,783</b>	<b>1,369,788,862</b>
<b>Ingreso Bruto</b>	<b>1,497,300,705</b>	<b>1,276,087,313</b>	<b>1,342,381,458</b>	<b>1,672,871,756</b>	<b>1,748,987,421</b>	<b>1,824,577,804</b>
<b>(-) Margen de Soberanía 25% (sobre Ingreso B<sub>1</sub>)</b>	374,325,176	319,021,828	335,595,364	418,217,939	437,246,855	456,144,451
<b>(-) Costos de Transporte del Estado (1.43)</b>	44,150,386	42,814,518	40,887,865	40,037,397	40,838,145	41,654,908
<b>(-) Costos de Comercialización (0.50)</b>	3,074,539	14,907,562	14,236,722	5,576,239	5,687,764	5,801,519
<b>(-) Impuesto INCORAE (1.05)</b>	32,282,664	31,305,880	29,897,116	29,275,256	29,860,761	30,457,976
<b>(2) Ingreso Disponible</b>	<b>1,043,467,939</b>	<b>868,037,524</b>	<b>921,764,391</b>	<b>1,179,764,925</b>	<b>1,235,353,895</b>	<b>1,290,518,949</b>

CONTINUA →

<b>Ajuste Ingreso Disponible</b>						
<b>IVA 12%</b>	1,252,058,471	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	168,219,685
<b>IR 5%</b>	58,326,575	54,864,922	53,967,880	54,430,709	57,184,903	60,078,459
<b>(-) Subtotal Ajustes Ingreso Disp.</b>	1,310,385,047	208,486,703	205,077,945	206,836,694	217,302,631	228,298,144
<b>(3) Ingreso Disponible y Pagado</b>						
<b>(Ingreso Disponible - Ajustes )</b>	<b>(266,917,108)</b>	<b>659,550,821</b>	<b>716,686,445</b>	<b>972,928,231</b>	<b>1,018,051,265</b>	<b>1,062,220,806</b>
<b>Liquidación Servicios:</b>						
<b>Total Factura</b>	<b>2,418,589,975</b>	<b>1,250,920,218</b>	<b>1,230,467,672</b>	<b>1,241,020,163</b>	<b>1,303,815,783</b>	<b>1,369,788,862</b>
<b>(-) IVA</b>	1,252,058,471	153,621,781	151,110,065	152,405,985	160,117,728	117,753,779
<b>(-) Ret. Fuente 5%</b>	58,326,575	54,864,922	53,967,880	54,430,709	57,184,903	60,078,459
<b>(4) (=) Total Facturado Neto</b>	1,108,204,929	1,042,433,515	1,025,389,727	1,034,183,469	1,086,513,153	1,191,956,624
<b>Acumulación</b>	<b>1,375,122,036</b>	<b>382,882,694</b>	<b>308,703,282</b>	<b>61,255,239</b>	<b>68,461,888</b>	<b>129,735,818</b>

#### 4.1.7.4 Flujo de Efectivo de las empresas Objeto de Estudio

**Tabla 5:**

Flujo de efectivo de las empresas

	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Ingresos reconocidos (abono del estado)</b>	(266.917.108)	659.550.821	716.686.445	972.928.231	1.018.051.265	1.062.220.806
<b>Costos</b>	544.109.044	550.203.065	569.405.152	588.480.225	608.488.553	629.177.163
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>(811.026.152)</b>	<b>109.347.756</b>	<b>147.281.293</b>	<b>384.448.006</b>	<b>409.562.712</b>	<b>433.043.642</b>
<b>Gastos Operacionales</b>	224.782.293	227.299.855	235.232.620	243.112.912	251.378.751	259.925.629
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>(1.035.808.445)</b>	<b>(117.952.099)</b>	<b>(87.951.327)</b>	<b>141.335.094</b>	<b>158.183.961</b>	<b>173.118.014</b>
<b>15% Part. Trabajadores</b>	(155.371.267)	(17.692.815)	(13.192.699)	21.200.264	23.727.594	25.967.702
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>(880.437.178)</b>	<b>(100.259.284)</b>	<b>(74.758.628)</b>	<b>120.134.830</b>	<b>134.456.367</b>	<b>147.150.312</b>

CONTINUA →

---

<b>Impuestos</b>	(220.109.295)	(25.064.821)	(18.689.657)	30.033.707	33.614.092	36.787.578
<b>U neta</b>	<b>(660.327.884)</b>	<b>(75.194.463)</b>	<b>(56.068.971)</b>	<b>90.101.122</b>	<b>100.842.275</b>	<b>110.362.734</b>
<b>Depreciación</b>	551.141.497	557.314.282	576.764.550	596.086.163	616.353.092	637.309.097
<b>Flujo Efectivo</b>	(109.186.387)	482.119.819	520.695.580	686.187.285	717.195.367	747.671.831

---

En la **tabla No. 4** se aprecia que en todos los años el ingreso disponible es menor al total facturado, produciendo un ingreso acumulado año tras año y un aumento de cuentas por cobrar a nivel de las empresas objeto de estudio.

