

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS
UNIDAD DE TITULACIÓN**

**ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES FACTORES TÉCNICO –
FINANCIEROS DEL MODELO VIGENTE DEL CONTRATO DE
PRESTACIÓN DE SERVICIOS ESPECÍFICOS PARA UN CAMPO
MADURO DE LA REGIÓN AMAZÓNICA DEL ECUADOR DURANTE
LA VIGENCIA DEL CONTRATO 2014-2029.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN GERENCIA EMPRESARIAL, MBA**

LORENA MORAYMA JIMÉNEZ RUALES

lorena.jimenezr@gmal.com

DIEGO FERNANDO PAREDES PATÍN

diefherpa@gmail.com

Director: Ing. Alex Vicente Dávila Frías

alex.davila@epn.edu.ec

2017

DECLARACIÓN

Nosotros, Lorena Morayma Jiménez Ruales y Diego Fernando Paredes Patín, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Lorena Morayma Jiménez Ruales

Diego Fernando Paredes Patín

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Lorena Morayma Jiménez Ruales y Diego Fernando Paredes Patín, bajo mi supervisión.

Ing. Alex Vicente Dávila Frías.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos a MSc. Celio Vega, quien compartió sus conocimientos con nosotros y nos apoyó durante la elaboración de este trabajo.

Lorena Jiménez

Este punto siempre es el más complicado de este tipo de trabajos. El orden no implica importancia ya que considero que todas las personas que serán nombradas a continuación tienen su peso y participación para que este trabajo haya salido adelante.

Agradezco a Patricia, Emilia y Alicia por estar ahí siempre y soportarme en las buenas y en las malas.

Agradezco a MSc. Celio Vega por toda la guía, el apoyo sincero y desinteresado brindado para la realización de este trabajo.

Agradezco a mi compañera Lorena Morayma de igual manera por la guía y el empuje sobre todo al final de esta jornada.

Diego Paredes.

DEDICATORIA

A la memoria de mi madre, **Mercedes A. Ruales.**

Lorena.

Dedico este trabajo a todas las personas especiales que forman parte de mi vida.

Diego.

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	iii
LISTA DE ANEXOS	iv
RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.2 FORMULACION Y SISTEMATIZACION DEL PROBLEMA.....	6
1.2.1 FORMULACIÓN	6
1.2.2 SISTEMATIZACIÓN	6
1.3 OBJETIVOS	7
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	7
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	7
1.4 JUSTIFICACION	7
2 MARCO TEÓRICO	10
2.1 SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR PETROLERO ECUATORIANO.....	10
2.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA DEL PAÍS Y PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA	17
2.3 EL CONTRATO ECUATORIANO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS ESPECÍFICOS PARA UN CAMPO MADURO	19
2.3.1 ASPECTOS TÉCNICOS.....	19
2.3.2 ASPECTOS ECONÓMICOS	22
2.3.3 ASPECTOS LEGALES.....	25
2.3.4 ASPECTOS AMBIENTALES	27
2.4 MODELO FINANCIERO DEL CONTRATO	28
2.4.1 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL MODELO	28
3 METODOLOGÍA.....	33

3.1	APLICACIÓN DEL CONTRATO AL CAMPO LAGO AGRIO DE LA REGION AMAZÓNICA	33
3.2	DESCRIPCION DEL CAMPO	34
3.3	INFORMACIÓN UTILIZADA E HIPÓTESIS ASUMIDAS PARA EL ESTUDIO.	38
3.4	PARÁMETROS TÉCNICOS	39
3.4.1	RESERVAS PRIMARIAS DE PETRÓLEO	39
3.4.2	CURVA BASE (REFERENCIAL) DE PRODUCCIÓN	42
3.4.3	PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS	47
3.4.4	CAPACIDADES INSTALADAS DE LAS FACILIDADES DEL CAMPO EN PROCESAMIENTO DE FLUIDOS, REINYECCIÓN DE AGUA, EVACUACIÓN DE CRUDO, GENERACIÓN ELÉCTRICA, ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA, REQUERIMIENTOS DE ESTAS CAPACIDADES	51
3.5	PARÁMETROS ECONÓMICOS	52
3.5.1	PRECIO DEL PETRÓLEO	52
3.5.2	INVERSIONES	55
3.5.3	COSTOS DE OPERACIÓN	57
3.5.4	GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	59
3.5.5	INVERSIONES DEL PROYECTO PILOTO EOR	60
3.6	FLUJO DE CAJA PARA LA COMPAÑÍA CONTRATISTA	62
3.6.1	AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES	62
3.6.2	INGRESOS	63
3.6.3	IMPUESTOS	64
3.6.4	CAPITAL DE TRABAJO	66
3.6.5	FLUJO NETO DE CAJA	66
3.7	RENTA PETROLERA	68
3.7.1	INGRESOS	69
3.7.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y TRANSPORTE	70
3.7.3	PAGO DE LA TARIFA	72
3.7.4	FLUJO NETO DE CAJA PARA EL PAÍS	73
3.7.5	DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA	74
3.8	ESTIMADORES FINANCIEROS PARA LA CONTRATISTA	75
3.8.1	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	75
3.8.2	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	76
3.8.3	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	76
3.9	ESTIMADORES FINANCIEROS PARA EL PAÍS	76
3.9.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	76
3.10	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	77
3.10.1	SENSIBILIDAD A LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL	77
3.10.2	SENSIBILIDAD AL PRECIO	80
3.10.3	SENSIBILIDAD A LAS INVERSIONES	82
3.10.4	SENSIBILIDAD AL COSTO DE OPERACIÓN	84
3.11	ANÁLISIS DE RESULTADOS	86

4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
4.1	CONCLUSIONES.....	94
4.1.1	94
4.1.2	94
4.1.3	95
4.1.4	96
4.2	RECOMENDACIONES.....	96
4.2.1	96
4.2.2	97
4.2.3	97
4.2.4	97
	REFERENCIAS	98
	ANEXOS	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Variación del precio del petróleo de la OPEP desde 2003 hasta 2015.	12
Figura 2 -	Precio diario barril de petróleo WTI – Oriente – Napo	14
Figura 3 -	Producción total anual de petróleo MMBLS desde el año 2000 hasta 2015.	15
Figura 4 -	Producción Nacional de Petróleo.....	18
Figura 5 -	Mapa Base de los Campos Maduros.....	35
Figura 6 -	Mapa Estructural Campo Lago Agrio a nivel de Hollín.....	37
Figura 7 -	Producción de petróleo de la cuenca Oriente desde 1972 hasta 2019	43
Figura 8 -	Curva de producción histórica del Campo Lago Agrio, comprendida desde 1972 hasta 2029, producción de petróleo y agua.....	45
Figura 9 -	Curva Base Contractual de la producción de petróleo Campo Lago Agrio.	46
Figura 10 -	Curva base contractual de la producción de petróleo Campo Lago Agrio, curva total de producción y curva base real.....	50
Figura 11 -	Variación del precio del petróleo WTI, Brent desde 1982 hasta 2015.	53
Figura 12 -	Variación del precio del petróleo ecuatoriano desde enero de 2014 y septiembre 2015.....	54
Figura 13 -	Inversiones correspondientes a las actividades de optimización.....	57
Figura 14 -	Gastos administrativos correspondientes a las actividades de optimización...	60
Figura 15 -	Inversiones de las Actividades de Recuperación Mejorada de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	62
Figura 16 -	Amortizaciones del Flujo de Caja del Modelo Económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	63
Figura 17 -	Ingresos del flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	64
Figura 18 -	Impuestos del flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	65
Figura 19 -	Flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	67
Figura 20 -	Distribución de las variables que forman el flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio. ...	68
Figura 21 -	Exportación proveniente del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	69
Figura 22 -	Distribución de los costos operativos del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	70

Figura 23 -	Flujo de caja país del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	71
Figura 24 -	Flujo de caja país del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	73
Figura 25 -	Distribución de la renta petrolera del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio para el precio de 50\$/barril ..	75
Figura 26 -	Sensibilidad de la producción de petróleo incremental de pozos nuevos del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	78
Figura 27 -	Sensibilidad de la producción de petróleo incremental de pozos rehabilitados del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	80
Figura 28 -	Sensibilidad a variación de precio de petróleo del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	81
Figura 29 -	Sensibilidad a variación de inversiones del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	82
Figura 30 -	Sensibilidad a variación de gastos de operación del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	84
Figura 31 -	Sensibilidad a la producción incremental. Figura a) de la izquierda: indica producción incremental de los 8 pozos nuevos + caso base. Figura b) de la derecha, producción incremental de 8 pozos rehabilitados + caso base.	88
Figura 32 -	Sensibilidad al precio del petróleo, utilidad país y utilidad compañía en porcentaje del modelo económico del Campo Lago Agrio.	89
Figura 33 -	Sensibilidad a la producción incremental del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	90
Figura 34 -	Sensibilidad al precio del petróleo, utilidad país y utilidad compañía del modelo económico del Campo Lago Agrio.	91
Figura 35 -	Sensibilidad a las inversiones del modelo económico del Campo Lago Agrio.	92
Figura 36 -	Sensibilidad a los costos de operación modelo económico del Campo Lago Agrio.	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 -	Precios del petróleo año 2015	13
Tabla 2 -	Tabla de Actividades de Optimización de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	39
Tabla 3 -	Reservas Estimadas del Campo Lago Agrio año 2013	41
Tabla 4 -	Reservas Estimadas del Campo Lago Agrio año 2014.....	41
Tabla 5 -	Curva Base de producción de petróleo, factor de agua y yacimiento del Campo Lago Agrio	47
Tabla 6 -	Programa de perforación de pozos de acuerdo al plan de actividades.....	48
Tabla 7 -	Programa de rehabilitación de pozos de acuerdo al plan de actividades	49
Tabla 8 -	Tabla de Inversiones de las Actividades de Optimización de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	56
Tabla 9 -	Tabla de Inversiones de las Actividades de Recuperación Mejorada de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.	61
Tabla 10 -	Tabla de distribución de la renta petrolera del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.....	74

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A - Resumen de Producción _ Inversiones	102
ANEXO B - Flujo de caja detallado por año y por mes.	105
ANEXO C - Resumen flujo de caja por año.....	113
ANEXO D - Costos de producción y operación por mes	114
ANEXO E - Flujo de caja para el país y distribución de la renta petrolera.....	117
ANEXO F - Análisis de Sensibilidad.....	118
ANEXO G - Archivo de salida del programa.	122

RESUMEN

El estado ecuatoriano con el afán de atraer inversión en la industria petrolera para operar y desarrollar los campos maduros ha considerado la opción de contrato de servicios específicos.

El objetivo de la tesis es analizar los principales factores técnicos y financieros del modelo de contrato vigente de prestación de servicios específicos integrados con financiamiento para un campo maduro de la región amazónica del Ecuador, y determinar cuáles son las ventajas y desventajas que se producen tanto para el Estado como para la empresa privada.

Este documento describe el marco en el cual se realizó el análisis de los factores técnico-financieros que influyen en el modelo económico del contrato petrolero del campo maduro Lago Agrio, y a la vez evaluar los beneficios económicos para el país, saber si las decisiones tomadas o las condiciones del contrato de servicios específicos de campos maduros fueron las más acertadas.

El análisis de sensibilidad de los factores técnico financiero del modelo del contrato de servicios específicos para el campo maduro Lago Agrio, se realizó con la combinación de variables como: 1) producción incremental, 2) precio del petróleo, 3) inversiones, 4) costos operativos.

El precio del petróleo y la producción incremental de petróleo del campo maduro, influyen en la rentabilidad y renta petrolera del proyecto, la utilidad para el país está enfocada directamente con los precios altos del petróleo.

Palabras clave: renta petrolera, factores técnicos, factores financieros, modelo económico, contrato de servicios específicos, precio de petróleo.

ABSTRACT

The Ecuadorian state in an effort to attract investment in the oil industry to operate and develop mature fields has considered the specific services contract option.

The goal of the thesis is to analyze the current technical and financial model contract for the provision of specific integrated services for a mature field in the Amazon region of Ecuador. To define the advantages and disadvantages that occur for both, the state and private enterprise.

This document describes the framework in which the analysis of the technical and financial factors that influence the economic model of the oil contract mature field Lago Agrio. It shows the economic benefits for the country, whether the decisions made for mature fields were the most successful.

Sensitivity analysis of financial and technical factors of the Lago Agrio mature field model specific services contract, it was conducted with the combination of variables such as: 1) incremental production, 2) oil prices, 3) investments, 4) costs operating.

The oil price and the incremental oil production of mature field influence in the oil revenues and profitability of the project, the utility for the country is focused directly with high oil prices.

Keywords: oil revenues, technical factors, financial factors, economic model, specific services contract, oil price.

1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se refiere al análisis de los factores técnico-financieros del modelo de contratación de prestación de servicios específicos para un campo maduro de la región amazónica ecuatoriana.

Basado en la reforma de la Ley Ecuatoriana de Hidrocarburos de julio de 2010, el Ecuador adoptó a una nueva forma de contratación petrolera; la misma que se formaliza a través de la constitución de: Contratos para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de la contratista, para la ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración de un campo específico de la región Amazónica Ecuatoriana.

La característica de este tipo de contrato consiste en que las empresas privadas prestadoras de servicios otorgan servicios específicos integrados con financiamiento, siendo el operador de los campos la empresa pública PETROAMAZONAS EP; la contratista se compromete a realizar un plan de actividades dentro de los primeros cinco años que tiene como objeto principal incrementar la producción (llamada producción optimizada) sobre la curva base de producción del campo maduro.

Actualmente existe una problemática con estos contratos y las causas son las siguientes: el precio del petróleo, la producción incremental de petróleo del campo maduro, y cómo influye el cambio de estas variables en el modelo financiero vigente utilizado en este tipo de contrato de servicios petroleros.

Esta investigación se realizó con el interés de conocer como los factores técnico-financieros influyen en el modelo de contrato petrolero y evaluar los beneficios económicos para el país, saber si las decisiones tomadas o las condiciones del contrato de servicios específicos de campos maduros fueron las más acertadas.

La metodología empleada en este estudio es de tipo exploratorio y descriptivo; ya que surge la necesidad de reconocer la verdad de los hechos, es decir, conocer la realidad y los eventos que se suscitan para entender los factores de contratación y su incidencia en la capacidad financiera de las empresas a participar en el proceso.

Con la información general que se obtuvo para la construcción del marco teórico se pudo determinar que las negociaciones de los contratos de servicios específicos para campos maduros en Ecuador darán lugar a una serie de cambios económicos tanto para el estado como para las compañías privadas prestadoras de servicios, por tal razón se realizó el análisis financiero y técnico de estos parámetros lo que permitió lograr el mejor entendimiento de la situación petrolera del Ecuador.

Los objetivos de este estudio son:

- a) Analizar la interacción entre factores técnicos y financieros del modelo de contrato de servicios específicos para el campo maduro en Ecuador durante el periodo de vigencia del contrato.
- b) Realizar el análisis de sensibilidad utilizando el modelo del contrato de servicios específicos.
- c) Determinar la influencia del factor financiero precio del petróleo en la explotación de campos maduros, en cuanto a inversión y rentabilidad.

El estudio comprende cuatro capítulos, los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

Capítulo 1.- Comprende el planteamiento del problema, formulación y sistematización del problema y objetivos.

Capítulo 2.- El marco teórico, el cual describe la situación actual del sector petrolero, el contrato petrolero de prestación de servicios específicos para un campo maduro, aspectos técnicos, económicos, legales y ambientales, y descripción del modelo financiero del contrato.

Capítulo 3.- Describe la metodología aplicada en el estudio, evaluación de los parámetros técnicos, parámetros económicos, estimadores financieros para la contratista y estimadores financieros para el país, análisis de sensibilidad de factores técnicos y financieros, análisis de resultados.

Capítulo 4.- Describe las conclusiones y recomendaciones.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción petrolera es la base de la economía del país, razón por la cual el estado ecuatoriano ha realizado la gestión positiva al incrementar tanto la producción de petróleo como las inversiones petroleras a través de los contratos de prestación de servicios para campos maduros entre las empresas privadas y la empresa pública. El gobierno ecuatoriano actualmente mantiene vigente diecisiete contratos de prestación de servicios para campos maduros con seis petroleras privadas que fueron suscritos en el proceso de negociación de octubre del 2014, mediante los cuales el estado ecuatoriano tiene proyectado captar inversiones por un valor de 2.120 millones de dólares para incrementar la producción y poner en marcha proyectos pilotos de recuperación mejorada de petróleo.

Los contratos de servicios específicos con las empresas petroleras privadas han comenzado a presentar problemas, especialmente aquellos que presentan tarifas sobre los \$30 por barril debido a que los precios del petróleo han bajado con respecto al precio vigente en el momento la suscripción del contrato por lo que el Estado estaría ya participando de un monto menor en la renta petrolera e incluso, podría comenzar a acumular deudas con ellas, es por eso que las empresas contratistas y el Estado ecuatoriano se verían obligados a realizar el análisis, ajustes y estrategias que mitiguen este inconveniente. (Araujo, La caída del precio del petróleo opacó el record de producción, 2015). Esto se traduciría en la renegociación de estos contratos.

Como antecedente se tiene que la reforma a la Ley Ecuatoriana de Hidrocarburos en julio de 2010, dio paso a la negociación de los contratos con las operadoras privadas que tenían contratos con el Estado con el objetivo de diversificar la exploración y explotación petrolera, pasando de la modalidad de contratos de participación de producción hacia un modelo único de contrato de prestación de servicios con personas jurídicas previa y debidamente calificadas. Empresas, nacionales o extranjeras que prestan servicios de exploración y explotación hidrocarburífera, invierten los capitales y utilizan los equipos, la maquinaria y la

tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

El riesgo de este tipo de negocio para la contratista radica principalmente en que no pueda lograr un incremento de la producción que justifique la inversión, lo cual puede deberse a las siguientes razones: a) la curva base de producción (contractual) este sobreestimada al momento de la negociación. b) los pozos intervenidos o perforados por la contratista presenten resultados pobres y c) la empresa estatal no maneje las operaciones con eficiencia.

En lo que tiene que ver con el precio del petróleo, este va a impactar directamente en la economía del Estado, y los precios bajos de venta de petróleo afectarán indirectamente en la economía de la empresa contratista ya que probablemente el gobierno podría optar por renegociar tarifas más bajas y en el peor de los casos podría contemplar la opción de dar por terminado el contrato. (Araujo, La caída del precio del petróleo opacó el record de producción, 2015).

El análisis de los principales factores técnico-financieros del modelo de contratación de prestación de servicios específicos es importante ya que la inversión, la tecnología aplicada, la disponibilidad de crudo para la refinación local y los ingresos generados tienen un impacto en la economía nacional.

En el sector petrolero ecuatoriano esta modalidad de contratación es una nueva forma de negocio y es por ello que se debe conocer cómo funciona el mismo, ya que en el negocio petrolero intervienen factores de tipo técnico y financiero, siendo importante determinar cuáles son los factores que más impactan en la economía de la contratista y en el Estado, y a la vez determinar también las ventajas y desventajas de las partes que interviene en esta modalidad de contrato.

La modalidad de contrato bajo el cual trabajarán las empresas contratistas es de prestación de servicios específicos integrados con financiamiento, siendo el operador de los campos la empresa pública PETROAMAZONAS EP. El riesgo de

las inversiones será exclusivo de las empresas contratistas. La contratista se compromete a realizar un plan de actividades dentro de los primeros cinco años que tiene como objeto principal incrementar la producción (llamada producción optimizada) sobre la curva base de producción del campo. Adicionalmente en ese mismo periodo la contratista se comprometen a desarrollar proyectos pilotos de recuperación mejorada de petróleo. (Chuchuca F. E., 2011)

1.2 FORMULACION Y SISTEMATIZACION DEL PROBLEMA

1.2.1 FORMULACIÓN

¿Cómo permitirá el análisis de los principales factores técnicos y financieros del modelo de contratación por servicios específicos determinar la situación financiera y los riesgos implícitos en estos contratos, y a la vez realizar predicciones sobre el comportamiento de las variables lo que ayudaría en la toma de decisiones convenientes tanto para el Estado como para la empresa privada en orden de salvaguardar sus intereses?

1.2.2 SISTEMATIZACIÓN

- ¿Cuál es la interacción entre los factores técnicos y financieros del modelo de contrato de servicios específicos para un campo maduro en Ecuador durante el periodo de vigencia del contrato?
- ¿Cómo realizar el análisis de sensibilidad utilizando el modelo del contrato de servicios específicos?
- ¿Cuál es la influencia del precio del petróleo en la explotación de campos maduros, en cuanto a inversión y rentabilidad?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar los principales factores técnicos y financieros del modelo de contrato vigente de prestación de servicios específicos integrados con financiamiento para un campo maduro de la región amazónica del Ecuador, y determinar cuáles son las ventajas y desventajas que se producen tanto para el Estado como para la Empresa Privada.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

1.3.2.1 Analizar la interacción entre factores técnicos y financieros del modelo de contrato de servicios específicos para el campo maduro en Ecuador durante el periodo de vigencia del contrato.

1.3.2.2 Realizar el análisis de sensibilidad utilizando el modelo del contrato de servicios específicos.

1.3.2.3 Determinar la influencia del factor financiero precio del petróleo en la explotación de campos maduros, en cuanto a inversión y rentabilidad.

1.4 JUSTIFICACION

El análisis de los principales factores técnico - financieros en el contrato de prestación de servicios es importante porque nos permitirá evaluar los beneficios económicos para el país, saber si las decisiones tomadas o las condiciones del contrato de servicios específicos de campos maduros fueron las más acertadas. Además, se establecerán las ventajas y desventajas tanto para el Estado Ecuatoriano como para la Empresa Prestadora de Servicios Específicos y se propondrá soluciones alternativas que eventualmente minimicen los inconvenientes que se podrían encontrar en el modelo actualmente vigente. Ecuador recibirá alrededor de US\$ 2100 millones en inversiones por la

suscripción de contratos por prestación de servicios de 17 campos maduros que establecen el pago de una tarifa fija por cada barril de petróleo incremental producido. La empresa pública PETROAMAZONAS EP firmó los contratos a fines de 2014 con empresas estatales y privadas de Francia, EE.UU, Argentina, China, Colombia y Ecuador, agrupadas en 5 consorcios. (Granja, 2014).

La inversión, tecnología aplicada, disponibilidad de crudo para la refinación local, y los ingresos generados por el petróleo tienen un gran impacto en la economía nacional, debido a que el presupuesto económico del estado ecuatoriano está basado principalmente en los ingresos petroleros. Además, el crecimiento económico estimado promedio de 4,65% para el período 2014-2017 está sostenido en un modelo petrolero estatal. Sin embargo, el Banco Mundial en su emisión Ecuador: Panorama General indica que los desafíos para la sostenibilidad del crecimiento económico del país están vinculados a la alta dependencia de la economía del sector petrolero. La caída significativa del precio del petróleo en los últimos meses y la apreciación del dólar han afectado seriamente a la balanza comercial y la financiación de la inversión pública (Banco Mundial, 2015), lo cual se considera ya un desfase de la planificación realizada y es sujeto de análisis.

Por otro lado, se debe considerar que la situación petrolera actual del país en la que implica que los esfuerzos técnicos y económicos en un futuro deberán orientarse a la incorporación de nuevas reservas y a la optimización de la producción de los campos maduros¹. Actualmente la producción petrolera estatal en los campos ecuatorianos está declinando principalmente debido a la falta de inversión y a la falta de aplicación de nuevas tecnologías de producción petrolera.

La revitalización de los campos maduros tiene como objetivo incrementar las reservas y producción de petróleo y gas de campos previamente descubiertos. Estos campos en la mayoría de los casos tienen un prolongado historial de producción; sin embargo, estos campos aun disponen de oportunidades para

¹ Campo maduro es el campo petrolero que ha alcanzado su pico máximo de producción y empieza su etapa de declinación.

incrementar tanto la producción como las reservas. (Vaca, 2009). La revitalización de un campo maduro implica el aprovechamiento de recursos existentes para maximizar el retorno sobre la inversión de un proyecto de explotación.

Según (Córdoba M., 2010) la mayoría de los campos maduros presentan tres características fundamentales que promueven la búsqueda de oportunidades para su revitalización: 1) Infraestructura y recursos humanos existentes, 2) Información, estudios técnicos disponibles y 3) Oportunidades nuevas y desaprovechadas para incrementar sus reservas.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR PETROLERO ECUATORIANO

Según el artículo realizado por María de la Paz Vega y publicado en la revista Gestión 190, en materia petrolera el Ecuador se ha dedicado únicamente a explotar petróleo de los campos con reservas probadas, es decir no ha sido necesario el utilizar una mayor tecnología que la que se ha venido usando en estos últimos 40 años para extraer el petróleo, de esta manera se ha venido absorbiendo la rentabilidad de los campos petroleros. Así la vida de un pozo con esta modalidad de actividad tiene una vida útil para explotación de alrededor de 20 años, luego de lo cual se requiere utilizar tecnologías diferentes para lograr extraer el crudo, mismas que han sido aplicadas en países como México, Venezuela, Colombia y Argentina.

La razón por la cual en el Ecuador se implementó el contrato de campos maduros para la extracción petrolera es la necesidad del gobierno de incrementar la producción de petróleo y de contar en el menor tiempo posible con recursos económicos. (Guaranda, 2011). Petroamazonas EP en el 2013 publicó el plan estratégico para el periodo 2014 - 2017, en el cual se establecen los lineamientos generales para incrementar la producción petrolera a través de los contratos de servicios específicos. (Petroamazonas EP, 2013).

En el 2012, se firmaron los dos primeros contratos de servicios específicos con dos consorcios formados por empresas nacionales y extranjeras para la exploración y explotación de los campos maduros. El plazo de estos contratos es de 15 años, con una prórroga opcional de 5 años.

La implementación de este tipo de contrato obedece a la necesidad de incrementar la producción de petróleo; sin embargo, debido a la disminución importante del precio del petróleo este objetivo puede verse seriamente

amenazado. Pues, hasta hace unos años las proyecciones de los precios altos del petróleo eran bastante optimistas; sin embargo desde mayo del 2014, el precio del petróleo empezó a caer.

Según la publicación del diario El Universo realizada el 9 de abril de 2015: “los precios del petróleo en los mercados internacionales han caído constantemente desde mediados de 2014” (Reuters, 2015).

Según Mariano Marzo (Marzo, 2015) en su informe El desplome_2014-2015 de los precios del crudo: causas y previsiones a corto plazo identifica cuatro razones para la caída del precio del petróleo a nivel mundial para el periodo 2014- 2015:

- a) El exceso de oferta en un momento de debilitamiento de la demanda. De acuerdo a Energy Information Administration², la misma que calcula que los inventarios de crudo a nivel mundial de los países de la OPEP aumentaron en 1,16 millones de barriles diarios con un promedio de producción de 31,76 millones de barriles de petróleo al día en 2015 con respecto 30,6 millones de barriles de petróleo diarios en 2014 de estos mismos países.
- b) Un cambio en los objetivos de la OPEP. Los países productores de petróleo en gran escala como Arabia Saudita estaban sometidos a una cuota de producción en defensa de un determinado precio de barril, con el riesgo de perder mercados al ser desplazados especialmente por la producción de yacimientos no convencionales de crudo que proviene de otros países.
- c) La disminución de la preocupación en torno a las interrupciones de suministro de petróleo por causas geopolíticas. Los conflictos de los países de Medio Oriente, la guerra civil de Libia, conflictos en Ucrania y

² Energy Information Administration es el organismo de estadística y análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

otros no han repercutido en la producción mundial de petróleo, independizando el precio del petróleo de los problemas geopolíticos.

d) La apreciación del dólar estadounidense.

El análisis de la caída de los precios del petróleo realizado por marzo de 2015 se basa en datos estadísticos del Banco Mundial, donde no se especifica cual es la contribución exacta de estos cuatro factores pero si menciona que los tres primeros son los más importantes. La variación del precio del petróleo debido al exceso de oferta en el mercado se puede apreciar en la gráfica Evolución del Precio del petróleo OPEP 2015.

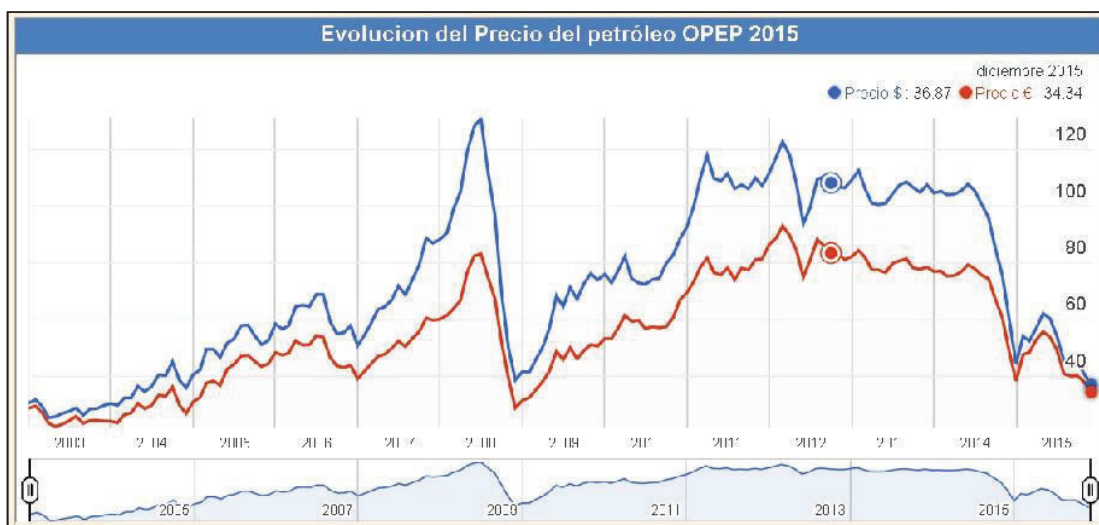


Figura 1 - Variación del precio del petróleo de la OPEP desde 2003 hasta 2015.
(Expansión/Datosmacro.com)

Las proyecciones del precio promedio del petróleo (WTI) para el 2015 estimadas a finales del 2014 por las firmas Barclays Research³ y Credit Suisse Group⁴ fueron de \$ 66,00 y \$ 70,00 respectivamente. En efecto estas dos consultoras y la

³ Plataforma de investigación que ofrece perspectiva integrada del comportamiento de los activos de acuerdo a los acontecimientos económicos y políticos del mercado.

⁴ Credit Suisse Group es una empresa de servicios financieros, como asesoría financiera integral de productos bancarios.

OPEP sostenían que durante el primer trimestre del 2015 los precios seguirían bajos y que a partir del segundo semestre este precio comenzaría a subir hasta a \$ 80,00 a finales del 2015, situación que al momento actual (diciembre 2015) no se ha cumplido en absoluto.

La Tabla 1, indica la variación del precio del petróleo de la OPEP desde diciembre de 2014 a noviembre de 2015.

Tabla 1 - Precios del petróleo año 2015

Precio del petróleo OPEP 2015		
Fecha	Precio \$	Precio Ç
Octubre 2016	47,23\$	42,12 Ç
Septiembre 2016	42,89\$	38,25 Ç
Agosto 2016	43,10\$	38,44 Ç
Julio 2016	42,68\$	38,56 Ç
Junio 2016	45,82\$	40,81 Ç
Mayo 2016	43,20\$	38,19 Ç
Abril 2016	37,85\$	33,38 Ç
Marzo 2016	34,64\$	31,21 Ç
Febrero 2016	28,71\$	25,88 Ç
Enero 2016	26,50\$	24,4 Ç
Diciembre 2015	33,67\$	30,96 Ç
Noviembre 2015	40,71\$	36,23 Ç
Octubre 2015	45,04\$	40,09 Ç
Septiembre 2015	44,82\$	39,94 Ç
Agosto 2015	45,46\$	40,81 Ç
Julio 2015	54,14\$	49,24 Ç
Junio 2015	60,22\$	53,71 Ç
Mayo 2015	62,15\$	55,74 Ç
Abril 2015	57,06\$	52,94 Ç
Marzo 2015	52,47\$	48,41 Ç
Febrero 2015	54,06\$	47,63 Ç
Enero 2015	44,40\$	38,21 Ç
Diciembre 2014	60,23\$	48,84 Ç

(OPEP, 2016, Datosmacro.com)

La situación del Ecuador no es muy diferente con el resto del mundo, pues según el Sistema Nacional de Información (SNI), los dos tipos petróleo ecuatoriano: crudo Oriente y crudo Napo, llegaron a \$33.32 y \$28.56 respectivamente el 20 de

noviembre de 2015 (ver figura 2) y su referente del precio de petróleo WTI⁵. Como recordatorio, en el primer semestre de 2014 el precio promedio de estos crudos estaba sobre los \$ 92,00 por barril según datos del mismo SNI.

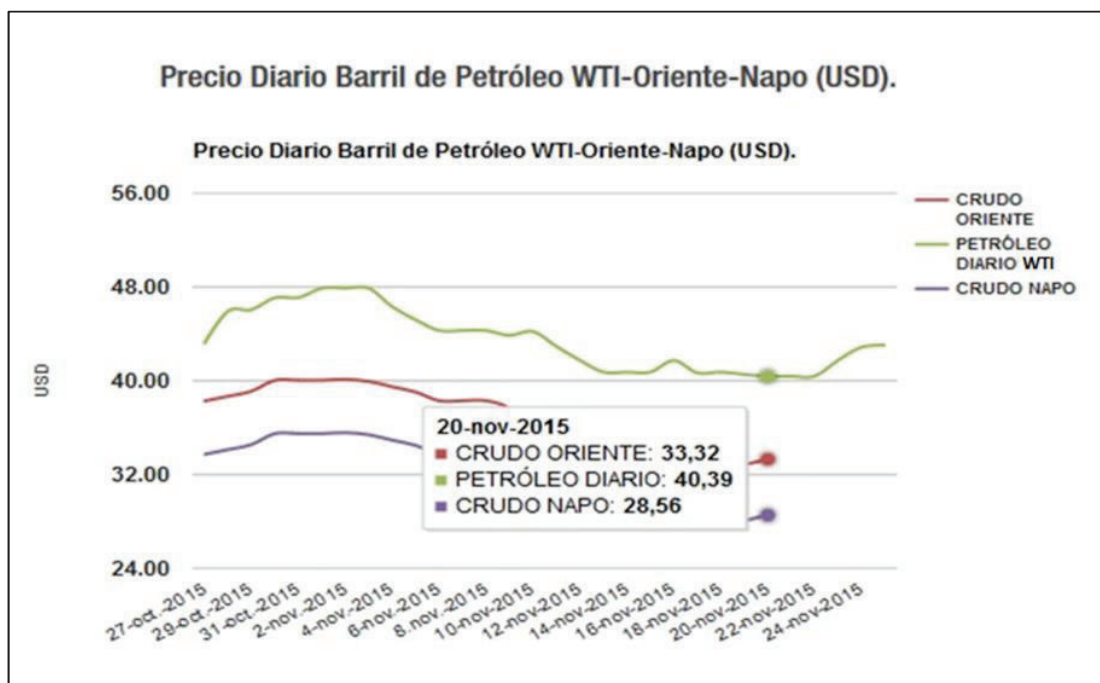


Figura 2 - Precio diario barril de petróleo WTI – Oriente – Napo
(Servicio Nacional de Información SNI)

En lo que tiene que ver con la producción anual de petróleo del país, la figura 3 indica la producción anual de petróleo, la producción anual de las empresas públicas y la producción anual de petróleo de las empresas privadas para el periodo 2000 -2015; para el año 2014 la producción total fue de 203 millones de barriles, cifra histórica record; y para el año 2015 fue de 198 millones de barriles.

⁵ Precio de petróleo WTI: West Texas Intermediate, calidad de petróleo superior al Brent.

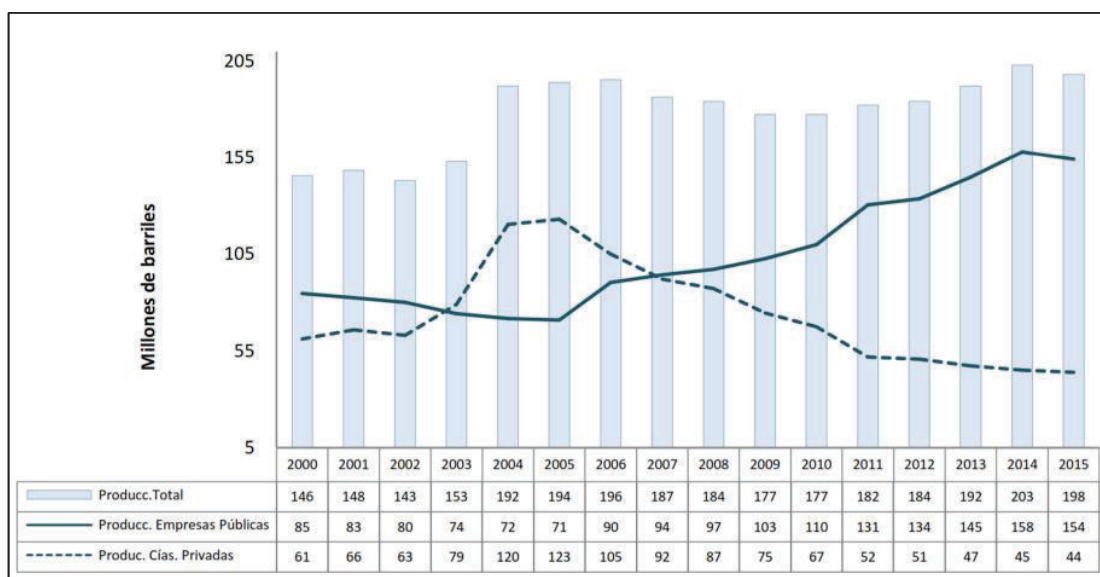


Figura 3 - Producción total anual de petróleo MMBLS desde el año 2000 hasta 2015.
(Banco Central del Ecuador)

En lo que tiene que ver con las exportaciones de petróleo el país exportó 151,8 millones de barriles para el año 2015, los ingresos del Estado por ese producto fueron 6355,2 millones de dólares con precio promedio por barril \$41,88. Al contrario, el país exportó 154,7 millones de barriles en 2014 y los ingresos fueron 13016 millones de dólares con precio promedio por barril \$84,16. Esta diferencia en los ingresos es debido a la baja de precios del petróleo en 2015. (Central, 2015).

Según Araujo, en su reporte de enero de 2015 afirma que: “la caída del precio del petróleo opacó el record de producción del 2014; y si el precio sigue bajando, la petrolera estatal comenzará a acumular deudas a favor de las prestadoras de servicios”. Frente a este escenario adverso, el Gobierno planea tomar dos acciones:

- a) Que Petroamazonas se convierta en una operadora más y que reciba del Estado un pago por cada barril extraído. Así, deberá gestionar sus propios recursos para costos e inversiones con la tarifa, y el Estado se liberará de esas obligaciones con la empresa.

- b) El relanzamiento de la ronda de bloques del Sur Oriente. Para ello, durante el año 2015 se está realizando un nuevo estudio geológico de las áreas para nuevamente llamar a licitación a empresas nacionales y extranjeras para que realicen exploración y explotación. También se habla de presentar un nuevo modelo contractual, debido a que de los 16 bloques licitados en un primer intento, solo se presentaron tres ofertas.

Según un análisis del Observatorio de la Política Fiscal (OPF)⁶, el escenario mundial que hace variable al precio del crudo, tiene una incidencia directa en la economía ecuatoriana, altamente dependiente del petróleo pues las exportaciones de petróleo están entre el 53% y 57% de sus exportaciones totales, mientras que los ingresos que genera equivalen al 11,5% del Producto Interno Bruto (PIB) y, según la proforma 2015 aprobada por la Asamblea, las exportaciones o los ingresos financiaron el 15% del Presupuesto General del Estado, pero considerando que el dinero de las exportaciones petroleras paga la importación de derivados (\$ 5.785 millones en 2015), el peso del petróleo en el financiamiento del presupuesto 2015 fue del 32%. (El Universo, 2015).

Según declaraciones del ministro de Finanzas, para el 2016, el Presupuesto General del Estado (PGE) recibirá “cero dólares” por ingresos petroleros netos (no permanentes). En el PGE constan apenas \$ 673 millones como ingreso no permanente, que corresponden a los ingresos no petroleros. En la proforma presupuestaria 2016, se estableció un precio del petróleo igual a \$35,0 por barril.

Según los análisis realizados por el gobierno ecuatoriano, el presupuesto del Estado para el año 2016 se realizó con los ingresos del petróleo cuando el precio

⁶ Observatorio de la Política Fiscal es un grupo ciudadano de ecuatorianos que tiene autonomía y opción de generar evaluaciones y propuestas con independencia política del actual gobierno.

del petróleo era igual a \$35 el barril. Si el ingreso es menor, no llegan recursos al presupuesto del estado, pues se deben pagar otros rubros como: costo de producción, el pago de las tarifas a las empresas operadoras privadas, la importación de combustibles y otros rubros que dependen del sector hidrocarburífero. Sin embargo en el primer trimestre del año 2016 promedió 24,5 \$/barril. (Sosa, 2016)

En el artículo realizado por Mónica Orozco y publicado en el diario El Comercio con fecha 05/11/2015, para el año 2016 se proyecta una producción petrolera total de 130,6 millones de barriles, según consta en la Proforma remitida a la Asamblea. Según el programa de actividades y presupuesto de Petroamazonas EP para el periodo enero 01 a diciembre 31 de 2016, el presupuesto es de 2223 millones de dólares para el año 2016, monto con el que se considera factible alcanzar la producción proyectada.

2.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA DEL PAÍS Y PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA

La producción petrolera del país presenta una leve reducción para el segundo semestre de 2015 en comparación al trimestre anterior y con la producción petrolera del año anterior. El precio de venta del petróleo ha llevado al gobierno ecuatoriano a modificar las inversiones en este sector y a recortar la producción, priorizando los campos que son más rentables o con menores costos de producción.