Para el 2018 a medida que el precio aumenta la acumulación de la deuda disminuye para ese año y los siguientes.

Se ha tomado como ingresos para el flujo de efectivo el ingreso disponible que son los montos que la Secretaría de Hidrocarburos se encuentra en capacidad de cancelar a las empresas para cada año.

Las empresas de la industria hasta la actualidad se han apalancado en sus proveedores, han reducido gastos de personal, sin embargo la única forma de mitigar el riesgo es con un precio del petróleo de 70 dólares, razón por la cual no existía una acumulación de ingresos hasta noviembre del 2014, mes en el cual el precio del petróleo bajó de 73 a 61 dólares.

En la **tabla No. 5** se aprecia que se ha producido un déficit en el flujo de efectivo de todas las empresas durante el año 2015, año para el cual el 56% de compañías petroleras tuvieron pérdida en sus resultados.

El flujo de efectivo como resultado de las actividades operativas tiene un déficit, el cual es compensado por la depreciación y amortización acumulada de las compañías.

Sin embargo, a medida que el ingreso aumenta a partir del año 2018 se observa que existe utilidad operativa

#### **4.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL RIESGO DE LIQUIDEZ EN LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL ECUADOR**

Para la mitigación del riesgo de liquidez es necesario enfocarse en la participación del activo y pasivo circulante en la empresa, para lo cual se han determinado las siguientes medidas:

1. **Venta de Activos Fijos:** Para disminuir el riesgo de liquidez, a partir de disminución del activo no corriente y aumento en la proporción del corriente, una opción es vender los activos fijos que se encuentran en desuso dentro de la compañía y a partir de esta transacción generar nuevas entradas de efectivo.

Sin embargo uno de los factores que aumenta el riesgo de liquidez en las empresas petroleras es la prohibición de enajenación de sus bienes y equipos sin la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero (ARCH), ya que de acuerdo al artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, al finalizar el contrato la compañía deberá entregar en buen estado y al lugar que la Secretaría de Hidrocarburos determine todos sus equipos, maquinarias, muebles o inmuebles que posea. Por lo que esta medida no es aplicable a la industria.

Por esta razón las empresas arriendan su infraestructura, en los estados financieros no se ha evidenciado la existencia de edificios y también la mayoría de compañías alquilan autos para su uso. Por lo que la mejor forma de mitigar su riesgo de liquidez ha sido mediante la optimización de gastos de servicios que se encuentran tercerizados.

Por lo que no se podría aplicar en el sector esta medida de mitigación.

2. **Renegociación de préstamos:** Las empresas pueden mejorar sus índices de liquidez mediante la disminución del pasivo corriente, por lo que varios préstamos podrían ser renegociados y de esta forma reclasificados al largo plazo. Para la aplicación de esta medida se ha analizado la participación de los préstamos en el pasivo circulante. Únicamente el 11% de las empresas tienen préstamos bancarios al año 2015, lo cual no interferiría de manera significativa en el promedio de liquidez del sector y únicamente el 33% de las empresas que se analizaron tienen préstamos con relacionadas en el año 2015 y 2014.

Por lo que no es factible aplicar en el sector esta medida de mitigación ya que los préstamos tiene baja participación y durante los últimos años la principal

fuente de apalancamiento han sido los proveedores de las empresas, como se constató en el cálculo del ciclo económico neto.

3. Creación de un fondo de efectivo: Otra forma de mejorar la liquidez de la compañía mediante el crecimiento del activo circulante, específicamente en la cuenta de efectivo y equivalentes de efectivo, dentro de la cual se encuentran inversiones temporales, creando un fondo con el 5% de los ingresos mensuales de las compañías.

En la **figura No. 31 y No 32** se puede observar la variación del ratio de liquidez durante el año 2014 y 2015, luego de aplicar la creación del fondo, tomando en cuenta el supuesto de que cada empresa usó para su fondo el 5% del pago de las ventas totales pagadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

Se ha analizado la liquidez de las empresas de dos formas: tomando en cuenta el 100% del activo circulante y analizando únicamente las cuentas libres de riesgo, en este caso exceptuando las cuentas por cobrar al estado que podrían ser recuperadas alrededor del año 2020 en el que el precio del petróleo tiene una estimación de 62 dólares el barril de acuerdo al World Bank o simplemente podrían extinguirse al finalizar el contrato como se indica en el artículo 31 del Reglamento de contabilidad, fiscalización contratos para hidrocarburos.

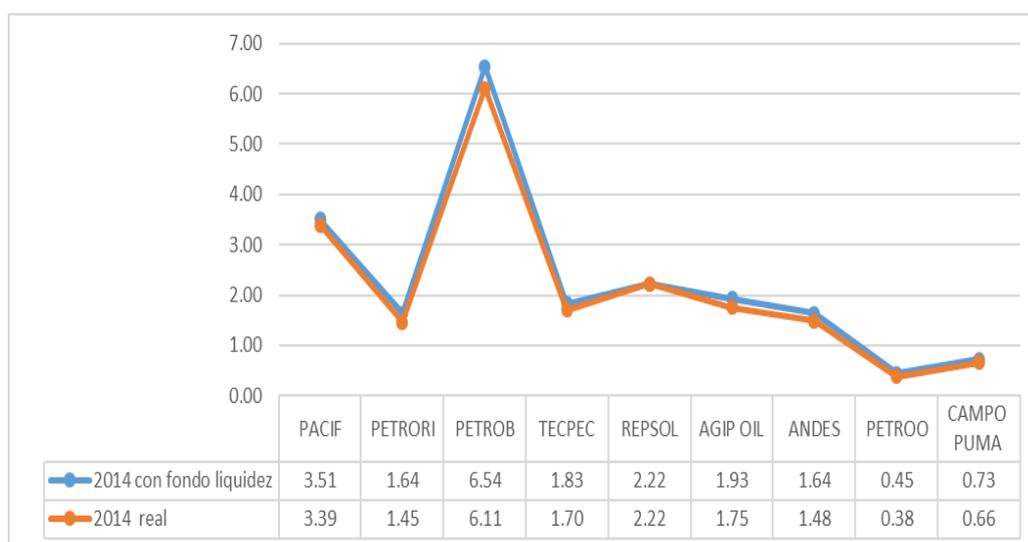
De acuerdo al primer análisis el modelo indica que hubiera existido un crecimiento del 7% y 8% respectivamente en la liquidez promedio de las empresas del sector, realizando una comparación entre los montos que se encontraban en los estados financieros (real) y luego de crear un fondo de liquidez a partir de las ventas como se observa en las figuras **No. 31 y No. 32**

El 100% de las empresas tuvieron un crecimiento de su razón circulante entre un 3% y 18% para el año 2015.



**Figura 31: Razón Circulante con Fondo de Liquidez 2015**

Para el año 2014 el 100% de las empresas tuvieron un crecimiento en su razón circulante que se encontraba entre el 3% y el 15%.



**Figura 32: Razón Circulante con Fondo de Liquidez 2014**

Al aplicar el modelo tomando únicamente las cuentas libres de riesgo tanto para el cálculo del sector de acuerdo a lo establecido en los estados financieros (real) y para el modelo adicionada la creación del fondo de liquidez, se obtuvieron los siguientes resultados en la razón circulante.

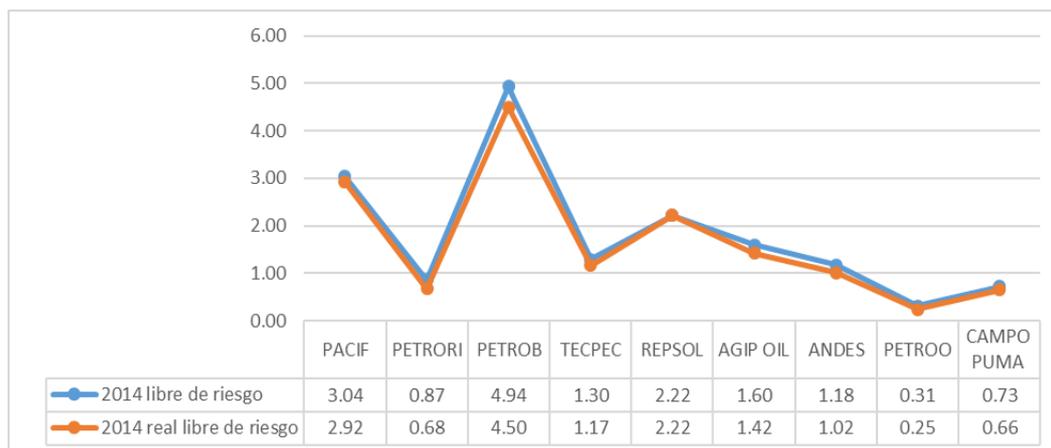
La razón cícante del sector creció en un promedio del 11% para el año 2014 y del 10% para el año 2015 como se observa en las figuras **No 33 y No 34**

El 100% de las empresas tuvieron un crecimiento de su razón cícante entre un % 4y 18% para el año 2015, los ratios que se obtienen en este modelo son menores a los del primero, al ser resultados de la excepción de las cuentas por cobrar al estado cuya participación es alrededor del 43% de las cuentas por cobrar totales



**Figura 33: Razón Cícante con Fondo de Liquidez Libre de Riesgo 2015**

El 100% de las empresas tuvieron un crecimiento de su razón cícante entre un 4% y 21% para el año 2014.