Según el reporte del Banco Central del Ecuador, para el segundo trimestre de 2015 la producción nacional de petróleo alcanzó un total de 49.5 millones de barriles, equivalente a un promedio diario de 544,000 barriles, presentando un decrecimiento del 2.3% con respecto al segundo trimestre de 2014. (Ecuador, 2015). La producción promedio de 544,000 barriles de petróleo por día, del cual

Petroamazonas reportó 349,100 barriles diarios y Rio Napo reportó 74,400 barriles diarios, juntas representan un 78%. Las empresas privadas reportaron 120,000 barriles diarios lo que representa el 22% restante. Sin embargo, la producción petrolera nacional reportada para el mes de octubre de 2015 fue: 536,130 barriles diarios, los mismos que han sido distribuidos de la siguiente manera: 346,637 barriles diarios por Petroamazonas, 74,316 barriles diarios por parte de Rio Napo y 115,292 barriles diarios por parte de las compañías privadas. (Hidrocarburos, 2015)

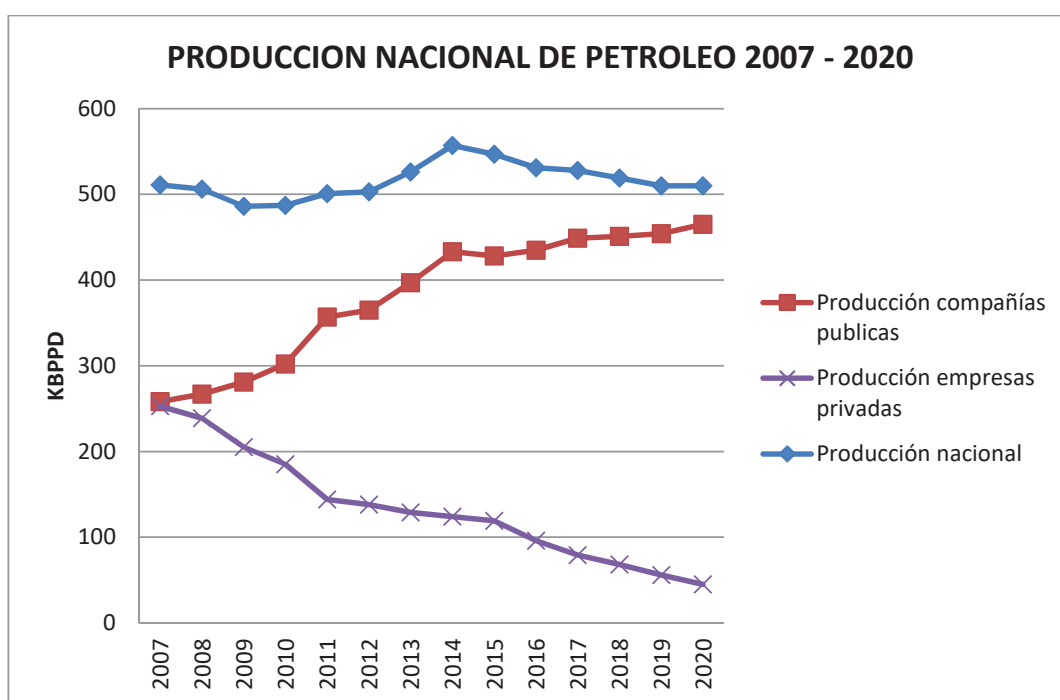


Figura 4 - Producción Nacional de Petróleo
(Secretaría de Hidrocarburos SH)

La figura 4, indica las proyecciones de producción petrolera para las compañías privadas y Petroamazonas durante el período de 2007 al 2020. La producción de las compañías privadas tiene una declinación promedio anual del 17.65% considerando los parámetros de declinación natural de los campos a su cargo, los mismos que tienen más de 20 años de continua producción; mientras tanto para la producción de las compañías públicas (Petroamazonas y Rio Napo) se pronostica un crecimiento debido a la explotación del bloque 43 ITT que entraría

en producción en el año 2016, y la firma de los contratos de optimización de producción, pronosticando la producción nacional estimada de 500,000 barriles de petróleo diario en el año 2020.

2.3 EL CONTRATO ECUATORIANO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS ESPECÍFICOS PARA UN CAMPO MADURO

En la reforma del artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos se establece una disposición mediante la cual se determina el cambio de los contratos de participación u otros, por la de servicios y dice así: “Art. 16.- Son contratos de prestación de servicios para exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquellos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados”. (Registro Oficial, 2010).

Los beneficios que se pretende alcanzar con la aplicación de los contratos de prestación de servicios son:

- 1) Mejorar la participación del Estado en la renta petrolera
- 2) Atraer inversión extranjera para actividades de riesgo exploratorio.
- 3) Incrementar las reservas de petróleo.
- 4) Incrementar la producción de los bloques privados.

2.3.1 ASPECTOS TÉCNICOS.

Los aspectos técnicos del contrato de prestación de servicios específicos para campos maduros, son aquellos campos que han alcanzado el pico máximo de

producción y empieza su etapa de declinación, están mencionados en los diferentes anexos del contrato.

Los aspectos técnicos del contrato incluyen lo siguiente:

- Área de Actividades, comprende el Anexo A del contrato.
- Línea Referencial de Producción, comprende el Anexo B del contrato. La línea referencial de producción es la producción promedio diaria de petróleo crudo que se estima obtener en el área de actividades, durante cada mes del plazo de vigencia del contrato.
- Plan de Actividades Comprometidas, comprende el Anexo C del contrato. El Plan de Actividades Comprometidas se debe ejecutar conforme a los siguientes lineamientos: a) Actividades de Optimización Comprometidas, siendo aquellas actividades que la contratista se compromete ejecutar y se detallan en el Anexo C del contrato. Estas actividades se iniciarán a más tardar dos meses después de la fecha efectiva del contrato, b) Actividades de Estudio y Planeamiento relativos a las Actividades de Recuperación Mejorada⁷ Comprometidas, las mismas que se deberán iniciar a más tardar doce meses después de la fecha efectiva del contrato, c) Implementación de las Actividades de Recuperación Mejorada Comprometidas e inicio del análisis y evaluación de las Actividades de Recuperación Mejorada Comprometidas, las mismas que se iniciarán a más tardar 24 meses después de la fecha efectiva del contrato.

Las Actividades de Optimización Comprometidas establecidas en el Anexo C son:

- 1) Sísmica y estudios de recuperación primaria⁸.

⁷ Recuperación Mejorada es el conjunto de métodos que consiste en suministrar energía a un yacimiento y/o alterar las propiedades físico químicas de los fluidos contenidos en él, con el fin de obtener un factor de recuperación de petróleo mayor que el factor de recuperación primario.

⁸ Recuperación Primaria es método por el cual petróleo surge naturalmente debido a la energía propia del yacimiento, impulsado por la presión del gas o agua de formación, o por la succión de una bomba.

- 2) Perforación de pozos de desarrollo de relleno incluyendo la completación.
- 3) Perforación de pozos de avanzada incluyendo la completación.
- 4) Intervención de pozos.
- 5) Actividades de infraestructura y facilidades.

Las actividades de prueba de recuperación mejorada a riesgo de la contratista establecida en el Anexo C son:

- 1) Estudios y análisis (modelos estáticos y dinámicos)
- 2) Pozos
- 3) Actividades en infraestructura para actividades de recuperación mejorada

Las actividades de exploración establecidas en el Anexo C son:

- 1) Pozos exploratorios
 - 2) Otras actividades
- Plan de Actividades Contingentes, sujeto a lo establecido en el contrato, se podrán ejecutar uno o más Planes de Actividades Contingentes en función de los resultados que se obtengan de la ejecución de las Actividades Comprometidas.
 - Medición de la Producción de petróleo crudo, comprende el Anexo H del contrato, es la medición de la Producción de cada día.
 - Disponibilidad de Equipos de Perforación, comprende el Anexo M del contrato.
 - Alcance de las Instalaciones, comprende el Anexo N del contrato, es la elaboración de las ingenierías básicas y de detalle para implementar nuevas facilidades o ampliaciones a las mismas en las estaciones de procesos.
 - Guías de Documentación y Tecnología, comprende el Anexo R del contrato, donde se encuentran: la Guía de Estandarización para Documentación y Equipamiento de Proyectos de TI en Operaciones de

PETROAMAZONAS EP, el Procedimiento para la Generación de Información de las Operaciones de Producción, y el Procedimiento para Generación de Información de las Operaciones de Perforación, Completación, Reacondicionamiento y Trabajos sin Torre.

- Equipo de Enlace el mismo que esta constituido por el personal técnico de PETROAMAZONAS y el personal técnico de la Contratista, encargado de coordinar en el Área de Actividades la ejecución de los trabajos de Operación a cargo de PETROAMAZONAS, y la ejecución de las Actividades y la prestación de los servicios a cargo de la Contratista; de acuerdo a la cláusula 24 del contrato.

En resumen estos aspectos deben englobar lo siguiente: Exploración, Desarrollo y Producción.

2.3.2 ASPECTOS ECONÓMICOS

El principal aspecto económico es el que tiene que ver con la manera en que la empresa contratista recupera su inversión y obtiene su utilidad. La contratista por cada barril de producción optimizada⁹ recibe como pago la tarifa calculada de acuerdo a lo estipulado en el Anexo J del contrato, durante los 15 años de la duración del contrato.

Con esta tarifa, la contratista debe recuperar sus costos y las inversiones efectuadas en la optimización (amortizaciones realizadas en 15 años por unidad de producción), pagar los impuestos y obtener la utilidad que le rinda un 15% como TIR. Por otra parte, el proyecto piloto de recuperación mejorada otorga resultados positivos, la contratista puede proponer a la empresa estatal Petroamazonas: 1) realizar un plan para obtener la producción mejorada de petróleo (producción EOR), 2) trabajar sobre una segunda curva base llamada curva base optimizada y una tarifa para la producción EOR, la misma que deberá

⁹Producción optimizada es aquella producción incremental, sobre la curva base de producción, del campo maduro.

ser negociada y acordada entre la contratista y Petroamazonas, esta tarifa EOR debe permitir a la contratista recuperar los costos e inversiones del EOR incluida la inversión en el piloto (estas inversiones también se amortizan por unidad de producción en 15 años) por lo que el contrato debe prorrogarse cinco años; 3) pagar los impuestos y obtener una tasa interna de retorno neta del 25%.

El riesgo para la contratista es que no logre alcanzar la producción (optimizada y EOR¹⁰) en los niveles que le permitan obtener una utilidad razonable en base a las tarifas acordadas, y el riesgo para el Estado es que los precios de exportaciones de petróleo sean inferiores a las tarifas acordadas.

Al permanecer Petroamazonas EP como operador del campo, debe efectuar el mantenimiento tanto de los pozos como de la infraestructura de producción a su costo. De acuerdo al contrato, la contratista tiene el derecho de prestarle a Petroamazonas los servicios correspondientes para ese objetivo, por lo que la contratista puede incrementar sus ingresos por esos servicios.

Si los planes acordados en el contrato fuesen insuficientes para potencializar la producción del campo maduro, la contratista puede presentar a Petroamazonas planes adicionales y negociar la modificación de las tarifas. La tarifa adicional podría impulsar la producción proveniente de las actividades asociadas a la búsqueda de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas que mejoren la producción existente.

En el caso que se descubrieren nuevos campos como resultado de un plan exploratorio, la contratista acordaría con Petroamazonas, el plan de desarrollo y la tarifa correspondiente que le permita recuperar los costos e inversiones y obtener una TIR del 25% y el contrato se proroga 5 años.

¹⁰ EOR, Enhanced Oil Recovery, Metodologías de Recuperación Mejorada de Petróleo.

Cabe indicar que el contrato contempla la opción de aplicar un factor de corrección para mantenimiento del equilibrio económico del contrato, como menciona la Cláusula 21. Este factor absorberá el incremento o disminución de la carga económica y se aplicará en los siguientes casos: modificación o creación de los porcentajes de los Impuestos Nacionales, modificaciones a la base imponible para el cálculo del impuesto a la renta, modificación al crédito tributario previsto en el artículo 66 de la Codificación de la Ley de Régimen Tributario Interno; y modificación del porcentaje de participación laboral sobre las utilidades líquidas

Otros aspectos económicos son:

- Ingreso de la contratista por la tarifa aplicada a la producción incremental como contraprestación por los servicios principales, de acuerdo a la Cláusula 16 del contrato.
- Facturación por la contraprestación por la ejecución de Servicios Suplementarios, de acuerdo a la Cláusula 18 del contrato.
- Tributos, de acuerdo a la Cláusula 19 del contrato.
- Contabilidad, Inspecciones, Controles, Auditoría y Reportes, de acuerdo a la Cláusula 20 del contrato.
- Multas, las mismas que se podrían aplicar debido a Incumplimientos de obligaciones del Contrato, por Incumplimiento de los Servicios Suplementarios y por Incumplimientos de las Reglas Generales de las Guías de SSA (Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Control Ambiental y Seguridad Física) de acuerdo a la Cláusula 22 del contrato.

El pago a la contratista está estipulado en el contrato de la siguiente forma: “Sin perjuicio de que la contraprestación por los Servicios Principales comenzará a devengarse a partir del primer día del mes inmediatamente siguiente a la fecha que sea, sesenta (60) Días contados desde la Fecha Efectiva conforme lo previsto en la Cláusula 16.1.

2.3.3 ASPECTOS LEGALES

El Marco Legal para la Industria Petrolera en el Ecuador lo conforma: La Constitución de la República, la Ley de Hidrocarburos, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, los Reglamentos para aplicación de las diferentes leyes relacionadas con el sector hidrocarburífero y los convenios Internacionales.

La reforma de la Ley de Hidrocarburos realizada en 2010 dio paso a la creación del Contrato para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista, para la Ejecución de Actividades de Optimización de la Producción, Actividades de Recuperación Mejorada y Actividades de Exploración, en un campo determinado de la Región Amazónica o Región Litoral Ecuatoriana según corresponda. Este contrato indica ciertas disposiciones en la gestión de los recursos no renovables con relación a la intervención de la empresa privada; aspectos como: el pago de una tarifa por servicios independiente del precio del petróleo que incluye la amortización de la inversión, los costos y gastos, y una utilidad razonable en relación al riesgo incurrido.

Los antecedentes más importantes descritos en la cláusula 1 del contrato se presentan a continuación:

- 1.1. Los artículos 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible.
- 1.2. De conformidad con el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador, los recursos naturales no renovables son de carácter estratégico, sobre los cuales el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar de acuerdo a los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

- 1.3. Por su parte, el artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos, dispone que: “Los contratos de obras o servicios específicos a que se refiere el inciso segundo del Art. 2 son aquellos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE (PETROAMAZONAS EP), obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley.”
- 1.4. Por su parte el artículo 16 del Decreto Ejecutivo 546 que contiene el Reglamento a las Reformas a la Ley de Hidrocarburos, dispone que: “los campos en producción, cuya gestión se encuentran actualmente a cargo de las empresas públicas o sus subsidiarias, no serán delegadas a través de las modalidades contractuales previstas en el artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos a empresas estatales de la comunidad internacional o a la iniciativa privada; sin perjuicio de que puedan realizarse contratos de servicios específicos de conformidad con el artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos”.
- 1.9. Los Procedimientos para Contrataciones de Petroamazonas EP, vigentes al momento de iniciarse el presente proceso de contratación, disponen en su artículo 6.12 que podrán ser contratados con o sin financiamiento de los contratistas o de terceros asociados a éstos, la provisión de servicios, obras y bienes para proyectos, incluyendo, específicamente, proyectos destinados al mejoramiento u optimización de la producción, para lo cual serán de aplicación los procedimientos aplicables para contratación directa de Petroamazonas EP.

Otros aspectos legales son:

- Garantías, se tienen los siguientes tipos de garantías: Garantía de Ejecución de Actividades, Garantías de Calidad de Servicios, Garantía de Calidad de los Productos y Equipos, Garantías de Fiel Cumplimiento de los Planes de

Actividades Comprometidas y Contingentes, Garantías de Fiel Cumplimiento de los Servicios Suplementarios y una Garantía Corporativa, de acuerdo a la Cláusula 10 del contrato

2.3.4 ASPECTOS AMBIENTALES

El aspecto ambiental en este contrato lo rige la cláusula 26 y se refiere a lo siguiente:

- Auditorías Ambientales, para el efecto se establecerá una Línea Base Ambiental y se realizarán los debidos controles. Las auditorías ambientales serán bianuales y al producirse la terminación del contrato se deberá realizar una Auditoría Ambiental Final.
- Leyes Ambientales, La Contratista ejecutará las Actividades y prestará los Servicios conforme a los lineamientos del desarrollo sostenible, de la conservación y de la protección del ambiente, de acuerdo a la Constitución de la República del Ecuador, la Ley de Gestión Ambiental, Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente, Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador y demás disposiciones del Régimen Legal. La Contratista tomará, conforme a las normas antes mencionadas, las precauciones necesarias para minimizar el impacto al ambiente y a la sociedad.
- Control, Reparación y Remediación de Daños Ambientales, la Contratista deberá efectuar de inmediato los trabajos para controlar los efectos contaminantes de los Daños Ambientales que le fueren directamente imputables a la Contratista y/o sus Subcontratistas. Asimismo, la Contratista deberá efectuar de inmediato los trabajos correspondientes a la mitigación, reparación y remediación de los Daños Ambientales que le fueren directamente imputables a la Contratista y/o sus Subcontratistas, de

acuerdo con los Estándares de la Industria Petrolera Internacional, el Régimen Legal y las Guías de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Control Ambiental Y Seguridad Física (SSA).

- De las comunidades, el manejo de las relaciones con las comunidades locales será de exclusiva responsabilidad de PETROAMAZONAS, en su carácter de Operadora del Área de Actividades. Sin perjuicio de lo anterior, la Contratista, y sus Subcontratistas, deberán en todo momento observar y cumplir con los Procedimientos de Relaciones Comunitarias en todo lo relacionado con la prestación de los Servicios.

2.4 MODELO FINANCIERO DEL CONTRATO

2.4.1 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL MODELO

De acuerdo a (Alonso, 1998), un modelo financiero se lo puede definir como:

- 1) Un plan de negocio de una empresa con unas particularidades determinadas.
- 2) Una estimación de los estados contables de una empresa: cuenta de pérdidas y ganancias y balance de situación, aparte del flujo de caja.

En el caso del contrato de servicios específicos, el modelo financiero se limita a la proyección del flujo de caja operacional.

Para poder desarrollar un modelo, se deben tomar en cuenta tres puntos básicos:

- 1) Datos.
- 2) Hipótesis.
- 3) Formulación.

Los datos básicos que se necesitan para construir este tipo de modelos son de tipo técnico y de tipo financiero. Los datos de tipo técnico corresponden al plan de actividades del proyecto, plan de producción y los datos financieros corresponden con los parámetros de inversión unitarios, precio del petróleo, tasas de impuestos, etc.

La formulación matemática del modelo consiste en detallar las ecuaciones matemáticas que ligan los datos técnicos con los datos financieros.

Es importante que mientras se está utilizando el modelo, se analicen los resultados para asegurar la coherencia de los resultados del modelo.

Los resultados más importantes que deben obtenerse como producto del modelo son el TIR y el VAN del proyecto. Adicionalmente, se obtienen otros parámetros como: el período de retorno de la inversión, rentabilidad, y la tarifa mínima del contrato.

El modelo financiero (MODELO100) objeto de este estudio, ha sido desarrollado por MSc. Celio Vega, ex docente de la Escuela Politécnica Nacional, utilizando el lenguaje de programación para el desarrollo de aplicaciones matemáticas y científicas FORTRAN (Ver Anexo G, pág. 122), y adicionalmente se han elaborado hojas de cálculo de Microsoft Office Excel para analizar los resultados del modelo, generando gráficas y de esa forma analizar y presentar los resultados del modelo de manera didáctica.

El contrato de servicios específicos para el campo maduro Lago Agrio en su Anexo B presenta la Línea Referencial de Producción del contrato (Q_{bc})¹¹; sin embargo, este perfil de producción debe ser confrontado con la curva base real (Q_{br})¹² que se obtiene a partir del análisis del comportamiento de la producción histórica de los distintos pozos que conforman Q_{bc} . En teoría Q_{bc} debe ser igual a Q_{br} , sin

¹¹ Q_{bc} término que se refiere a la curva base contractual.

¹² Q_{br} término que se refiere a la producción real del contrato.

embargo, en la práctica generalmente son diferentes, y esta diferencia puede impactar positiva o negativamente a la economía del contrato.

Los principales resultados que se obtienen de la aplicación del modelo son: producción diaria, producción anual, producción incremental, producción total, Qbr, la diferencia entre Qbr y Qbc, el plan de inversiones y el flujo de caja, TIR, VAN y el período de recuperación de inversión, renta petrolera, utilidad para la compañía, utilidad para el país.

Mediante la ejecución del plan de actividades se logra obtener un incremento de producción con respecto a la línea Qbr. Dicho plan consiste principalmente en perforar pozos nuevos, reacondicionar algunos pozos existentes, y de ser necesario el modelo calcula los requerimientos de las facilidades adicionales de producción o su ampliación.

El incremental de producción sobre Qbc constituye la producción sobre la cual se estiman los ingresos futuros del contratista, el mismo que deberá ejecutar las inversiones tanto para desarrollar el plan de actividades comprometidas en el contrato, así como la ejecución de los proyectos piloto de recuperación mejorada a su costo y riesgo. Para la elaboración del plan de actividades se requieren conocimiento y destrezas en disciplinas como: Geología y Geofísica, Facilidades de Producción, Perforación, Reacondicionamiento de Pozos, Ingeniería Económica, Salud Seguridad y Ambiente, Relaciones Comunitarias y Análisis Jurídico, Seguros, etc.

El modelo permite la interacción de variables tales como: los ingresos que recibirá el Estado correspondientes a la producción incremental de petróleo, el flujo de caja de la contratista en el proyecto, la tarifa negociada que percibirá el contratista por la producción incremental del campo, la cual será pagada por el estado. Las amortizaciones de las inversiones se calculan en función de la producción incremental.

Los Flujos de Efectivo para el Estado y la contratista, es quizá la sección más importante dentro del desarrollo del modelo, ya que aquí se resume todo el trabajo desarrollado. La información que contiene el flujo de efectivo para la contratista está conformada principalmente por: ingresos, inversiones, amortizaciones e impuestos.

Los parámetros que intervienen en el flujo efectivo del Estado son principalmente: ingresos por la exportación de la producción incremental, costos de operación de la empresa estatal (operadora del campo), pago a la contratista de la tarifa, cobro de impuestos a la contratista, etc.

Los parámetros que actúan directamente en el beneficio de la compañía son: ingresos brutos de la compañía por producción incremental, base imponible, utilidad neta, flujo de caja libre, tasa interna de retorno y valor actual neto.

El parámetro fundamental que debe analizarse como resultado del modelo es la TIR del proyecto. Adicionalmente, se estiman otros parámetros como: VAN, el período de retorno de la inversión, la máxima exposición, y la tarifa requerida mínima por la contratista.