**Figura 34: Razón Circulante con Fondo de Liquidez Libre de Riesgo 2014**

4. **Optimización de Costos y Gastos:** Para mitigar el riesgo de liquidez es necesario disminuir las salidas o retardarlas, en el sector se puede aplicar esta estrategia mediante la disminución y optimización de costos y gastos.

Las empresas petroleras dentro de la disminución de gastos en los últimos años han optado por la rebaja de personal en los relacionado a los gastos administrativos, lo que implica una redistribución de actividades y planificación, sin embargo también implica una deducción significativa de efectivo. Para el 2015 el 44% de las empresas redujo sus gastos administrativos entre el 29% y 64%.

En cuanto a la optimización de costos operativos, una de las alternativas de para mitigar el riesgo de liquidez es reducir costos mediante la renegociación de contratos principalmente en lo que se refiere a la fijación de precios así como a la fijación de plazos más largos para pagar a proveedores, algunos de los costos en los que se puede aplicar esta estrategia son los siguientes:

Gastos Administrativos:

- Optimización de los rubros de gastos de mantenimiento: los mismos que se tercerizan, por lo que pueden ser renegociados a nivel de contrato. Los gastos de mantenimiento se aplican a todas las instalaciones así como a la infraestructura de la maquinaria.

Por lo que adicionalmente se puede aplicar esta estrategia en el mantenimiento de bombas, compresores, generadores, tanques, tuberías, turbinas, motores, transformadores, etc.

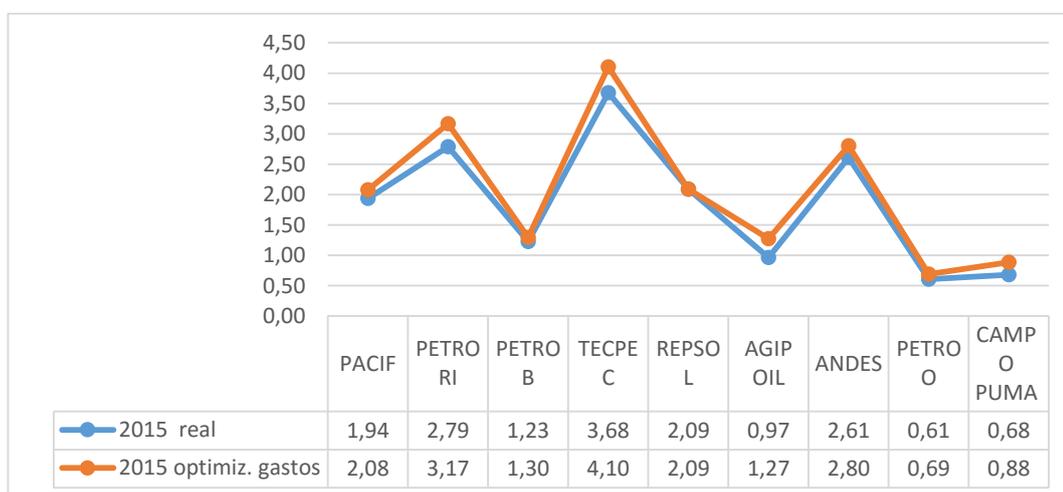
Costos de Producción:

- Reducción de costos en servicios que se dan en los bloques de exploración:  
Se pueden reducir costos servicio de catering y logística
- Optimización y reducción de costos en los contratos de bombes de electrosumergibles y demás tratamientos químicos mediante renegociaciones.

Para la realización del modelo, el supuesto trabajado fue una disminución del 10% en gastos administrativos y del 15% en costos de producción.

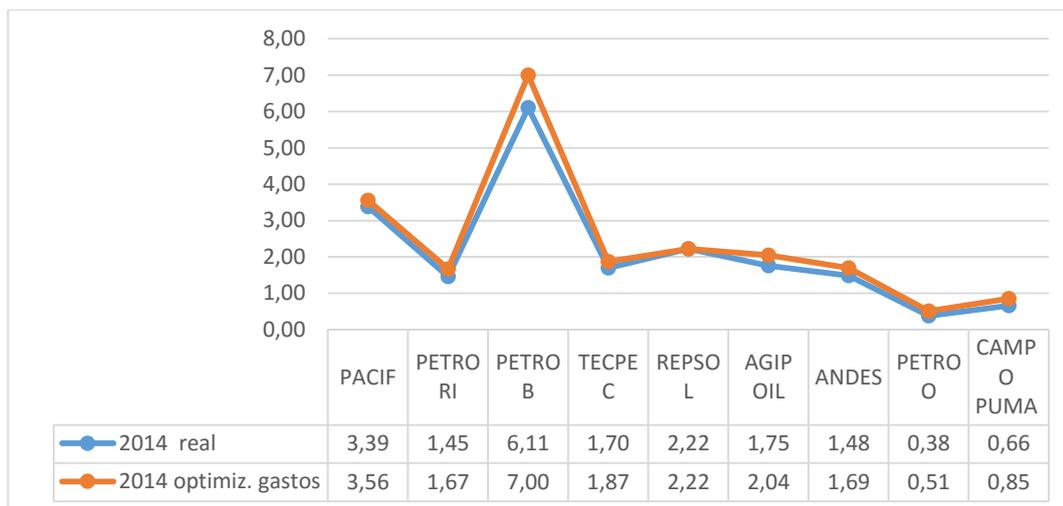
Se obtuvieron los siguientes resultados:

El 89% de las empresas obtuvo un crecimiento entre el 7% y el 24% al año 2015 en su razón circulante como se observa en la figura **No. 35**



**Figura 35: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2015**

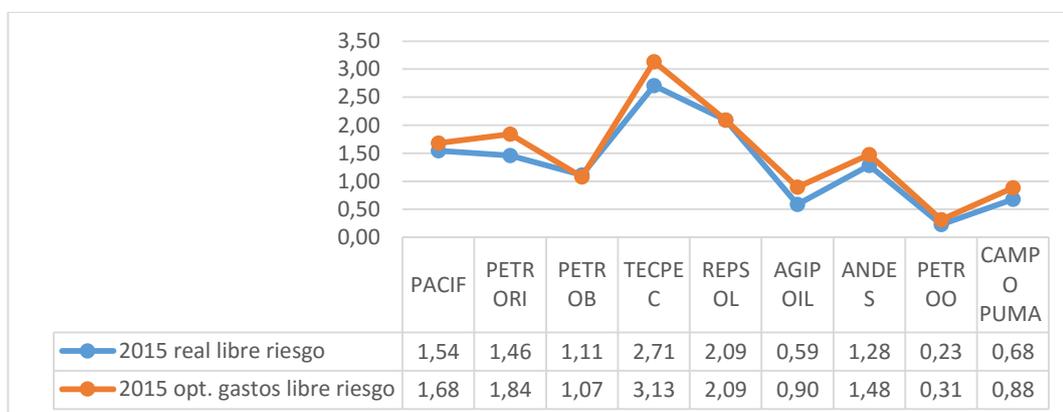
Para el año 2014 el 88% de las empresas del sector crecieron entre el 5% y el 25% en su razón circulante como se observa en la Figura **No. 36**



**Figura 36: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2014**

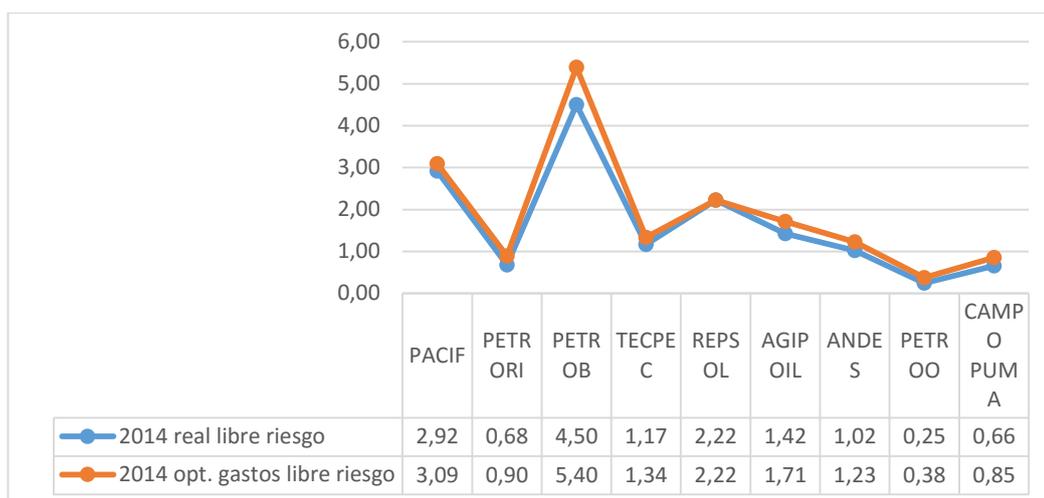
Luego de aplicar el modelo exceptuando las cuentas libres de riesgo y comparando con los datos de los estados financieros a los años correspondientes utilizando las mismas cuentas, se obtuvieron los siguientes resultados:

Para el año 2015 el 78% de las empresas del sector tuvieron un crecimiento del 8% al 34% en su razón circulante.