Por otro lado, cabe mencionar que el tipo de modelo económico para el contrato de prestación de servicios para explotación de petróleo de **las empresas operadoras privadas** se concentra en los parámetros técnicos y financieros de otra índole ya que las empresas privadas se encargan de la operación petrolera del campo; los parámetros que básicamente se toman en cuenta son: curva base de producción, costos de transporte, costo de comercialización, inversiones, amortización, entrega de producción en el punto pactado para fiscalización, etc. Como se indica en la publicación de Chuchuca, 2011: "El "Modelo Económico Para la Nueva Contratación Petrolera en el Ecuador", el cual trata las condiciones generales de las empresas operadoras privadas vigentes en la fecha de estudio, el mismo que concluye que el precio del petróleo no es un factor importante para la empresa ya que la negociación está basada en que el

gobierno tiene la obligación de pagar la tarifa pactada. Además, este estudio presenta un escenario en que la empresa obtendrá ganancias siempre y cuando el estado cubra la tarifa que sea mayor a \$14,03 USD/barril de petróleo producido y entregado en el punto de fiscalización. (Chuchuca, 2011).

El modelo económico para el contrato de prestación de **servicios específicos para el campo maduro** se basa en que la empresa contratista cumpla con el plan de actividades de optimización y la empresa operadora Petroamazonas EP afore el campo y evacúe la producción hasta el puerto de exportación.

El gobierno ecuatoriano mantiene la modalidad de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de petróleo de acuerdo a la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos emitida en julio de 2010; bajo esta modalidad, el gobierno se compromete a pagar con tarifa el petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. A partir de 2012 se emite la modalidad de contrato de prestación de servicios específicos para campos maduros, donde la empresa operadora PAM se compromete a realizar las actividades de operación y trabajos de campo, mientras la contratista realizará actividades comprometidas como estudios y mejoramiento en tecnología para las actividades de recuperación mejorada. Sin embargo, los países productores de petróleo como: Colombia, Perú, Brasil y México por el momento se rigen por la modalidad de contrato de participación con las empresas privadas petroleras para atraer inversiones y actividades de exploración y explotación petrolera.

3 METODOLOGÍA

3.1 APLICACIÓN DEL CONTRATO AL CAMPO LAGO AGRIO DE LA REGION AMAZÓNICA

El Campo Lago Agrio es parte del grupo de campos maduros otorgados a las compañías de servicios bajo el contrato de servicios específicos, siendo Petroamazonas la empresa operadora. Pertenece al grupo 2 de la negociación de campos maduros así como: Lago Agrio, Víctor Hugo Ruales, Charapa, y Tipishca. Los campos maduros son aquellos campos que tienen largo tiempo de producción y se evidencia la curva de declinación cada vez mayor.

Las características del contrato de Servicios Integrados con Financiamiento del Contratista se detallan claramente en los Anexos A, B y C; siendo los servicios principales los que están relacionados a la ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración y los servicios suplementarios relacionados a las actividades de rehabilitación y acondicionamiento de pozos tales como: cambio de equipos en el interior del pozo, trabajos dirigidos con cable para bajar equipos para evaluación del yacimiento, tareas de mantenimiento del pozo, levantamiento artificial, etc.

En términos generales, la compañía de servicios asume el 100% del riesgo de inversión para las actividades de optimización, recuperación mejorada y exploración, no contempla el pago de regalías; y el pago de los servicios es a través de tarifas correspondientes a la producción incremental (que proviene de las actividades de optimización), a la producción de la recuperación mejorada y a la producción de la exploración. El contrato tiene vigencia 15 años a partir de octubre de 2014, y puede prorrogarse 5 años de acuerdo a ciertas condiciones que se establecen en los contratos.

La operación y sus respectivos costos (Opex)¹³ están a cargo de la compañía operadora Petroamazonas EP, y las inversiones (Capex)¹⁴ están a cargo de la contratista.

Para evaluar el contrato petrolero de servicios específicos del Campo Maduro Lago Agrio para la contratista se utilizarán el valor presente neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), y el período de recuperación de la inversión (PRI); y para el estado el valor presente neto y la distribución de la renta petrolera.

3.2 DESCRIPCION DEL CAMPO

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicado en el cantón Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos, de la región amazónica del Ecuador. El Campo Lago Agrio fue descubierto por la compañía Texaco-Gulf, con la perforación del pozo petrolero Lago Agrio 1, en 1967. La profundidad alcanzada fue 10.175 pies con una producción a flujo natural y su producción inicial fue de 2.955 BPPD de crudo de 29° de gravedad API del reservorio Hollín. La producción acumulada de petróleo del campo fue de 165'920,650 barriles al 14 de diciembre de 2015. La producción del petróleo promedio del campo fue de 5772 barriles por día para el período de octubre 2014 a diciembre de 2015. La producción de petróleo del campo es procesada en dos estaciones: Lago Norte y Lago Central.

El campo Lago Agrio es el campo que inició la producción de la cuenca Oriente, se encuentra en la zona prolífera norte del país y con este descubrimiento se confirmó el potencial petrolífero de la Cuenca Oriente lo cual dio apertura a la etapa de exploración en Ecuador y a la vez dando paso al descubrimiento de campos petroleros más grandes del Ecuador hasta el momento como: Shushufindi, Sacha, Auca, etc.

¹³ Opex, término utilizado para definir los gastos operativos, el cual es costo permanente para el funcionamiento de un producto o negocio.

¹⁴ Capex, término empleado para definir los gastos de capital, es la cantidad que se gasta para adquirir o mejorar los activos productivos para aumentar la capacidad o eficiencia de la empresa.

El campo está cubierto con 500 Km² de sísmica 3D adquirida durante 2014 por la compañía Land Ocean Energy Services Co. Ltd¹⁵. La producción del campo Lago Agrio proviene de 61 pozos perforados hasta enero de 2016, de los cuales 58 probaron ser productores de petróleo, el pozo LAG-19 resultó ser seco, LAG-51D (RW2) pozo inyector, LAG-29RE abandonado por pescado. Además, cabe indicar que estadísticamente hay dos pozos de reemplazo LAG-9B, y LAG-11B y dos convertidos a inyectores LAG-16B, LAG-20. Los yacimientos productores son: Hollín siendo el principal yacimiento; Arena T, Arena U y Basal Tena son reservorios secundarios.

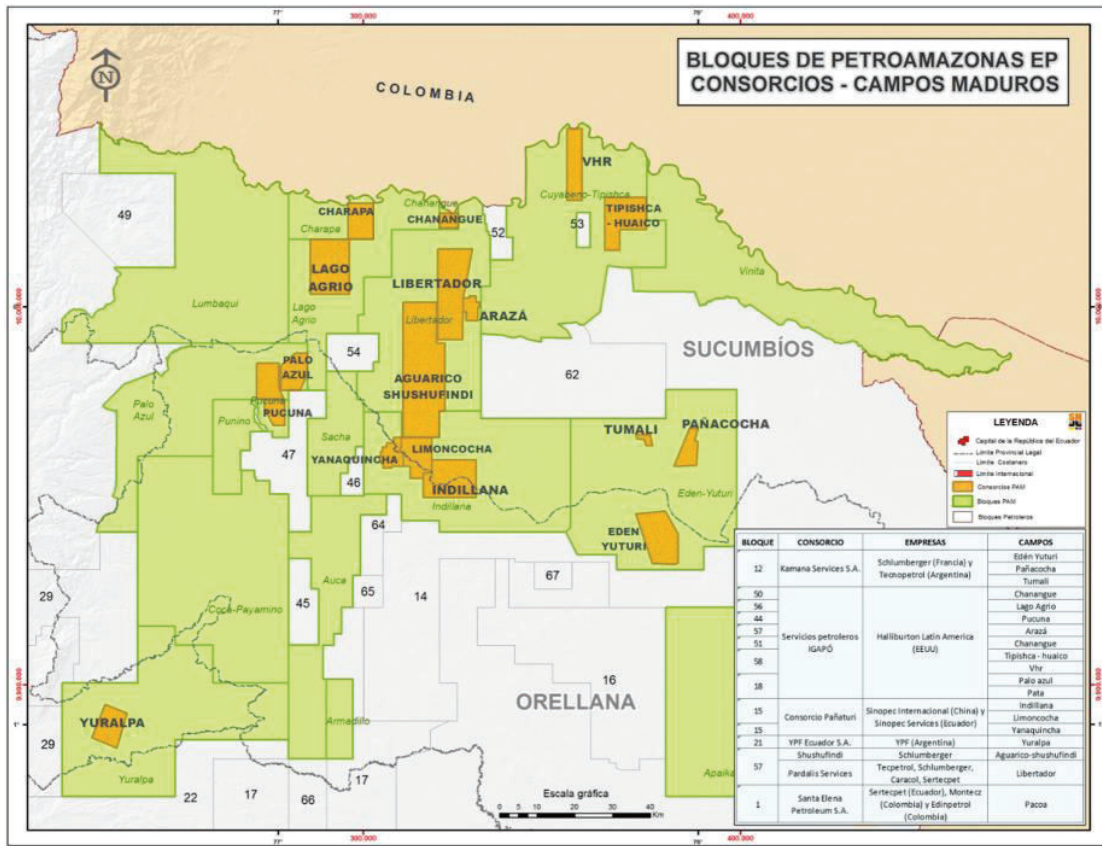


Figura 5 - Mapa Base de los Campos Maduros. (Secretaría de Hidrocarburos, SH 2016)

¹⁵ Land Ocean Energy Services Co. Ltd es empresa de servicios energéticos, la cual realizó la adquisición y procesamiento de los datos sísmicos para el campo Lago Agrio.

La estructura geológica de Lago Agrio es parte del tren estructural Charapa, Lago Agrio, Palo Azul, Paraíso que entrapan hidrocarburos en las secuencias arenosas de las formaciones Hollín y Napo. Esta estructura está asociada a esfuerzos transpresivos que forman la estructura alargada de orientación NNE-SSO fallada por el lado oriental, la misma que presenta dimensiones aproximadas de 11 km de largo por 3.8 km de ancho, con un área de 41.8 km² su cierre estructural máximo de 200 pies y corresponde a LAG-20, el flanco oriental está limitado por una falla transpresional dextral acompañada de fallas menores que afectan la estructura del campo.

Geomorfológicamente está conformada por dos altos estructurales, en la parte norte a lo largo de los pozos LAG-28, LAG-37, separado por un bajo estructural perpendicular al eje entre los pozos LAG-26, LAG-06, LAG-38, LAG-07; y un tercer alto en la parte sur del campo cuya culminación es el pozo LAG-27. La formación de la estructura evidencia dos etapas geológicas, la primera reactivación tectónica durante el Maestrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior y la segunda reactivación tectónica durante el Mio-Plioceno la misma que provoca flexuramiento de las capas y depósitos que están cerca de la superficie. (Baby, 2014).

El reservorio Hollín es el más importante hasta estos días porque ha contribuido con el 91% de la producción del campo. Está dividido en dos intervalos, Hollín Superior y Hollín Inferior; Hollín inferior está compuesto por sedimentos fluviales y deltaicos, las arenas son de grano grueso a fino y limpias con espesores sobre los 250 pies aproximadamente, como presenta el pozo LAG-5, aunque la cuenca indica espesores de Hollín entre 400 y 500 pies. Hollín Superior presenta características de arenas más finas con intercalaciones de arcillas; sin embargo este reservorio ha sido probado en Lago Agrio y su contribución es de aproximadamente del 33% de la producción total. La calidad del reservorio Hollín es muy buena, con características de porosidad que alcanza hasta 20% y espesores de arena saturada de petróleo que varía entre 50 y 250 pies.

Los yacimientos secundarios del campo Lago Agrio son: Arenisca T, Arenisca U y Basal Tena. Los reservorios U, T de la Formación Napo y Basal Tena aportan a la producción de petróleo pero su participación es mínima; sin embargo la calidad de los estos reservorios es buena ya que están compuestos por sedimentos fluvio-deltaicos, zonas estuarinas y barras de marea baja, con espesores saturados entre 30 y 50 pies, y porosidades menores a 18%. Estos depósitos constituyen las reservas adicionales y que podrían ser producidas a futuro.

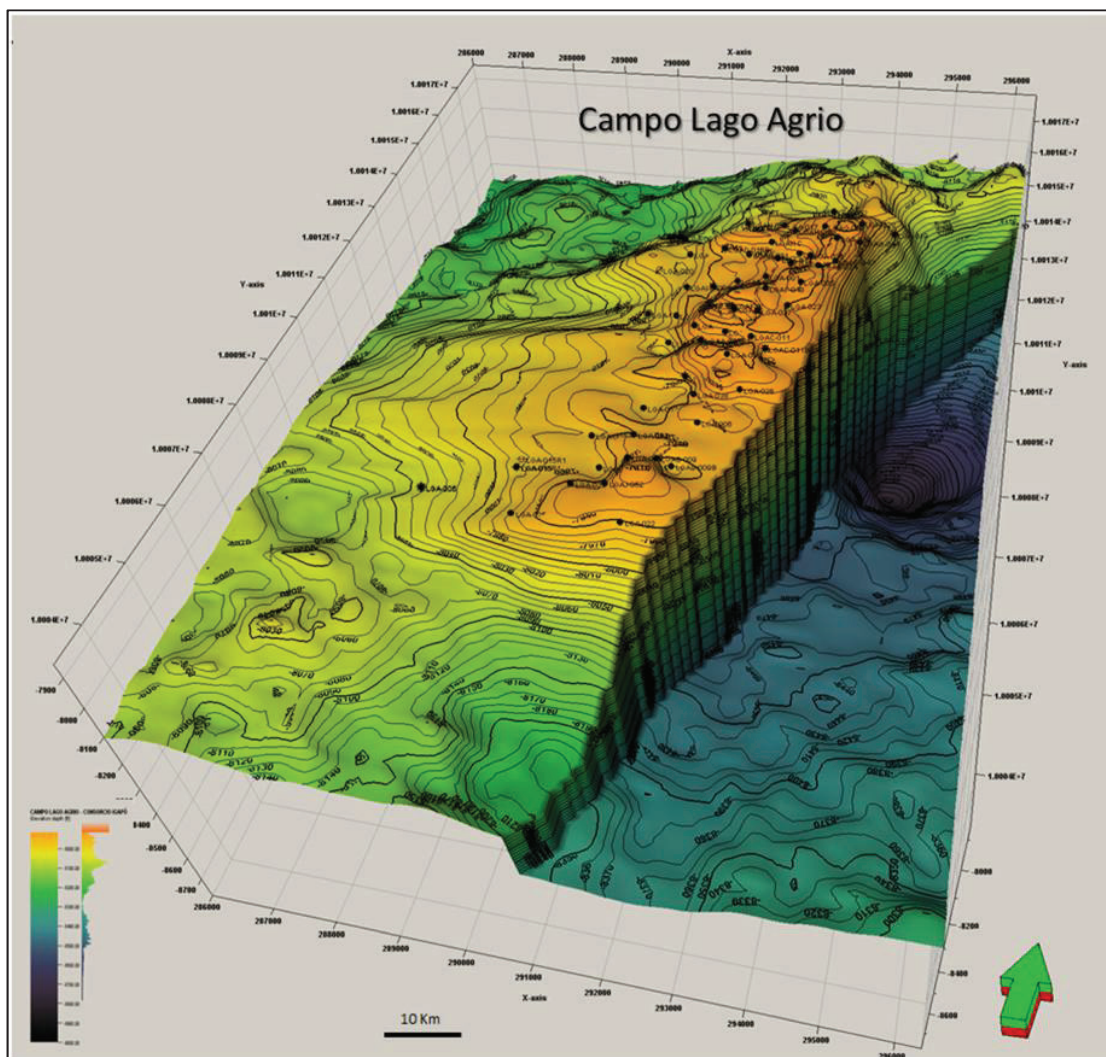


Figura 6 - Mapa Estructural Campo Lago Agrio a nivel de Hollín.
(Petroamazonas, 2015)

3.3 INFORMACIÓN UTILIZADA E HIPÓTESIS ASUMIDAS PARA EL ESTUDIO

Los modelos económicos por lo general se usan para realizar estimaciones sobre el comportamiento de los hechos económicos, que sirven en la toma de decisiones. El modelo matemático utilizado en este estudio utiliza una serie de variables y parámetros y los relaciona a través de una serie de ecuaciones.

Las hipótesis para la aplicación del modelo son: 1) los precios reales de los insumos o de los factores de producción no cambian con el tiempo, 2) el precio del petróleo producido se mantiene constante en valores reales. 3) los costos variables unitarios de operación son idénticos para todos los pozos del mismo campo (nuevo perforado, rehabilitado o curva base), 4) la tasa inicial de producción del pozo perforado depende del momento en que se inicia la producción, 5) la tasa de producción de los fluidos (agua más petróleo) es constante a través del tiempo, 6) la contratista cumplirá con el 100% de plan de actividades del contrato, Anexo C, 7) la fecha en que se termina de perforar y completar el pozo es la misma fecha de inicio de producción, 8) el modelo considera gastos administrativos, 9) se asume en el modelo que el proyecto piloto no es exitoso, 10) el costo de oportunidad del capital invertido 12% (tasa de riesgo país 7% más tasa de inversión sin riesgo de EEUU 5%).

Los datos de las tasas de producción inicial de los pozos perforados están dados en el instante de la firma del contrato. El modelo se encarga de calcular las tasas de producción de acuerdo a la fecha de producción programada.

La tabla 2, indica las actividades de Optimización que contempla el Anexo C del Contrato, las mismas que serán parte de información para el modelo.

Tabla 2 - Tabla de Actividades de Optimización de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

ACTIVIDADES								
No	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE ACTIVIDADES					Costo Estimado Unitario de la Act. (\$)	TOTAL (2014-2019)
		2014 (junio)	2015	2016	2017	2018		
ACTIVIDADES DE OPTIMIZACIÓN								
1.1 SÍSMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA								
1.1.1	Adquisición de sísmica	0	0	0	0	0	0	-
1.1.2	Reprocesamiento e interpretación	0	0	0	0	0	0	-
1.1.3	Modelos estáticos y dinámicos	0	0	0	0	0	0	-
1.1.4	Otros estudios (a)	0	0	0	0	0	0	-
1.2 PERFORACIÓN DE POZOS DESARROLLO/ IN-FILL INCLUYENDO LA COMPLETACIÓN								
1.2.1	Horizontal	0	0	2	0	0	0	11,446,000.00
1.2.2	Vertical	0	0	0	0	0	0	-
1.2.3	Direccional	0	7	3	1	0	0	8,416,000.00
1.2.4	Multilaterales	0	0	0	0	0	0	-
1.2.5	Duales	0	0	3	0	0	0	10,001,000.00
1.3 PERFORACIÓN DE POZOS AVANZADA INCLUYENDO LA COMPLETACION								
1.3.1	Vertical	0	0	0	0	0	0	-
1.3.2	Direccional	0	0	0	0	0	0	-
1.4 INTERVENCIÓN DE POZOS								
1.4.1	Tratamientos a la formación	0	0	0	0	0	0	-
1.4.2	Fracturas hidráulicas	3	8	0	0	0	0	1,763,000.00
1.4.3	Apertura de nuevas zonas o yacimientos (cambios de zona) (b)	3	2	0	0	0	0	1,753,000.00
1.4.4	Completaciones duales / inteligentes	0	0	0	0	0	0	-
1.4.5	Otras actividades (c) y (d)	0	4	0	0	0	0	4,606,000.00
1.5 ACTIVIDADES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES PARA ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION								
1.5.1	Plantas de captación, manejo, separación y tratamiento (petróleo, gas y agua)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1.5.2	Carreteras, piscinas, plataformas, campamentos y otras obras civiles	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1.5.3	Tendidos y subestaciones eléctricas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1.5.4	Recambio de equipos y/o facilidades	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1.5.5	Otras actividades en infraestructura y facilidades (e)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

(Secretaría de Hidrocarburos, 2013, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.4 PARÁMETROS TÉCNICOS

3.4.1 RESERVAS PRIMARIAS DE PETRÓLEO

Las reservas son las cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. (SPE, 2015) Reserva primaria es aquella cantidad de hidrocarburos que se prevé recuperar con la energía propia de yacimiento.

La Secretaría de Hidrocarburos presenta el Reporte Anual de Reservas para el año 2013 y 2014, en los cuales reporta las reservas de petróleo del Campo Lago Agrio y estas cifras se usarán como base para este estudio. Además, el estudio presenta los conceptos de tipos de reservas que se usarán durante el estudio: (Secretaria de Hidrocarburos , 2015).

- Reservas Probadas, son volúmenes de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos, los cuales han sido constatados mediante pruebas de producción con información geológica y de ingeniería de yacimientos y probados con la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta el límite de rentabilidad (Secretaria de Hidrocarburos , 2015).
- Reservas Probables, son volúmenes de hidrocarburos de alto grado de certidumbre donde la información geológica y de ingeniería indica que las reservas aún no han sido probadas y se encuentran en áreas cercanas a las áreas con reservas probadas. (Secretaria de Hidrocarburos , 2015)
- Reservas Posibles, son volúmenes de hidrocarburos estimados que podrían recuperarse y que la información geológica y de yacimientos indican su presencia pero el nivel de certidumbre es menor a las anteriores mencionadas. (Secretaria de Hidrocarburos , 2015)
- Reservas Remanentes, son volúmenes de hidrocarburos recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que aún existe en el yacimiento. (Secretaria de Hidrocarburos , 2015)

Cabe mencionar que a partir del año 2011 rige la modalidad de Contratación de Prestación de Servicios para Exploración y Explotación en el Ecuador, razón por la cual se actualizaron las cifras de reservas de algunos campos basados en la incorporación de información técnica nueva, nuevos estudios de geología, geofísica, yacimientos y simulación matemática de los reservorios. Basado en el Reporte Anual de Reservas de 2013 y 2014 SH, el campo Lago Agrio reporta para el año 2013 el Volumen de Petróleo Original Estimado en Sitio (POES) de 804.35 MMBIs, reservas probadas con 208.9 MMBIs, reservas probables con 5.85 MMBIs, reservas totales 214.78 MMBIs; para el año 2014 el (POES) reporta 1239.37 MMBIs, reservas probadas 221.54 MMBIs, reservas probables 5.65 MMBIs, reservas totales 228.13 MMBIs; por lo que se puede apreciar un

incremento en aproximadamente el 54% sobre el volumen original en sitio de petróleo, un incremento del 6% sobre las reservas probadas entre el reporte de reservas de 2013 y el reporte de 2014. Las reservas reportadas por la Subsecretaría de Hidrocarburos para el Campo Lago Agrio a diciembre de 2013 se presentan en la tabla 3: Probadas Iniciales 208.9 MMBls, Probables 5.8 MMBls, y Reservas Remanentes de 46.45 MMBls de petróleo. La producción acumulada a diciembre de 2013 fue de 162.4 MMBls.