**Figura 37: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2015 libre de riesgo**

Para el año 2014 el 88% de las empresas del sector tuvieron un crecimiento del 6% al 34% en su razón circulante.



**Figura 38: Razón Circulante con Optimización de Gastos 2014 libre de riesgo**

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES

- El sector petrolero ha tenido gran afluencia desde los años 70 en el Ecuador, siendo una pieza fundamental tanto en la bonanza como en el déficit de nuestros presupuestos por años, representado en los últimos 5 períodos alrededor del 50% de las exportaciones totales. La variación del precio del barril de petróleo a nivel microeconómico depende directamente de su calidad lo que repercute en el castigo del mismo y la disminución en su tarifa. A nivel macroeconómico depende del control que medio Oriente tiene con sus tierras así como de la cantidad de producción que fluye de los países que no pertenecen a la OPEP.
- Mediante la aplicación de ratios financieros se obtuvo que el capital de trabajo del 33% de las empresas objeto de estudio fue negativo para el año 2015 y el 67% de las empresas no logró alcanzar el promedio obtenido para el mismo año y el 44% para el 2014. El 66% de las empresas se apalancó en sus proveedores al 2015 y 2014
- La caída del precio del petróleo tuvo una influencia directa en la generación del riesgo de liquidez, ya que hasta septiembre del año 2014 no se presentaba una acumulación de ingreso disponible en las empresas petroleras y a partir de noviembre, mes en el que el precio del barril de petróleo WTI decreció a 42 dólares, para mantener el precio se disminuye la producción paulatinamente y se inicia con la acumulación de una cuenta por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos, la misma que incide en el activo corriente y por lo tanto en el capital de trabajo y en el cálculo de la razón circulante de una manera significativa. Esta deuda tiene poca probabilidad de ser efectivizadas hasta que el precio del petróleo suba a un mínimo de 70 dólares, adicionalmente el riesgo aumenta al tomar en cuenta que esta deuda tiene la probabilidad de extinguirse al finalizar el contrato como lo establece
- Existe riesgo de liquidez en el sector petrolero ecuatoriano en el 56% y 67% de las empresas durante los años 2015 y 2014 respectivamente, basándonos en que

la razón circulante promedio del sector es de 2 por los riesgos implícitos en la operación del sector así como por el nivel de desembolsos e inversión existente. Como causales de este riesgo principalmente se encuentra: la concentración de las cuentas por cobrar en el activo circulante del 43% y 53% respectivamente para los años 2014 y 2015, tomando en cuenta que la mayor parte de la cartera era para la Secretaría de Hidrocarburos entre el 23% y 43% respectivamente por año, por lo que se dificulta su conversión en efectivo.

## RECOMENDACIONES

- Investigar nuevas tecnologías a nivel nacional que no se encuentren apalancada en recursos no renovables sino en estudio, innovación y convenios internacionales, para de esta manera disminuir la dependencia hacia la industria petrolera.
- Analizar el impacto en la economía de las compañías dedicadas a la explotación y extracción de petróleo , de la cláusula del contrato suscrito que se ampara en el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos que no permite enajenar activos fijos sin la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y del artículo 31 del Reglamento de contabilidad, fiscalización contratos para hidrocarburos que libera a la Secretaría de Hidrocarburos de las deudas originadas a las compañías contratistas luego de que finalice el contrato.
- Optar nuevamente por la creación de fondos de estabilización petrolera a nivel nacional que prevengan a futuro un déficit presupuestario en la economía del país
- Aplicar estrategias para mitigar el riesgo de liquidez basadas en el conocimiento de la industria y su marco legal. Financieramente deben asentarse en la generación de más entradas de efectivo mediante la creación de un fondo de liquidez a partir del ingreso mensual recibido, otra de las estrategias se basa en la demora de salidas de efectivo como el apalancamiento en proveedores para la renegociación de contratos y de esta manera generar una optimización o disminución de costos y gastos.

**BIBLIOGRAFÍA**

Asociación de Supervisores Bancarios de las Américas. (2013). *Implementación de los Estándares de Liquidez de Basilea III en las Américas*. México.

International Bank for Reconstruction and Development / World Bank. (2017). *The World Bank's Commodity Markets Outlook*. Washington.

(05 de Julio de 2006). *Resolución de la Superintendencia de Bancos 306*.

Acosta, A., Gudynas, E., Martínez, E., & Joseph, V. (2009). Dejar el crudo en tierra o la búsqueda del paraíso perdido. Elementos para una propuesta política y económica para la Iniciativa de no explotación del crudo del ITT. *Polis.*, 8(23), 429-452. Recuperado el 26 de Diciembre de 2016, de [http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-65682009000200019&lng=es&tlng=pt](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-65682009000200019&lng=es&tlng=pt).

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2015). *Boletín Estadístico*.

Álvarez, N. d., Chongo, D., & Salazar, Y. (2014). La teoría de la gestión financiera operativa desde la perspectiva marxista. *Economía y Desarrollo*, 151(1), 161 - 173. Recuperado el 26 de Octubre de 2016, de [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0252-85842014000100013&lng=es&tlng=es](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0252-85842014000100013&lng=es&tlng=es)

*América Latina: dependencia y alternativas de desarrollo*. (2014). La Habana: Editorial Universitaria.

- Banco Central del Ecuador. (2016). *Evolución de la Balanza Comercial. Enero - Agosto 2016*.
- Banco de Pagos Internacionales. (2006). *Principios Básicos para una supervisión bancaria eficaz*. Suiza.
- Banco de Pagos Internacionales. (2008). *Principios para la adecuada gestión y supervisión del riesgo de liquidez*. Suiza.
- Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo. (s.f.). *Ecuador: La creación de espacio fiscal para la reducción de la pobreza. Revisión del gasto público y de la gestión fiscal*.
- Bank for International Settlements. (2006). *The management of liquidity risk in financial groups*. Switzerland.
- Baños, E., Pérez, I., & Vásquez, A. (Noviembre de 2011). *Estrategias Financieras para minimizar el riesgo de liquidez en las empresas del municipio de San Salvador, dedicadas a la importación y comercialización de piso cerámico*. (Tesis de Pregrado). Universidad del Salvador. San Salvador.
- Bodie, Z., & Merton, R. (2003). *Finanzas*. México: Pearson Educación.
- Bravo, M. d., Lambretón, V., & Humberto, M. (2007). *Introducción a las Finanzas*. México: Pearson Educación.
- Corona, L. (2002). *Contabilidad Básica II. Sistema Universidad Abierta*.
- Cueva, S., & Ortiz, M. (2013). *Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Ecuador*. Banco Interamericano de Desarrollo.

- El Comercio. (23 de Mayo de 2014). Ecuador da licencia ambiental para explaotar petróleo en el Yasuní. *El Comercio*. Recuperado el 26 de Diciembre de 2016, de <http://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-licencia-ambiental-explotar-yasuni.html>
- FEDESARROLLO. Centro de Investigación Económica y Social. (2015). *Informe de Coyuntura Petrolera* . Colombia: La Imprenta Editores S.A.
- Grupo Spurrier - Análisis Semanal. (2015). *Bajo Precio Deprime Producción*. Guayaquil.
- Ibarra, A. (2009). *Desarrollo del Análisis Factorial Multivariable Aplicado al Análisis Financiero Actual*. Colombia.
- Jarrín, V. A., & Salgado, M. F. (2007). *Apuntes de Economía No. 53. Análisis de los fondos petroleros en el Ecuador* .
- Kicillof, A. (2010). *Siete lecciones de historia del pensamiento económico: un análisis de los textos originales*. Buenos Aires: Eudeba. Recuperado el 22 de Noviembre de 2016
- (2015). *Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno - LORTI*.
- (2010). *Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno*. Registro Oficial No. 244.
- López-Cálix, J., & Melo, A. (2005). *Creación de Espacio Fiscal para reducir la pobreza: Revisión del Gasto Público de Ecuador*. Washington: Inter-American Development Bank. Recuperado el 2016 de Diciembre de 2016
- Manual de Auditoría Petróleo y Gas . (s.f.).

Mateo, J. P., & García, S. (2014). El Sector Petrolero en Ecuador 2000 - 2010.

*Revista Problemas de Desarrollo*, 177 (45).

Mena Erazo, P. (s.f.). Ecuador: China, inversionista clave en el sector petrolero. *BBC*

*Mundo*. Recuperado el 2016 de 01 de 08, de

[http://www.bbc.com/mundo/noticias/2010/12/101203\\_ecuador\\_petroleo\\_economia\\_china\\_contratos\\_renegociacion\\_fp.shtml](http://www.bbc.com/mundo/noticias/2010/12/101203_ecuador_petroleo_economia_china_contratos_renegociacion_fp.shtml)

Ministerio de Hidrocarburos. (2015). *La inversión en el sector petrolero garantiza*

*sostenibilidad de ingresos para el Estado*. Obtenido de

<http://www.hidrocarburos.gob.ec/la-inversion-en-el-sector-petrolero-garantiza-sostenibilidad-de-ingresos-para-el-estado/>

Ministerio de Hidrocarburos. (2015). *Video Institucional del Ministerior de*

*Hidrocarburos*. Obtenido de

<https://www.youtube.com/watch?v=uWTCj6eqlpA>

Mirre Gavalda, J. (2012). *El timo del fin del petróleo: tenemos petróleo de sobra*

*hasta el final del siglo XXI*. Madrid: Bubok Publishing S.L. Recuperado el 09

de Diciembre de 2016

Montero, C. (s.f.). *Modelos Prácticos de Administración de Riesgos*. ISEF.