Tabla 3 - Reservas Estimadas del Campo Lago Agrio año 2013

YACIMIENTO	VOLUMEN INSITU (MMBLS)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS PROBADAS (MMBLS)	RESERVAS PROBABLES (MMBLS)	RESERVAS POSIBLES (MMBLS)	RESERVAS TOTALES (MMBLS)	PRODUCCION ACUMULADA (MMBLS)	RESERVAS REMANENTES (MMBLS)	API'
BASAL TENA	17.35	48.04	8.33	0.15		8.48	5.54	2.79	27.00
NAPO (U INFERIOR)	47.81	10.89	5.21	1.08		6.28	2.76	2.44	29.60
NAPO (U SUPERIOR)	11.67	25.99	3.03	0.36		3.39	1.68	1.36	28.60
NAPO (T INFERIOR)	68.44	8.92	6.10	0.66		6.76	3.58	2.53	29.50
NAPO (T SUPERIOR)	20.40	12.40	2.53	0.14		2.67	1.59	0.94	28.70
HOLLIN INFERIOR	492.39	25.19	124.05	1.15		125.20	114.09	9.96	28.80
HOLLIN SUPERIOR	146.30	40.80	59.68	2.31		62.00	33.25	26.44	27.20
TOTAL	804.35		208.94	5.85	0.00	214.78	162.48	46.45	

(Secretaría de Hidrocarburos, SHE, 2013, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La tabla 4 indica las reservas reportadas a diciembre de 2014: Probadas iniciales 221 MMBls, Probables 5.6 MMBls, y Reservas Remanentes con 57.35 MMBls de petróleo. Producción Acumulada a esta fecha fue de 164.2 MMBls de petróleo.

Tabla 4 - Reservas Estimadas del Campo Lago Agrio año 2014

YACIMIENTO	VOLUMEN INSITU (MMBLS)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS PROBADAS (MMBLS)	RESERVAS PROBABLES (MMBLS)	RESERVAS POSIBLES (MMBLS)	RESERVAS TOTALES (MMBLS)	PRODUCCION ACUMULADA (MMBLS)	RESERVAS REMANENTES (MMBLS)	API'
BASAL TENA	46.77	28.48	13.32	0.15	0.00	13.47	6.05	7.27	24.00
NAPO (U INFERIOR)	50.75	12.57	6.37	0.87	0.41	7.66	2.85	3.53	29.10
NAPO (U SUPERIOR)	50.90	4.08	2.07	0.66	0.00	2.74	1.72	0.35	29.10
NAPO (T INFERIOR)	33.53	19.82	6.64	0.20	0.20	7.05	3.64	3.01	29.00
NAPO (T SUPERIOR)	60.21	4.31	2.59	0.16	0.00	2.75	1.62	0.97	29.00
HOLLIN INFERIOR	819.50	15.16	124.20	1.20	0.30	125.70	114.24	9.97	28.80
HOLLIN SUPERIOR	177.71	37.34	66.35	2.41	0.00	68.77	34.10	32.25	28.10
TOTAL	1,239.37		221.54	5.65	0.90	228.13	164.21	57.36	

(Secretaría de Hidrocarburos, SH, 2014, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.4.2 CURVA BASE (REFERENCIAL) DE PRODUCCIÓN

La producción de petróleo del país ha ido incrementando a lo largo de la historia de exploración y producción petrolera; la producción petrolera inicia en los años 70's con una cifra de 78,089 barriles por día, luego alcanzando en el año 2000 la producción promedio de 400,000 barriles diarios; el segundo evento importante en la historia de producción se reporta en agosto de 2014 con la producción record del país de 567,424 barriles diarios; la producción promedio a enero de 2016 es de 529,341 barriles diarios, y se estima que esta cifra de producción se mantendrá durante el año 2016. (Agencia de Regulacion y Control Hidrocarburos, 2015).

La figura 7 indica la producción ecuatoriana de petróleo durante la historia petrolera del país. El crecimiento de la producción desde 1972 hasta 2015 y la proyección de producción para los años 2016 - 2019, la misma que ha considerado el desarrollo y puesta en producción del campo Ishpingo -Tiputini. La estimación de la producción de petróleo en los últimos tres años se basa en un plan de desarrollo más agresivo del campo ITT, que el considerado en la figura 4 (pag. 18).

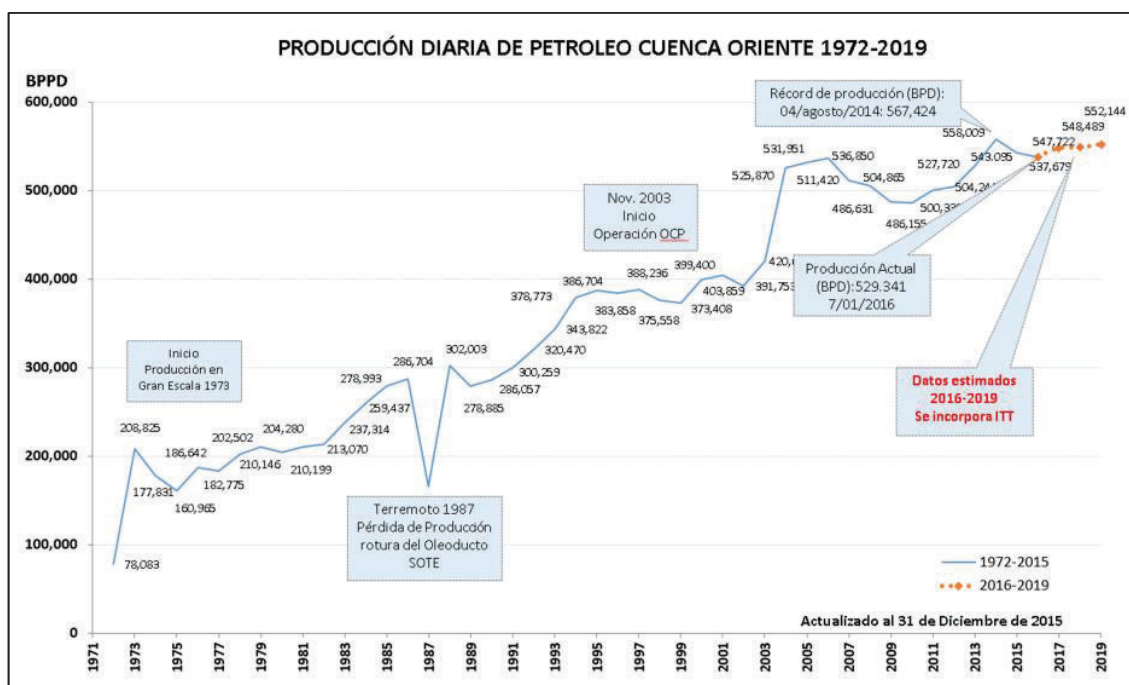


Figura 7 - Producción de petróleo de la cuenca Oriente desde 1972 hasta 2019
(Secretaría de Hidrocarburos, SH, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Lago Agrio es el primer campo petrolero en Ecuador que incorpora su producción en mayo de 1972 con 10,450 bpd, la producción del campo ha sido variable. A fines de 1973 el campo presentó la producción histórica de 53,640 bpd, para luego caer en marzo de 1975 a 4,893 bpd; la producción durante los años 1975 hasta 1979 logra mantener la producción sobre los 25000 bpd. A partir de 1980 se inicia la declinación de la producción de petróleo para el periodo 2012 y mediados de 2015 con 5,000 bpd promedio, para finalmente para mediados de 2015 y año 2016 la producción diaria promedio de 3500 bpd.

La producción promedio reportada a diciembre de 2015 fue de 3,565 barriles diarios; por otro lado la producción de la curva base contractual es de 3604 barriles diarios para la misma fecha. La producción diaria promedio del campo durante los primeros catorce meses de vigencia del contrato fue de 5,431 barriles de petróleo, y la producción de la curva base contractual para este mismo período es de 4,016 barriles, por lo que la producción incremental para este período es 1,415 barriles. Por otro lado, la producción de petróleo acumulada a la fecha de

vigencia del contrato, 31 de octubre de 2015 fue de 165,988.143 barriles, la cual será la cifra que se usará en el modelo objeto de este estudio.

La figura 8 indica la curva de producción histórica del Campo Lago Agrio desde 1972 hasta 2015, la línea verde indica la producción de petróleo, la línea azul indica la producción de agua; la línea roja indica la curva estimada de producción de petróleo estimada durante los quince años de vigencia del contrato.

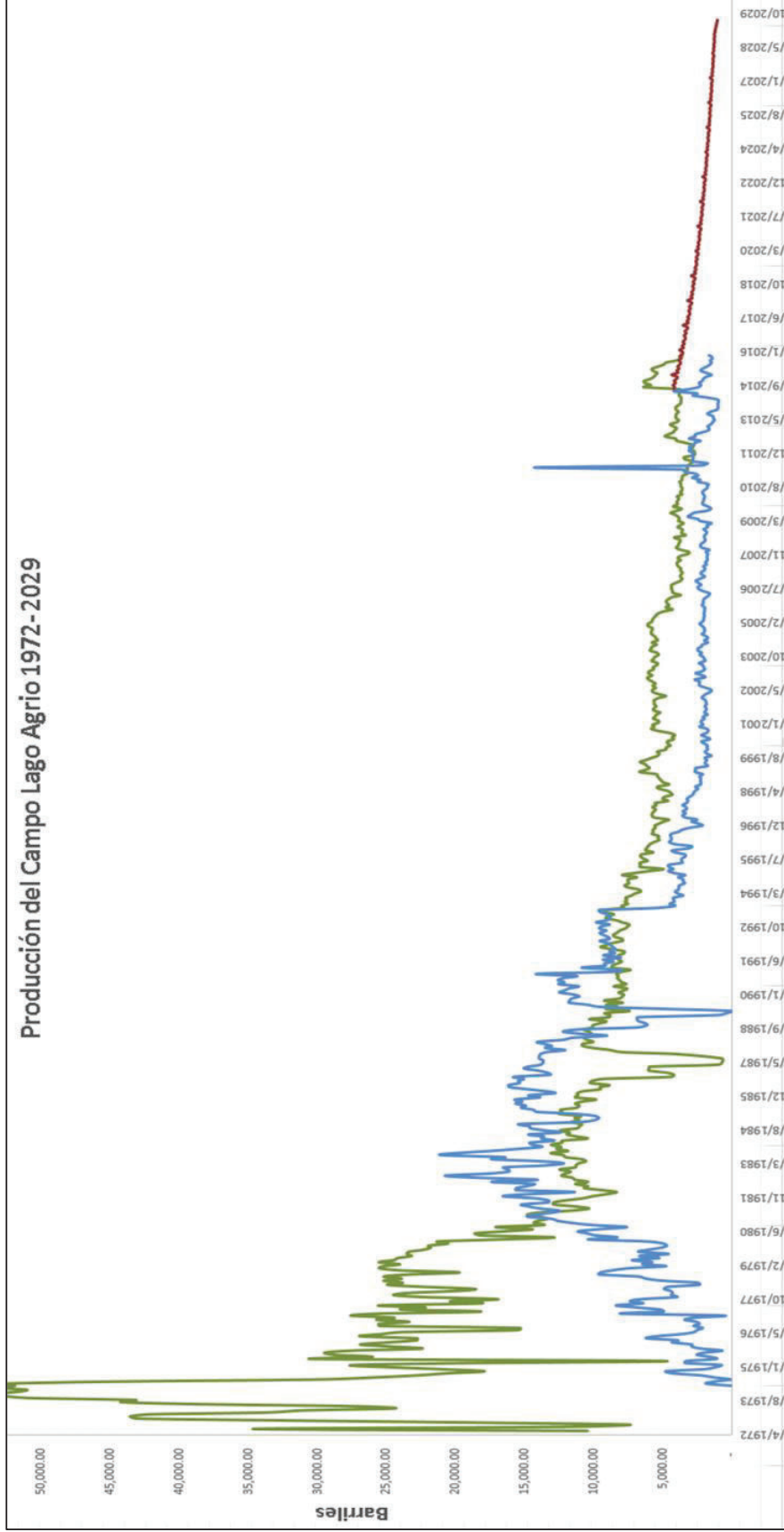


Figura 8 - Curva de producción histórica del Campo Lago Agrio, comprendida desde 1972 hasta 2029, producción de petróleo y agua. (Anexo B, Contrato de Prestación de Servicios PAM-Halliburton, 2014. Elaborado por Jiménez L., Paredes D.)

La figura 9 representa la curva base contractual de la producción estimada de petróleo para los siguientes 15 años (180 meses).

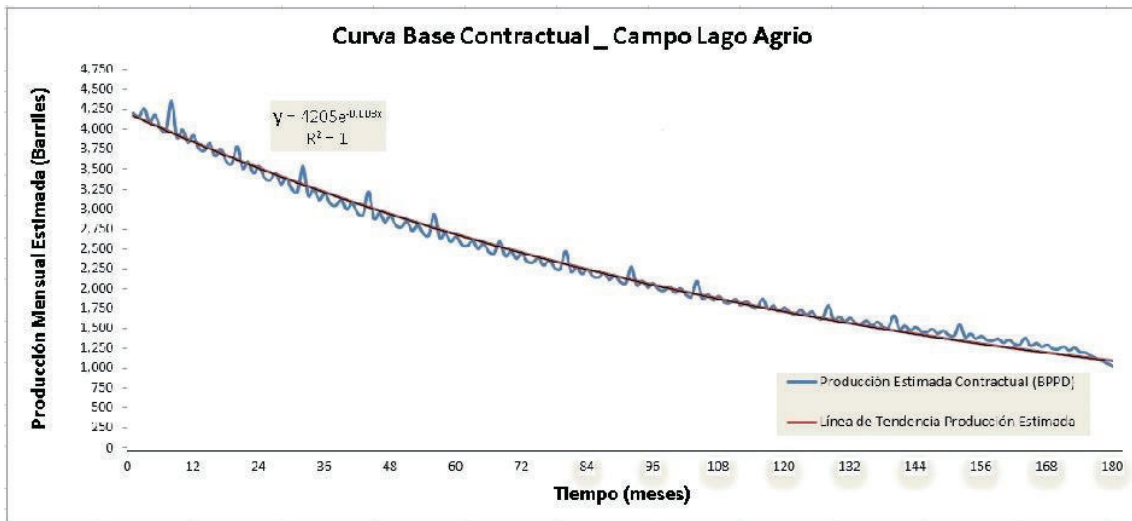


Figura 9 - Curva Base Contractual de la producción de petróleo Campo Lago Agrio. (Anexo B, Contrato de Prestación de Servicios PAM-Halliburton, 2014.)

Para efecto del modelo económico del Campo Lago Agrio se han definido los pozos participantes en la curva base de producción real, los cuales producen de los diferentes yacimientos Hollín, Arenisca U y Arenisca Basal Tena; el listado se indica en la tabla 5.

Tabla 5 - Curva Base de producción de petróleo, factor de agua y yacimiento del Campo Lago Agrio

Curva Base de Producción - Campo Lago Agrio				
NOMBRE DE POZO	QOI(BPD)	FW(%)	ESTACION	YACIMIENTO
Lago Agrio-4	26	9	2	HS
Lago Agrio-9	124	12.8	2	TI
Lago Agrio-11	212	34	1	HS
Lago Agrio-12	320	5	1	BT
Lago Agrio-13	87	55.7	2	US
Lago Agrio-17	74	11	1	T
Lago Agrio-18	116	67	1	H
Lago Agrio-22	385	3	2	BT
Lago Agrio-25	36	10	2	UI
Lago Agrio-37	6	2	1	TI
Lago Agrio-38	190	9	2	U
Lago Agrio-39	796	4	2	HS
Lago Agrio-40	192	1.3	1	HS
Lago Agrio-41	78	65	1	HS
Lago Agrio-42	194	26	1	HS
Lago Agrio-43	194	27	1	HS
Lago Agrio-44	101	39	1	HS
Lago Agrio-45	21	34	1	BT
Lago Agrio-47	249	8	1	H
Lago Agrio-48	39	48	1	HS
Lago Agrio-49	104	6.5	1	UI
Lago Agrio-50	64	1.5	1	HS
Lago Agrio-51	101	18	1	BT
Lago Agrio-54	1982	1.5	1	BT
Lago Agrio-55	627	34	1	HI
Lago Agrio-60	14	10	2	H

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.4.3 PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS

El programa de perforación de pozos para el Campo Lago Agrio ha sido definido de acuerdo al contrato, basado en el Anexo C; el programa de perforación del modelo indica 16 pozos a perforar durante los tres primeros años, 7 a perforarse en 2015, 8 pozos a realizar en 2016 y 1 pozo durante el 2017.

Tabla 6 - Programa de perforación de pozos de acuerdo al plan de actividades

PROGRAMA DE PERFORACION DE POZOS - CAMPO LAGO AGRIO													
NOMBRE DEL POZO	QOI	B(QOI)	D(QOI)	FWI	B(POZO)	D(POZO)	COSTO	DIA	MES	AÑO	ESTACION	INFRAESTR.	TIPO
	BPD		%ANUAL	%		% ANUAL	MM \$	INICIO	INICIO	INICIO Q		MM \$	
LGN-1	400	2	5	25	0.7	22	8.27	28	2	2015	1	1.30	DI
LGN-2	400	2	5	25	0.7	22	8.27	6	4	2015	1	1.30	DI
LGN-3	400	2	5	25	0.7	22	8.27	21	5	2015	1	1.35	DI
LGN-4	400	2	5	25	0.7	22	8.27	27	6	2015	1	1.30	DI
LGN-5	400	2	5	25	0.7	22	8.27	11	8	2015	1	1.30	DI
LGN-6	400	2	5	25	0.7	22	8.27	17	9	2015	1	1.30	DI
LGN-7	400	2	5	25	0.7	22	8.27	4	11	2015	1	1.30	DI
LGN-8	400	2	5	25	0.7	22	8.27	5	9	2016	1	1.30	DI
LGN-9	400	2	5	25	0.7	22	8.27	9	10	2016	1	1.30	DI
LGN-10	400	2	5	25	0.7	22	8.27	10	11	2016	1	1.30	DI
LGN-11	400	2	5	25	0.7	22	8.27	1	1	2016	1	1.30	DI
LGN-12	400	0.001	10	35	0.001	14	8.27	1	10	2016	1	1.30	DI
LGN-13	400	0.001	10	35	0.001	14	8.27	1	11	2016	1	1.30	DI
LGN-14	400	0.001	10	35	0.001	14	8.27	1	12	2016	1	1.30	DI

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La tabla 6 indica el programa de perforación donde: Qoi es la producción inicial estimada de los pozos nuevos en base a la producción de los pozos vecinos, $B(Qoi)^{16}$ es el factor de declinación hiperbólica de la producción inicial del yacimiento, $D(Qoi)$ es la declinación anual de la producción inicial, FWI el porcentaje de agua en la producción inicial, $B(Pozo)$ es el factor de declinación de la curva hiperbólica de la producción del pozo, y $D(Pozo)$ es la declinación anual de la producción del pozo, costo de la actividad (MM\$), fecha de inicio de la operación. La discretización de la producción, si va a la estación norte o centro, costo de infraestructura de superficie del pozo, tipo de pozo (HO horizontal, VE vertical, DI direccional) y tipo de rehabilitación del pozo (DU dual, FH fractura hidráulica, CZ cambio de zona, CD completación dual, TF tratamientos de formación, y OW otros trabajos).

En la tabla 6 se describe las producciones iniciales estimadas de los pozos que se van a perforar y de los pozos a reacondicionar o rehabilitar, así como los factores de declinación de los pozos. Con estos parámetros el modelo calcula las tasas de producción promedio diario de cada uno de los pozos para cada mes de los ciento ochenta meses de duración del contrato. El modelo indica la producción de petróleo de 11.13 MMBIs proveniente de los 16 pozos nuevos perforados durante los quince años de producción.

¹⁶ Qoi es el término para definir la producción inicial de petróleo.

La tabla 7 indica el programa de rehabilitación preparado por la contratista y basado en el Anexo C del contrato; se indica veinte pozos para rehabilitación, lo que comprende: trabajos de fracturación hidráulica, y limpieza de pozo, reacondicionamiento del pozo. En el caso de rehabilitación de pozo ingresa solo el incremento de la producción estimada para Qoi. El total de pozos de rehabilitación son veinte, 20 pozos.