Recuperado el 28 de Octubre de 2016, de

<https://books.google.com.ec/books?id=KH32DAAAQBAJ&pg=PT91&dq=riesgo+de+liquidez+concepto&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwi5zOvtzf3PAhWPdSYKHbTjDsEQ6AEIHzAB#v=onepage&q=riesgo%20de%20liquidez%20concepto&f=false>

- Nussbaum, B. (1984). *El mundo tras la era del petróleo, los nuevos ejes del poder y riqueza*. España: Editorial Planeta.
- OECD. (2008). *Benchmark Definition of Foreign Direct Investment*. Recuperado el 28 de Octubre de 2016, de <http://www.oecd.org/daf/inv/investmentstatisticsandanalysis/40193734.pdf>
- Peláez, A. A., & Muñoz, F. C. (2015). *Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe. Estudios de las causas y las consecuencias de la caída del precio del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Pérez Barbeito, J. (2014). *Finanzas Internacionales: cómo gestionar los riesgos financieros internacionales*. Santiago de Chile: Universidad Santiago de Chile. Recuperado el 10 de Noviembre de 2016
- Pilar, M., Gracia, M. C., Tagüez, M., & Merigió, J. M. (2008). *Guía Práctica de Economía de la Empresa I: Empresa y Entorno (Teoría y Ejercicios)*. España: Universidad de Barcelona. Recuperado el 2016 de Octubre de 29, de <https://books.google.com.ec/books?id=BvcyWfDLCY4C&pg=PA71&dq=inversi%C3%B3n+definicion&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwi2ncnWtIDQAhUG4SYKHRH5C40Q6AEIVjAI#v=onepage&q=inversi%C3%B3n%20definicion&f=false>
- PricewaterhouseCoopers LLP. (2004). *Enterprise Risk Management - Integrated Framework*. Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

- Puente, L., & Clemente, A. (Diciembre de 2001). *Choques externos y volatilidad en Venezuela*. Corporación Andina del Fomento. Obtenido de [http://www.cid.harvard.edu/archive/andes/documents/workingpapers/vulnerability/choques\\_externos\\_volatilidad\\_venezuela.pdf](http://www.cid.harvard.edu/archive/andes/documents/workingpapers/vulnerability/choques_externos_volatilidad_venezuela.pdf)
- Quintana, M., Pascual, M., & Gallego, A. (2006). La construcción en castilla y león en el periodo 2002-2004. *Pecunia*, 95 - 140. Obtenido de <http://search.proquest.com/docview/1369839546?accountid=34102>
- Reglamento Contabilidad Fiscalización Contratos Para Hidrocarburos. (s.f.).
- Rodríguez, L. (2012). *Análisis de Estados Financieros. Un enfoque en la toma de decisiones*. México: McGraw - Hill / Interamericana.
- Rosales, E. (19 de Enero de 2015). ¿Y los fondos petroleros? *El Universo*. Obtenido de <http://www.eluniverso.com/opinion/2015/01/19/nota/4456781/fondos-petroleros>
- Sánchez, X., & Millán, J. (2012). Medición del Riesgo de Liquidez. Una aplicación en el sector cooperativo. 94.
- Schneider, E. (1970). *Teoría Económica*. Madrid: Ediciones Aguilar.
- Servicio de Rentas Internas. (2005). *Resolución No. NACDGER 2005-0437*. Registro oficial 110.
- Tarapuez, E., Zapata, J., & Agreda, E. (2008). Knight y sus aportes a la teoría del emprendedor. *Estudios Gerenciales*.
- Vázquez, L., & Saltos, N. (2013). *Ecuador y su Realidad*. Quito: Fundación José Peralta.

Villalba Andrade, M. (2011). *Instituciones y desempeño económico: El sector energético ecuatoriano 1990 - 2006*. Quito: Ediciones Abya - Yala. Recuperado el 11 de Noviembre de 2016

Villavicencio, F. (2013). *Ecuador made in China*. Quito.

Wild, J., Subramanyam, K., & Halsey, R. (2007). *Análisis de Estados Financieros*. México: McGraw - Hill / Interamericana Editores.

William, B., Coüet, B., Lamb, F., & Rose, P. (s.f.). *Riesgos Medidos*. Recuperado el 2016 de Octubre de 24, de [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish00/win00/p20\\_35.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/win00/p20_35.pdf)