Tabla 7 - Programa de rehabilitación de pozos de acuerdo al plan de actividades

PROGRAMA DE REHABILITACION DE POZOS - CAMPO LAGO AGRIO														
NOMBRE DEL POZO	QOI	B(QOI)	D(QOI)	FWI	B(POZO)	D(POZO)	COSTO	CASO	DD	MM	AA	ESTACION	INFRAESTR	TIPO
	BPD		%ANUAL	%		% ANUAL	MM \$		INICIO	INICIO	INICIO Q		MM \$	
LGW-42	677	0.001	10.6	14	0.001	40	2.1	2	9	9	2015	2	0.00	FH
LGW-44	345	0.001	10.6	24	0.001	17.9	1.63	2	22	8	2015	2	0.00	FH
LGW-47	407	0.001	10.6	8	0.001	34.6	2.1	2	1	3	2016	2	0.00	FH
LGW-48	253	0.001	10.6	40	0.001	25	2.04	2	23	6	2015	2	0.00	FH
LGW-49	199	0.001	6.9	3	0.001	14	1.93	2	1	1	2016	2	0.00	OW
LGW-50	349	0.001	10.6	80	0.001	20	2.1	2	12	7	2015	2	0.00	FH
LGW-4	238	0.001	10.6	30	0.001	24	1.63	2	4	6	2016	1	0.00	FH
LGW-45	251	0.001	10.6	40	0.001	40	1.96	2	4	2	2015	1	0.00	FH
LGW-13	504	0.001	10.6	40	0.001	14.8	2.02	2	23	4	2015	1	0.00	FH
LGW-17	235	0.001	3.1	10	0.001	6	2.1	2	1	6	2016	2	0.00	OW
LGW-18	395	0.001	10.6	39	0.001	11.7	2.3	2	2	8	2015	2	0.00	FH
LGW-24	382	0.001	10.6	60	0.001	21.9	1.58	2	15	3	2015	2	0.00	FH
LGW-30	235	0.001	10.6	5	0.001	21.3	1.63	2	2	10	2015	2	0.00	FH
LGW-32	131	0.001	10.6	50	0.001	16.6	1.38	2	4	4	2015	2	0.00	OW
LGW-34	77	0.001	16.4	46.8	0.001	10.8	2.07	2	20	2	2015	2	0.00	FH
LGW-35	305	0.001	10.6	34.7	0.001	18.3	1.63	2	15	9	2016	2	0.00	FH
LGW-36	362	0.001	10.6	60	0.001	16	2.23	2	26	3	2015	2	0.00	OW
LGW-37	249	0.001	10.6	64	0.001	10.6	2.18	2	16	5	2015	2	0.00	FH
LGW-40	472	0.001	10.6	1.5	0.001	44.8	2.1	2	18	12	2016	2	0.00	FH
LGW-31	245	0.001	16.4	10	0.001	16	2.31	2	15	1	2015	2	0.00	FH

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Las actividades de perforación de los pozos nuevos y las de rehabilitación de los pozos existentes están enfocadas a obtener el incremental de producción de petróleo del campo. La producción incremental es el resultado de la producción de la curva total menos la producción de la curva contractual. El modelo indica la producción incremental de 8.53 MMBIs debido a los trabajos de rehabilitación. Esto con el objetivo de obtener mayores ingresos durante la ejecución del proyecto.

La producción total proveniente de pozos perforados nuevos y rehabilitados reportada por el modelo es de 19.66 MMBIs para los quince años de producción; sin embargo, la producción de curva base contractual es de 16.07 MMBIs y la producción de la curva base real es de 13.19 MMBIs generando una diferencia de 2.88 MMBIs que aparentemente la empresa contratista tendrá que producir sin

recibir ningún pago por lo que, de acuerdo al modelo la producción incremental remunerada a la contratista será de 16.66 MMBls. (ver Anexo G pag 122).

En la figura 10, se indica la curva base real de producción de petróleo (línea naranja), la curva base contractual (línea azul) y la curva total de producción de petróleo (línea gris), en la cual se puede apreciar la separación entre la curva base real y la curva base contractual, haciéndose más evidente en los años quinto y sexto de vigencia del contrato con 1260 bpd para curva base contractual y 995 bpd para curva base real.

Por otro lado, se puede observar que la curva de producción total presenta valores altos de producción por aproximadamente tres años, siendo de 4319,7 bpd para el segundo año; luego la producción empieza a declinar llegando al año 2015 con una producción total de 743,6 bpd, donde la producción de curva base contractual indica 570,9 bpd y la curva base real indica 402,3 bpd.

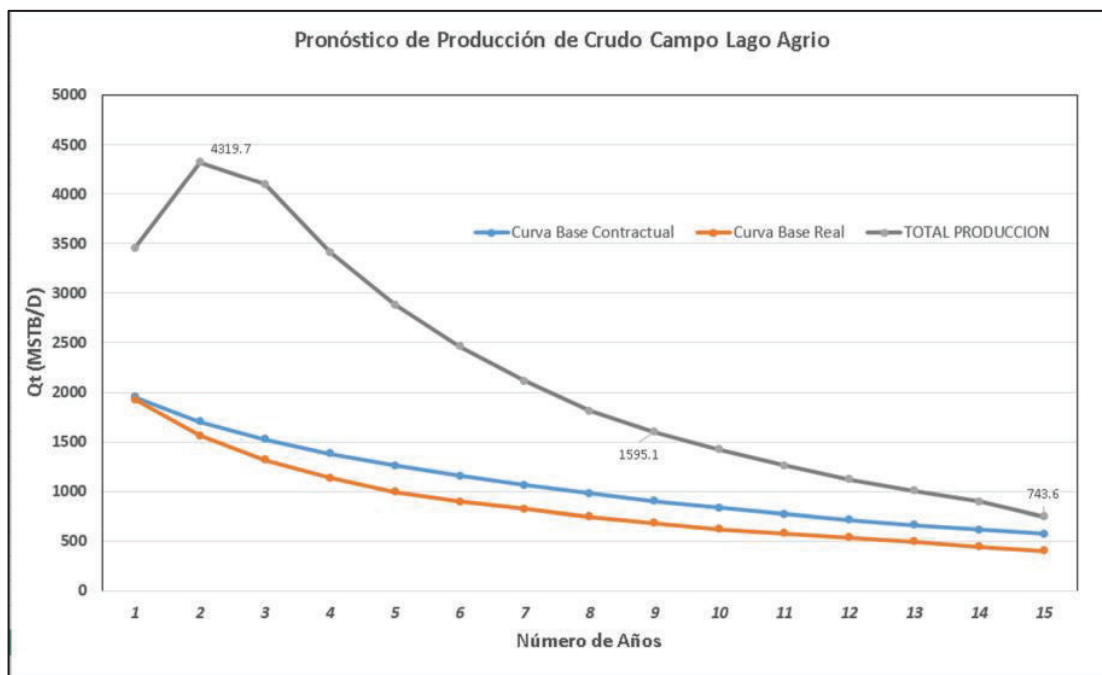


Figura 10 - Curva base contractual de la producción de petróleo Campo Lago Agrio, curva total de producción y curva base real.

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.4.4 CAPACIDADES INSTALADAS DE LAS FACILIDADES DEL CAMPO EN PROCESAMIENTO DE FLUIDOS, REINYECCIÓN DE AGUA, EVACUACIÓN DE CRUDO, GENERACIÓN ELÉCTRICA, ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA, REQUERIMIENTOS DE ESTAS CAPACIDADES

Las facilidades de producción del campo son básicas y cuenta con una planta de procesamiento de fluidos, reinyección de agua, evacuación de crudo, planta de generación eléctrica, planta de almacenamiento de petróleo y agua.

El Campo Lago Agrio dispone de un sistema de reinyección de agua de formación, el mismo que está localizado en la Estación Lago Norte, el cual está conformado por tuberías de alimentación de agua, zona de filtrado y zona de almacenamiento, cuya capacidad es de 500 barriles de agua. Además dispone de líneas bypass, líneas de conexión entre tanques, bombas Booster, bombas REDA de inyección de agua, líneas de descarga desde los tanques a las bombas de inyección, y líneas de descarga a los pozos reinyectores. Las bombas tríplex y quíntuples suministran el fluido motriz para el sistema de levantamiento artificial mediante bombeo hidráulico, estas se encuentran instaladas en diferentes pozos y la mayoría presenta baja eficiencia operativa. (Beltran & Fierro, 2007)

De acuerdo al reporte de producción 2015 de SH se indica que los métodos de producción del campo son principalmente por bombeo hidráulico: (tipo pistón o jet, bombeo mecánico) y electro-sumergible.

El campo Lago Agrio cuenta con dos estaciones de producción: Estación Lago Norte y Estación Lago Central, a las cuales llega la producción de crudo de los pozos que forma este campo. El sistema de procesamiento de fluidos (sistema power oil) para el campo Lago Agrio está constituido por tuberías, nodos, válvulas, tanques de almacenamiento, bombas tríplex, quíntuplex y unidades HPS, de la Estación Lago Norte y de la Estación Lago Central. El sistema de bombeo HPS y el sistema de tubería de los Sistemas de Estación Lago Norte y

Lago Central han logrado la distribución de presión uniforme para realizar una operación fiable.

El sistema de generación eléctrica consta de tres turbinas ROUSTON, dos turbinas A (TA) que funcionan a gas o diesel; una turbina B (TB) con sistema de combustión dual gas-diesel. La generación de energía por cada turbina es de aproximadamente 3MW de potencia. Se registran tres líneas de voltaje para abastecimiento de energía en el área, que se distribuyen de la siguiente manera: 1) línea de 4160 voltios y abastece a Campo 1 (oficinas locales, contratistas y militares), Campo 2 (Refinería, Superintendencia, etc.) y Estación Central; 2) línea de 13800 voltios abastece energía para las instalaciones de Lago Norte, Este y Sur; 3) línea de 69000 voltios que pertenece al sistema interconectado SEIP¹⁷. De acuerdo al modelo no se visualiza la necesidad de aumentar las capacidades existentes.

3.5 PARÁMETROS ECONÓMICOS

3.5.1 PRECIO DEL PETRÓLEO

De acuerdo al Reporte trimestral del Banco Mundial, la estimación del precio del petróleo crudo para 2016 es de 37 dólares como indica en el informe Commodity Markets Outlook¹⁸. La bajada en la proyección del precio se debe a factores geopolíticos y de mercado que están relacionados con la oferta y demanda: la mejora de la situación política de Irán, producción petrolera estadounidense con mayor eficiencia, debilidad de las perspectivas de crecimiento de las economías de los mercados emergentes. El precio del petróleo cayó el 47% en 2015 con respecto al precio de 2014, y se espera la caída del 27% anual en 2016. El precio del petróleo WTI cerró en 46,10 dólares en 2015. (Energía, 2016).

¹⁷ Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero.

¹⁸ Commodity Markets Outlook es el informe de Perspectivas del mercado de productos básicos emitido por el Banco Mundial.

El precio de petróleo ecuatoriano se rige con el precio de petróleo WTI en función de la calidad de crudo, clasificándose en crudo Oriente y crudo Napo. El crudo Oriente tiene gravedad API más alta y menos contenido de azufre que el precio de crudo Napo. Por otro lado, crudo Napo es aquel que es pesado y agrio con gravedad API de alrededor de 18,5 grados y 2,2 % de contenido de azufre y es aquel que se transporta por el OCP (Oleoducto de Crudos Pesados) hasta el puerto de exportación de puerto de Balao. La penalidad en precio para el crudo ecuatoriano crudo Oriente y/o Napo, por lo general es 10 dólares menos con respecto al precio WTI.

La figura 11 indica la variación mensual del precio por barril del petróleo West Texas Intermediate (WTI) (curva color lila) y precio Brent (curva color azul) desde 1982 hasta 2015, los mismos que están indicados en dólares de 2010. Se puede apreciar que el pico más alto del precio fue en el primer semestre de 2008, con 133 \$/barril y luego se presenta la declinación del precio hasta llegar a los niveles más bajos de los precios en los años 2000 - 2003.

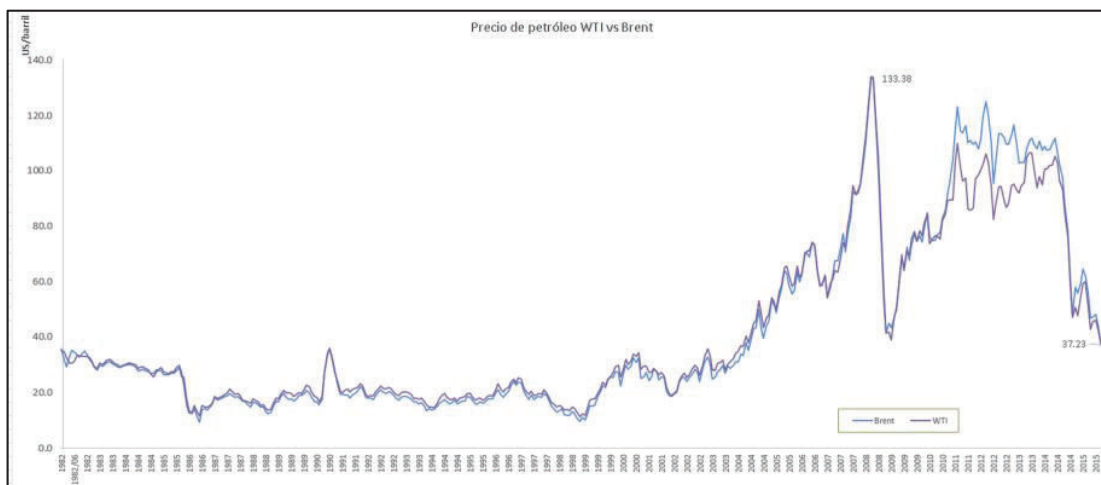


Figura 11 - Variación del precio del petróleo WTI, Brent desde 1982 hasta 2015.
(Reporte del Banco Mundial, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El precio del petróleo tiene incidencia en la tasa de abandono o cierre del pozo, por lo que la producción total del campo se verá afectada y por ende los ingresos; la tasa de cierre del pozo es la tasa de producción para la cual el costo marginal

de producción es igual al precio FOB¹⁹. De acuerdo con esto, si el pozo debe cerrarse antes de que termine el contrato por efecto de precio del petróleo bajo, la producción acumulada de este pozo y del campo serán menores.

El precio del barril de petróleo ecuatoriano ha sufrido una caída alarmante debido a factores que ya han sido explicados anteriormente. Según el reporte del Banco Central del Ecuador, en enero de 2016 el precio promedio del barril de petróleo WTI estuvo en 31,91 USD, lo que significa que el precio del petróleo ecuatoriano bordeó los 23,00 USD.

La figura 12 indica la variación del precio del petróleo ecuatoriano durante los años 2014 – 2015, donde se puede apreciar el pico más alto con 99\$/b durante los primeros meses de 2014, luego presenta la caída de los precios a partir de octubre de 2014 con 40\$/barril hasta cerrar el año 2015 con 30\$/barril.

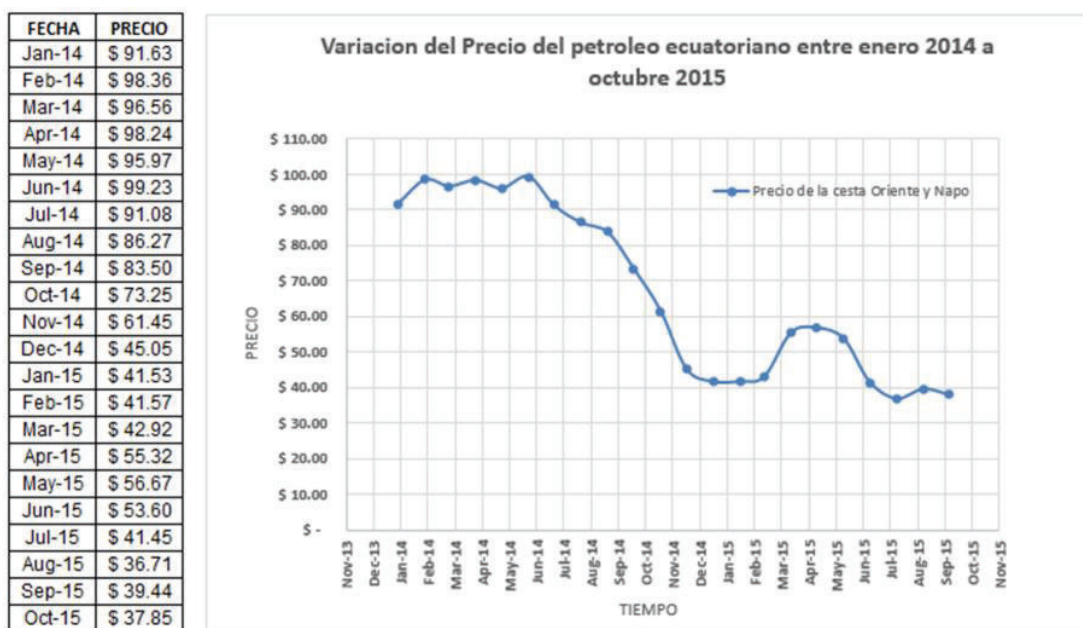


Figura 12 - Variación del precio del petróleo ecuatoriano desde enero de 2014 y septiembre 2015.

(Reporte del Banco Mundial, 2015, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

¹⁹ Precio FOB “Free on Board” término que usa para el precio del bien puesto en puerto o punto de salida del país exportador.

En el análisis del modelo del contrato se asumen dos escenarios, en el primero se analiza la situación desde el punto de vista de la empresa privada y en el segundo caso se analiza desde el punto de vista del Estado.

Desde el punto de la empresa privada, el precio del petróleo aparentemente no tiene ninguna influencia ya que todos los ingresos están en función de la tarifa que se fija o se negocia con el Estado, esta tarifa no depende del precio del petróleo. Sin embargo el precio del petróleo si afecta al límite económico de los pozos a través de la tasa de abandono, ya que si el precio del barril es menor al costo marginal de producción, lo lógico es que el operador cierre los pozos que empezarían a reportar pérdidas, esto afectaría a los ingresos de la empresa prestadora de servicios ya que disminuiría en producción incremental. (Ver Anexo A pág. 102, Anexo B pág. 105).

Por otro lado, desde el punto de vista del Estado, el precio del petróleo influye de manera directa ya que de este dependen los ingresos económicos que percibe el Estado, debido a que de estos ingresos el Estado paga la tarifa a la contratista, por lo que si el precio baja al punto que el Estado no pueda cubrir el pago de la tarifa, el negocio para el Estado no será beneficioso ya que puede empezar a acumular una deuda con la empresa prestadora de servicios.

3.5.2 INVERSIONES

Se puede definir una inversión como el desembolso económico para la adquisición de bienes y servicios que servirán para desarrollar un proyecto. El Plan de Actividades Comprometidas, como se indica en el Anexo C del Contrato, contiene todas las actividades que la Contratista se compromete a ejecutar. Las inversiones están conformadas por lo siguiente: Inversiones de Optimización de Producción, Inversiones de Recuperación Mejorada, y las Inversiones de Exploración.

Las Inversiones de Optimización de Producción, son el conjunto de erogaciones que efectuará la empresa Contratista para adquisición de bienes y/o servicios durante la ejecución de las Actividades de Optimización.

De acuerdo al contrato, las inversiones de las actividades de optimización se presentan en la tabla 8:

Tabla 8 - Tabla de Inversiones de las Actividades de Optimización de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

ACTIVIDADES									
No	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE ACTIVIDADES						Costo Estimado Unitario de la Act. (\$)	TOTAL (2014-2019)
		2014 (junio)	2015	2016	2017	2018	2019 (junio)		
ACTIVIDADES DE OPTIMIZACIÓN									
1.1 SÍSMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA									
111	Adquisición de sísmica	0	0	0	0	0	0	-	
112	Reprocesamiento e interpretación	0	0	0	0	0	0	-	
113	Modelos estáticos y dinámicos	0	0	0	0	0	0	-	
114	Otros estudios (a)	0	0	0	0	0	0	-	
1.2 PERFORACIÓN DE POZOS DESARROLLO/ IN-FILL INCLUYENDO LA COMPLETACIÓN									
12.1	Horizontal	0	0	2	0	0	0	11,446,000.00	2
12.2	Vertical	0	0	0	0	0	0	-	0
12.3	Direccional	0	7	3	1	0	0	8,416,000.00	11
12.4	Multilaterales	0	0	0	0	0	0	-	0
12.5	Duales	0	0	3	0	0	0	10,001,000.00	3
1.3 PERFORACIÓN DE POZOS AVANZADA INCLUYENDO LA COMPLETACION									
13.1	Vertical	0	0	0	0	0	0	-	0
13.2	Direccional	0	0	0	0	0	0	-	0
1.4 INTERVENCIÓN DE POZOS									
14.1	Tratamientos a la formación	0	0	0	0	0	0	-	0
14.2	Fracturas hidráulicas	3	8	0	0	0	0	1,763,000.00	11
14.3	Apertura de nuevas zonas o yacimientos (cambios de zona) (b)	3	2	0	0	0	0	1,753,000.00	5
14.4	Completaciones duales / inteligentes	0	0	0	0	0	0	-	0
14.5	Otras actividades (c) y (d)	0	4	0	0	0	0	4,606,000.00	4
1.5 ACTIVIDADES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES PARA ACTIVIDADES DE OPTIMIZACIÓN									
15.1	Plantas de captación, manejo, separación y tratamiento (petróleo, gas y agua)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
15.2	Carreteras, piscinas, plataformas, campamentos y otras obras civiles	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
15.3	Tendidos y subestaciones eléctricas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
15.4	Recambio de equipos y/o facilidades	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
15.5	Otras actividades en infraestructura y facilidades (e)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La figura 13 indica las inversiones para cada actividad señalada en el Anexo C del contrato. En general, se identifican cuatro actividades principales de optimización: perforación de pozos de desarrollo cuya inversión total será 145 MM\$, intervención de pozos con la inversión programada de 46 MM\$, infraestructura con 41 MM\$, y sísmica y estudios con el rubro de 9,6 MM\$. El monto total de inversiones es de 242,35 MM\$.

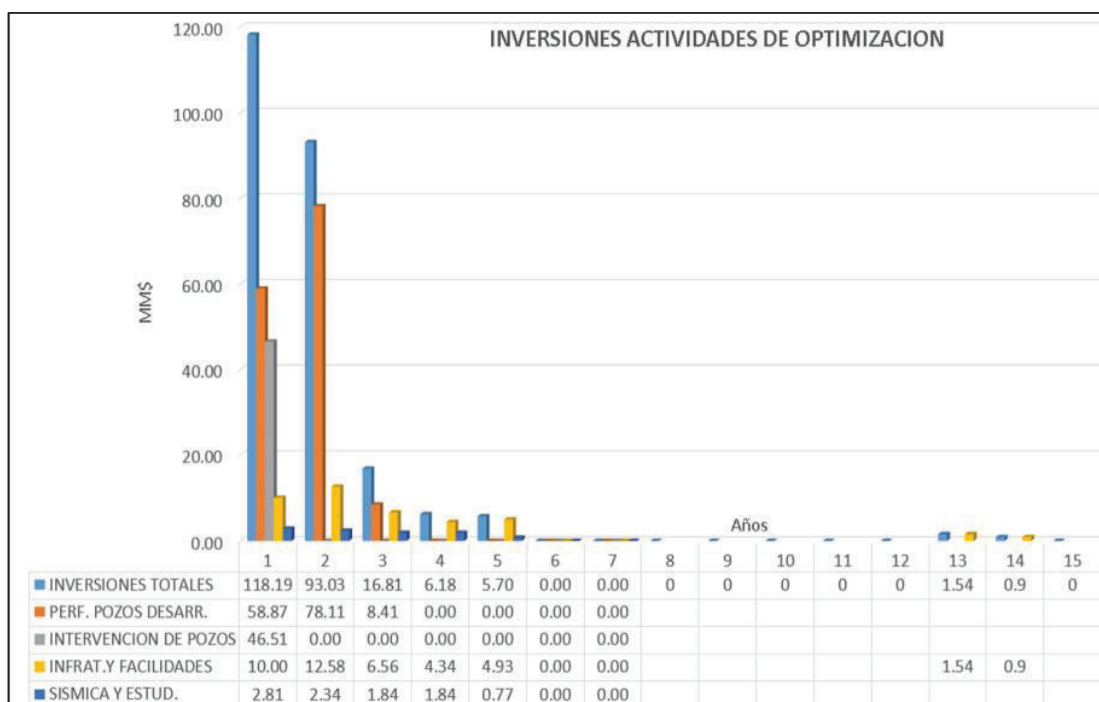


Figura 13 - Inversiones correspondientes a las actividades de optimización.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.5.3 COSTOS DE OPERACIÓN

Se puede definir a los Costos de Operación como los costos de producción menos las amortizaciones y depreciaciones. Si el costo de operación de un período se divide para la producción total del campo, se obtiene el costo de operación unitario de ese período.

Los costos de producción son aquellos costos y gastos incurridos para la construcción de los pozos y facilidades de producción, y la operación, administración y mantenimiento de los mismos; la depreciación de los activos fijos de propiedad de la contratista utilizados en las actividades de producción y la amortización de las inversiones. De acuerdo al Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos publicado en el Registro Oficial 662 con fecha 15/03/2012, y modificado el 26/09/2014. (Registro, 2014).

Los Costos de Operación indicados en el Artículo 9 del Reglamento Contabilidad para Contratos de Servicios en Hidrocarburos son los siguientes ítems:

- a) Sueldos, salarios y beneficios de todo el personal incluidos los costos de supervisión de los campos de producción.
- b) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización del personal;
- c) Salud y seguridad industrial;
- d) Seguros de personal, equipos e instalaciones;
- e) Mantenimiento de campamentos y servicios de vigilancia;
- f) Mantenimiento de vías de acceso a los pozos, puertos y aeropuertos;
- g) Materiales, suministros y químicos consumidos en la operación, incluidos sus costos de transporte;
- h) Capacitación y entrenamiento del personal nacional;
- i) Contribución a la Superintendencia de Compañías, Ministerio sectorial, derechos por la utilización de aguas y materiales; costo de garantías establecidas en el contrato; costo por servicios de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y otros entes de control;
- j) Gastos generales de administración, servicios básicos, vigilancia y suministros;
- k) Arriendo de oficinas, campamentos, vehículos, equipos de oficina;
- l) Reacondicionamiento y limpieza de pozos;
- m) Mantenimiento de instalaciones y equipos, incluyendo las reparaciones para su adecuado funcionamiento, y no incrementan el valor del activo;
- n) Mantenimiento de los sistemas de recuperación mejorada;
- o) Costos de procesamiento de crudo utilizado en plantas topping;
- p) Energía y combustibles comprados para las operaciones de producción;
- q) Costos de operación y mantenimiento del equipo y facilidades de propiedad de la contratista, utilizados en las actividades de producción;
- r) Arrendamiento de equipos;
- s) Arrendamiento de helicópteros;
- t) Costos de transporte por oleoductos secundarios de terceros; y,
- u) Otros, no incluidos en los literales anteriores, debidamente justificados.

La contratista por no ser operadora del campo no incurre en este tipo de costos.

3.5.4 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos administrativos son aquellos gastos incurridos para el control y la dirección de una empresa; sin embargo no son directamente identificables con la financiación, la comercialización, o las operaciones de producción.

De acuerdo al Artículo 9 del Reglamento Contabilidad para Contratos de Servicios en Hidrocarburos (Registro Oficial 6. , 2014) son los siguientes ítems:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Gastos generales de administración, servicios básicos, seguridad y suministros;
- c) Honorarios por servicios;
- d) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización, personal del área administrativa;
- e) Seguros del personal, bienes, equipos e instalaciones, área administrativa;
- f) Costo de la garantía establecida en el contrato;
- g) Mantenimiento de activos fijos;
- h) Alquiler de equipos y servicios de apoyo;
- i) Transporte de personal área administrativa; y,
- j) Otros debidamente justificados.

Según el Anexo C del Contrato, los Gastos Administrativos para este contrato han sido estimados en 10'200,000.00 USD anuales para los primeros cinco años; sin embargo, en el modelo se ha realizado una distribución más real de este rubro ya que conforme transcurre el tiempo se estima que estos gastos deben disminuir a partir del quinto año.

La figura 14 indica la distribución de los gastos administrativos estimados durante la vigencia del contrato, con la distribución del gasto anual. El acumulado de

gastos administrativos proyectado durante de la vigencia del contrato es de \$104.52 MM\$.

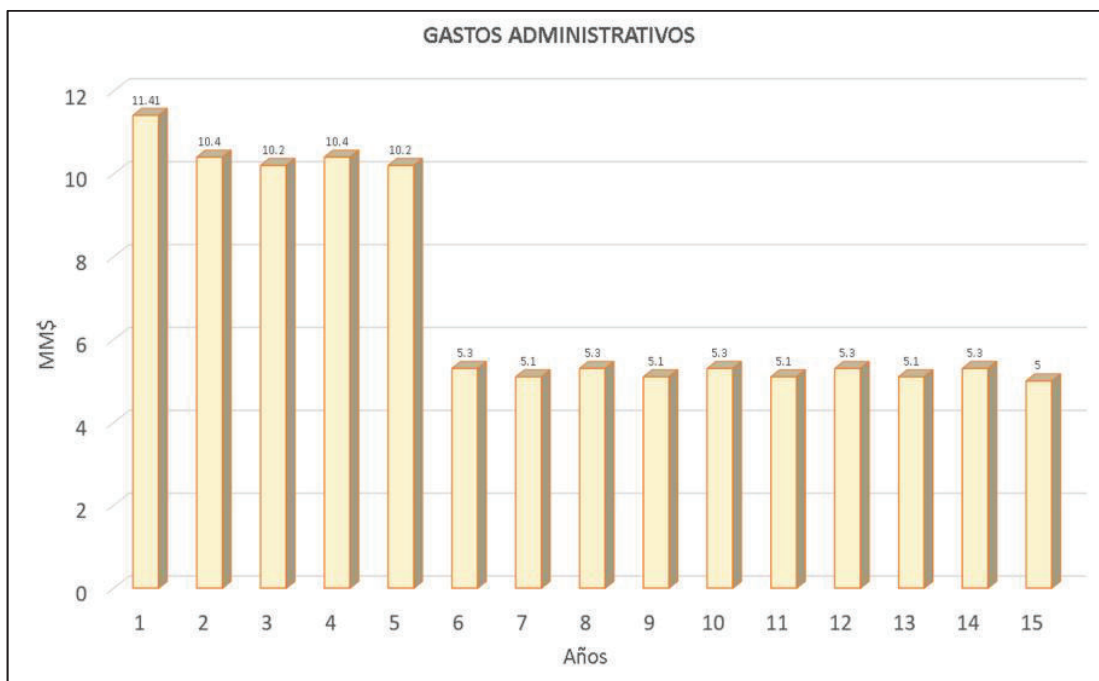


Figura 14 - Gastos administrativos correspondientes a las actividades de optimización. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.5.5 INVERSIONES DEL PROYECTO PILOTO EOR

Las Inversiones de Recuperación Mejorada son consideradas todas aquellas erogaciones que efectuaré la empresa Contratista durante la adquisición de bienes y/o servicios para la ejecución de Actividades de Recuperación Mejorada.

De acuerdo a lo estipulado en el contrato, es responsabilidad de la Empresa Contratista todos los gastos e inversiones relativos a la implementación, ejecución y sostenimiento de las Actividades de Recuperación Mejorada.

Las inversiones a realizarse en las actividades del Proyecto Piloto de Recuperación Mejorada de acuerdo al Anexo C del Contrato se detallan en la tabla 9:

Tabla 9 - Tabla de Inversiones de las Actividades de Recuperación Mejorada de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

No	DESCRIPCIÓN ACTIVIDADES	Total (2014-2019)
2	ACTIVIDADES DE PRUEBA DE RECUPERACIÓN MEJORADA A RIESGO DE LA CONTRATISTA (PILOTOS)	
2.1	Estudios y análisis (modelos: estáticos y dinámicos /propiedades de rocas y fluidos)	3,000,000.00
2.2	Pozos	
2.2.1	Conversiones de un pozo productor a inyector o viceversa	1,500,000.00
2.2.2	Perforación de nuevos pozos inyectores a la formación productora	4,400,000.00
2.2.3	Perforación de nuevos pozos productores para recuperación secundaria y mejorada	-
2.2.4	Intervención de pozos productores e inyectores para recuperación secundaria	10,400,000.00
2.2.5	Intervención de pozos productores e inyectores para recuperación mejorada	-
2.3	Actividades en infraestructura para Actividades de Recuperación Mejorada (Monto total igual a la sumatoria de 2.3.1 a 2.3.8)	
2.3.1	Plantas de tratamiento de agua	7,000,000.00
2.3.2	Plantas de CO2 u otros gases	-
2.3.3	Plantas de químicos u otros agentes de Recuperación Mejorada	-
2.3.4	Químicos para Recuperación Mejorada (Surfactantes, Polímeros, Alcalinos, y otros similares)	860,000.00
2.3.5	Líneas de flujo	-
2.3.6	Equipos y facilidades de bombeo	-
2.3.7	Tendidos y subestaciones eléctricas	-
2.3.8	Inversiones en otras actividades en infraestructura y facilidades para Recuperación Mejorada (f)	7,360,000.00
	TOTAL	34,520,000.00

(Anexo C, Contrato Campos Maduros, 2015)

La figura 15, muestra las inversiones de actividades de recuperación mejorada del proyecto piloto basada en el modelo, total de 34 MM\$ las mismas que se ejecutarán en los tres primeros años.

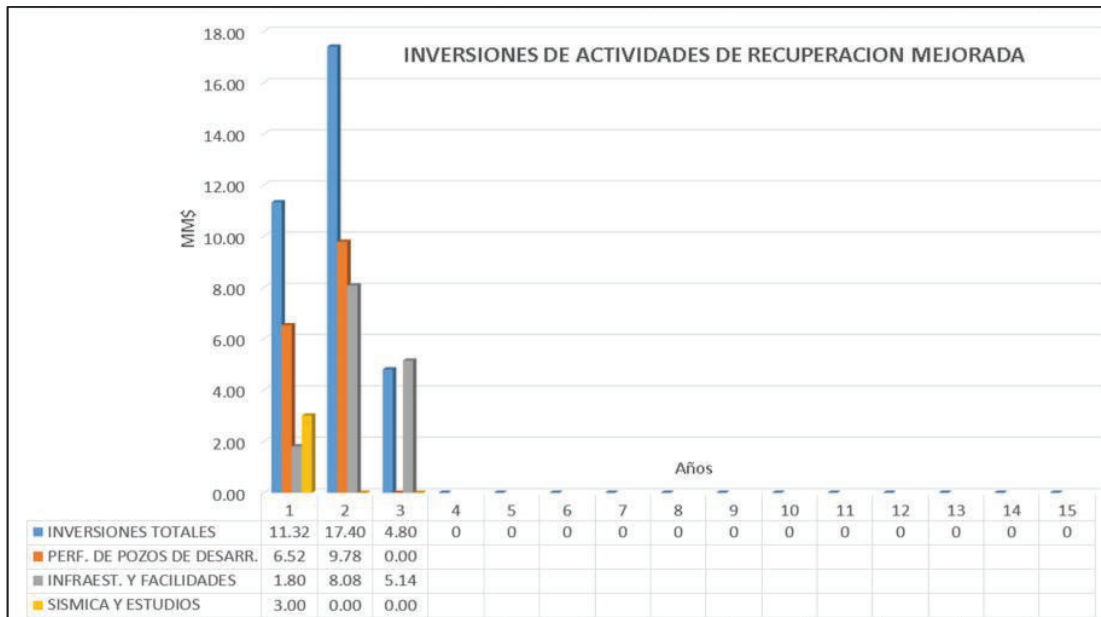


Figura 15 - Inversiones de las Actividades de Recuperación Mejorada de acuerdo al Anexo C del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

De acuerdo al contrato, si el proyecto piloto obtiene resultados favorables, la contratista puede proponer a Petroamazonas EP un plan para obtener una producción de crudo de las actividades de recuperación mejorada, el cual se ejecutará una vez que acuerden una tarifa para esta producción.

3.6 FLUJO DE CAJA PARA LA COMPAÑÍA CONTRATISTA

3.6.1 AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES

La amortización es calculada por el método de la unidad de producción incremental.

En la figura 16, se indica la amortización anual durante la vigencia del contrato, lo que quiere decir que mientras más incrementa la producción también se incrementa la amortización. El monto total de amortizaciones es alrededor de 242.32 MM\$ durante la vigencia del contrato.

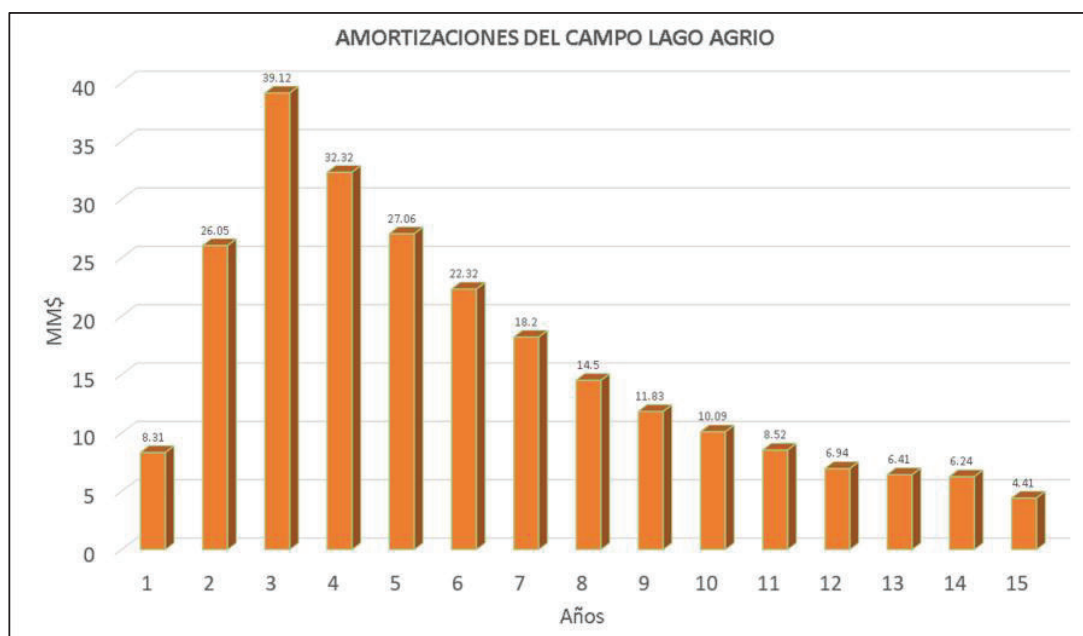


Figura 16 - Amortizaciones del Flujo de Caja del Modelo Económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.6.2 INGRESOS

De conformidad con lo establecido en las cláusulas 16.1 y 16.2 del contrato, el ingreso de la contratista por los servicios principales serán: 1) la tarifa por actividades comprometidas, multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo incremental que se hubieren producido en el área de actividades en el mes anterior, 2) la tarifa de actividades de recuperación mejorada (en el caso que exista esta producción), multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior, 3) tarifa por actividades de exploración contingentes, multiplicada por la cantidad de barriles de petróleo crudo que se hubieren producido en el área de actividades en el mes inmediato anterior. 4) por los servicios suplementarios efectivamente prestados y recibidos a satisfacción de Petroamazonas EP.

La figura 17, indica los ingresos estimados que recibiría la contratista durante la vigencia del contrato. El modelo indica el total de ingresos de 614.54MM\$ durante el período de duración del contrato. Para el cálculo de estos ingresos se ha

supuesto que solo existe producción optimizada y no producción mejorada ya que esta, solo puede estimarse una vez que se tengan resultados del proyecto piloto de recuperación mejorada. (Ver Anexo C pág. 113).

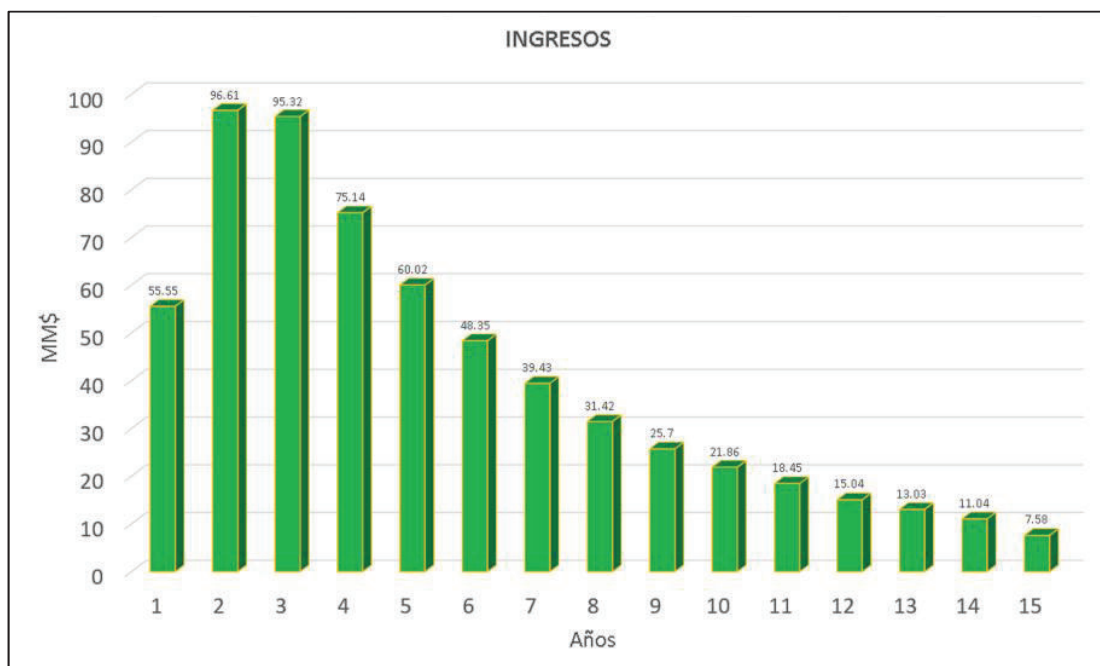


Figura 17 - Ingresos del flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.6.3 IMPUESTOS

Los impuestos, tasas, contribuciones, derechos arancelarios, y demás derechos y gravámenes que deben ser pagados a las autoridades nacionales, provinciales o cantonales en virtud del Régimen Legal, como lo indica la cláusula 4.1.144. En el modelo se contempla Amazonía (2,5%), el impuesto a la renta y participación laboral (33,70%), el impuesto a las remesas de capital (5%), contribuciones a la Superintendencia de Compañías (0.25%). El impuesto a la Renta de Sociedades para el ejercicio fiscal 2015, es de 22% según Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 847 de 10 de diciembre de 2012.

Con Decreto No. 059 publicado en el RO No. 140 de 5 de junio de 1967 se crea la Superintendencia de Compañías (SC), mediante el cual concede a este

organismo personalidad jurídica propia y facultades técnicas para el control continuo y oportuno de las compañías domiciliadas en el país, sean nacionales y extranjeras.

En la Ley de Compañías (RO 312 de 5 de noviembre de 1999), modificado el 3 de diciembre de 2012, vigente) inciso tercero del artículo 449, se expresa: Los fondos para atender los gastos de la Superintendencia de Compañías se obtendrán por contribuciones señaladas por el Superintendente. Las cuales se impondrán sobre las diferentes compañías sujetas a su vigilancia, en relación a los correspondientes activos reales. La contribución anual de cada compañía no excederá del uno por mil de sus activos reales, de acuerdo con las normas que dicte el Superintendente de Compañías.

El monto total de impuestos para este proyecto es de alrededor de 122.22 MM\$. Los mismos que se encuentran desglosados así Amazonía con 15.39 MM\$, Contribuciones a la Superintendencia de Compañías 2.5 MM\$, Impuesto a la Renta y Participación Laboral con 84.90MM\$ y Remesas de divisas con 19.43 MM\$. (Ver Anexo C, pág. 113).

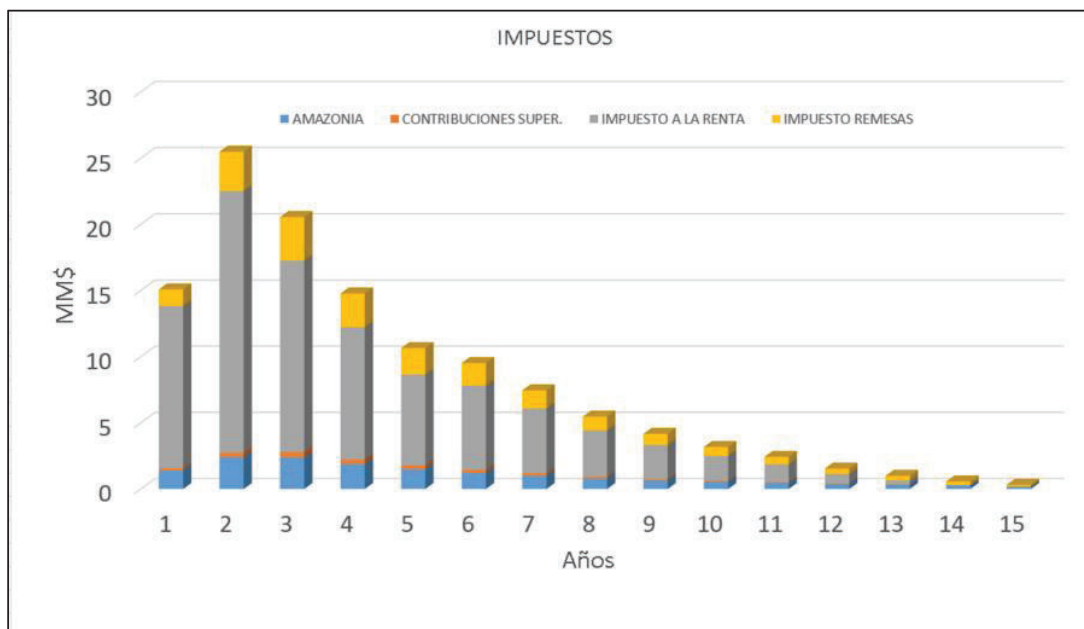


Figura 18 - Impuestos del flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.6.4 CAPITAL DE TRABAJO

La contratista aceptó realizar el plan de actividades comprometidas basado en su capital de trabajo y solvencia económica. La cláusula 32.6 del contrato menciona y hace mucho énfasis al respecto.

El capital de trabajo o capital de operación es aquel que debe tener la compañía para mover el negocio una vez que el proyecto está en operación; son los recursos que requiere la contratista para ofrecer sus servicios y administrar los mismos. Es una parte del activo corriente de la empresa que financia capital permanente.

El capital de trabajo tiene relación directa con la capacidad de la contratista de generar flujo de caja. El flujo de caja o efectivo que la empresa genere será el que mantenga o incremente el capital de trabajo de la empresa.

El capital de trabajo es la inversión que se requiere para operar el proyecto, una vez que ya la compañía produce petróleo, se necesita capital para pagar a los proveedores, dar crédito, mantener un stock de repuestos, etc.

3.6.5 FLUJO NETO DE CAJA

El flujo de caja indica los rubros que ingresan y egresan del negocio; los ingresos son aquellos rubros por producción incremental, pago de tarifa, y servicios suplementarios que se han asumido conservativamente cero; y los rubros por egresos son: inversiones, gastos administrativos, impuestos, etc. La descripción del flujo de caja anual en el modelo económico de Lago Agrio indica que los dos primeros años la empresa contratista presentaría rubros negativos; sin embargo, los siguientes años los rubros son positivos y en el cuarto año de inversión llega al pico máximo con 46,83 MM\$.

La figura 19 indica la distribución de los flujos durante el período de vigencia del contrato, los primeros seis años se muestran como los más intensos en los

activos; los dos primeros años se observa que los egresos son mayores que los ingresos, pero a partir del tercer año los ingresos son predominantes en relación a los egresos. A partir del sexto año se observa que los rubros empiezan su declinación hasta llegar al último año con un monto de 3,87 MM\$.

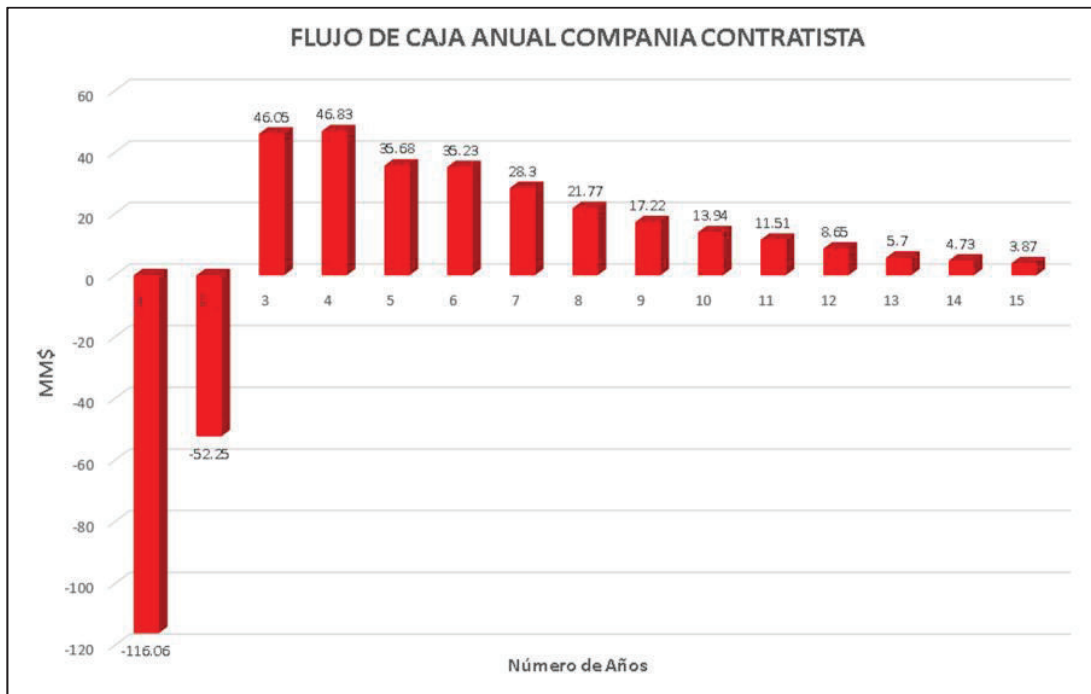


Figura 19 - Flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El flujo de caja es muy importante para evaluar el proyecto de inversión, en base a la información que nos entrega el modelo, así se podrán tomar decisiones estratégicas para el futuro del proyecto.

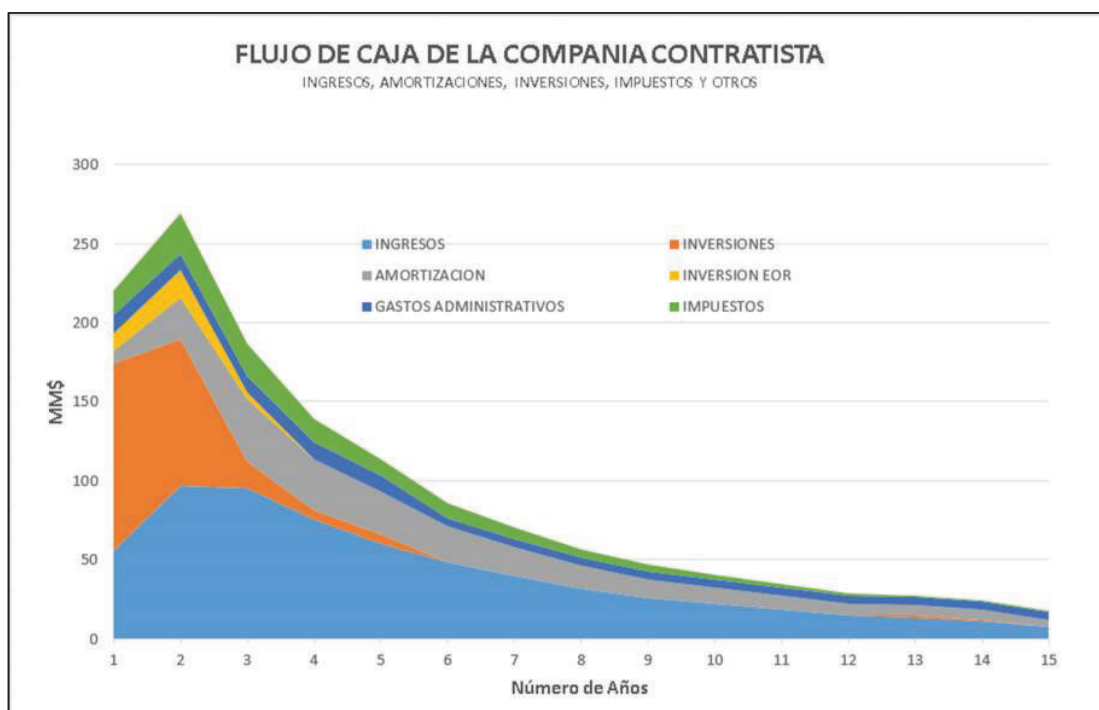


Figura 20 - Distribución de las variables que forman el flujo de caja del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.7 RENTA PETROLERA

La renta petrolera es la diferencia entre el valor de la producción de hidrocarburos a precios de venta en el mercado internacional y el costo de producción y transporte. (UNCTAD, 2005)²⁰.

La renta petrolera se ha utilizado hasta ahora como una de las principales fuentes de ingresos de las finanzas públicas y no como fuente de ingreso para la expansión del sector petrolero y/o energético del país.

El presente estudio pretende indicar a través del análisis de los factores financieros y técnicos como la modalidad de contratación de servicios específicos ha influenciado en la renta petrolera y su distribución entre el país y la contratista. La renta petrolera proviene de los ingresos por exportaciones de crudo, menos las

²⁰ UNCTAD es la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo.

inversiones realizadas por la compañía, los gastos de la compañía, y los gastos de operación realizados por la operadora (Petroamazonas EP). (Ver Anexo D, pág. 114).

3.7.1 INGRESOS

Los ingresos son considerados aquellos rubros que se generan debido a la exportación de la producción incremental durante la vigencia del contrato. Este rubro de acuerdo al modelo económico de Lago Agrio se lo presenta como Exportaciones, y su valor para el caso base es de 832,93 MM\$, considerando el precio del petróleo a 50 \$/barril. Este rubro representa el mayor rubro proveniente de la operación, como se indica en la figura 21.

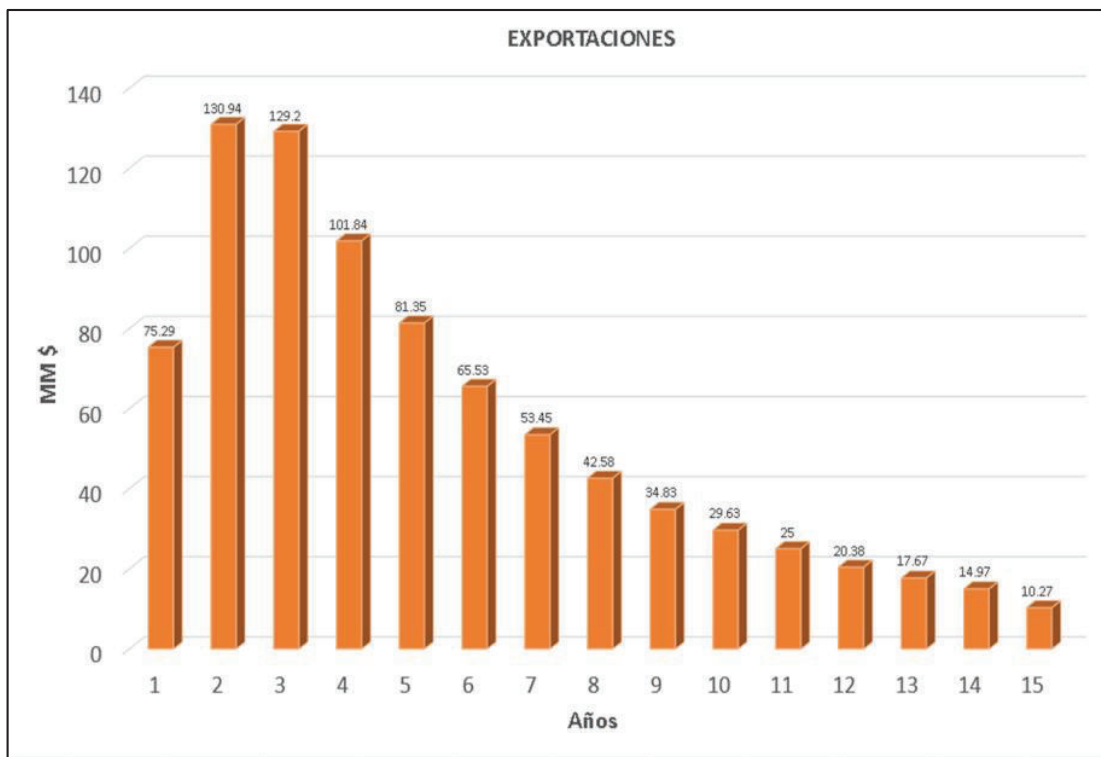


Figura 21 - Exportación proveniente del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.7.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y TRANSPORTE

Estos son costos que se generan para mantener operativo el campo, los mismos que están a cargo de Petroamazonas, de acuerdo al contrato. Los costos de operación comprenden: costos de procesamiento de los fluidos producidos (agua, petróleo y gas), costos de mantenimiento de equipos, mantenimiento de pozos, costos no asociados directamente a la producción (overheads), costos de tratamiento y reinyección del agua producida y separada del crudo, costos de evacuación, etc.

La figura 22 nos indica la distribución de los costos operativos por barril durante la vigencia del contrato, los costos de la operación por barril, y por lo general son altos al inicio de la operación porque la producción incremental es pequeña, luego a medida que aumenta la producción, los costos bajan; más adelante el incremento en la producción de agua y la declinación de la producción de petróleo hacen que estos costos se incrementen.

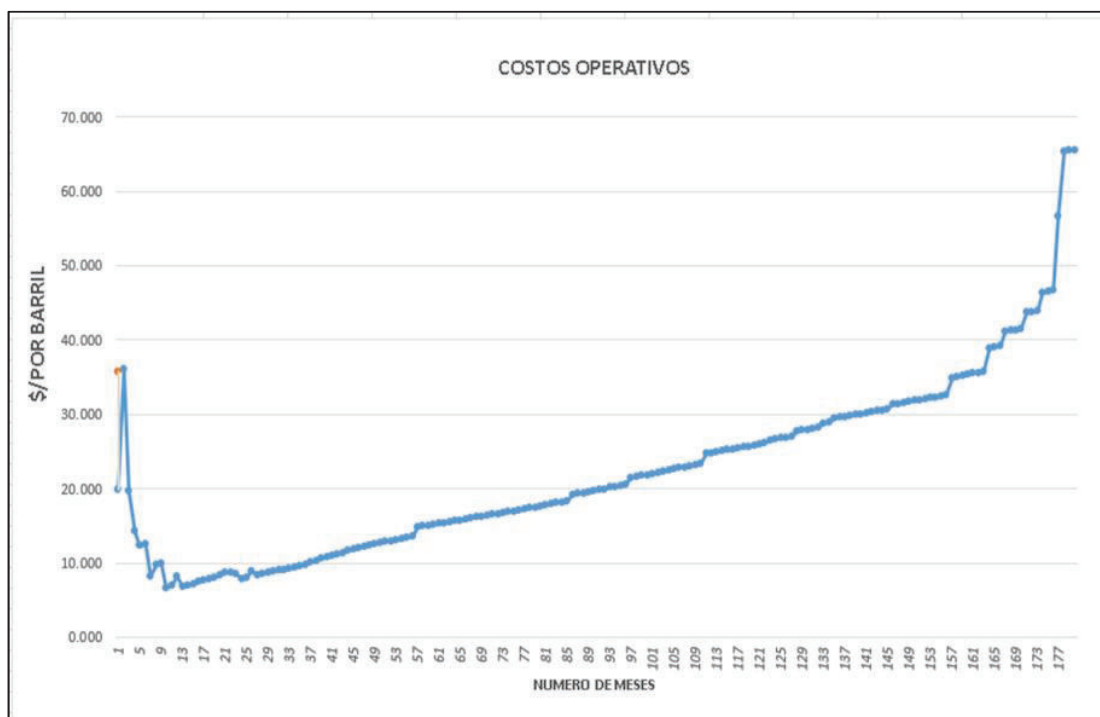


Figura 22 - Distribución de los costos operativos del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La figura 23, indica la distribución de los costos operativos estimados durante el período de vigencia del contrato (línea azul) la misma que muestra los costos más bajos de la operación a partir de los meses noveno, y décimo con 6,68\$/barril, se mantiene la tendencia para luego incrementarse hasta llegar a 65,57\$/barril en los últimos meses del contrato. Debe notarse; sin embargo, que cuando el costo operativo más el costo de transporte igualan o superan al precio FOB de exportación, el pozo debe cerrarse. A la tasa de producción de petróleo que se tiene al momento en que se cierra un pozo, se lo conoce como la tasa de abandono o cierre del pozo.

La curva de producción incremental (línea gris) tiene comportamiento inverso a la anterior, el pico de producción es alcanzado a partir de los meses noveno y décimo con 239,85 MBls de petróleo, a partir del mes 30 inicia el decrecimiento paulatino de la producción incremental.

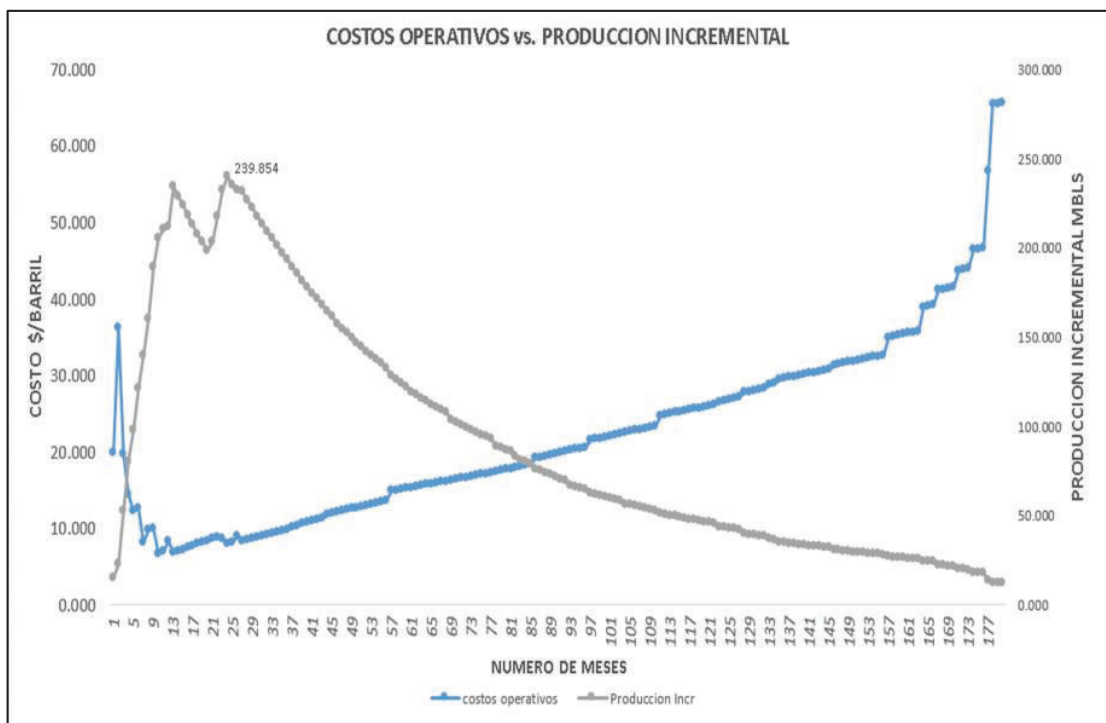


Figura 23 - Flujo de caja país del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El costo operativo promedio estimado es 20,30 \$/barril, este valor es estimado para los 180 meses de duración del contrato.

Los costos referentes a transporte de petróleo o utilización de los oleoductos están estipulados en la ley No. 40 publicada en el RO Suplemento 248 del 7 de Julio de 1989, en el Artículo 1 “Crea el gravamen de cinco centavos de dólar por cada barril de petróleo crudo que se transporte por el oleoducto Transecuatoriano, adicional a la tarifa de transporte”.

Además, la Ley 208.104, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 245 de enero de 2008, siendo Reformatoria a la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y de Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales, crea el impuesto equivalente de un dólar de los Estados Unidos de América (US\$1.00), por cada barril de petróleo que se extraiga en la Región Amazónica, y se comercialice en los mercados interno y externo. Para el caso de la producción de petróleo proveniente del campo Lago Agrio también estará sujeta a estas disposiciones legales por concepto de transporte.

3.7.3 PAGO DE LA TARIFA

La tarifa es aquel pago que permite a la contratista obtener TIR=15%, sobre la producción incremental de petróleo para los 15 años de duración del contrato.

La tarifa por actividades comprometidas a desarrollar en el campo Lago Agrio es de treinta y seis con 89/100 dólares (\$36,89) más IVA por barril de petróleo producido, o el importe en dólares en que las partes llegaran a acordar en el caso de revisión de tarifa por plan de actividades contingentes para la ejecución de actividades de optimización contingentes, basado en la cláusula 4.1.137.

Las empresas recibirán la tarifa por cada barril de producción adicional de la línea base de producción de los campos, luego de implementar técnicas de recuperación mejorada, y realizar actividades de optimización de producción.

3.7.4 FLUJO NETO DE CAJA PARA EL PAÍS

Este flujo es igual a la suma de las exportaciones de la producción incremental más los impuestos que paga la contratista y menos los costos de operación de Petroamazonas EP, menos el pago de la tarifa a la contratista y menos el costo de transporte por los oleoductos principales hasta Balao.

El flujo de caja indica que los primeros siete años, el país presenta rubros positivos en el orden de los 19,61 MM\$ para el primer año, llegando a un pico máximo de 39,30 MM\$ en el segundo año; hasta presentar rubros de 2,06 MM\$ en el séptimo año; a partir del octavo año los rubros son negativos siendo el año quince que presenta el rubro de -6,99 MM\$.

El flujo de caja neto para el país indica el VAN para el país de 84,09 MM\$.

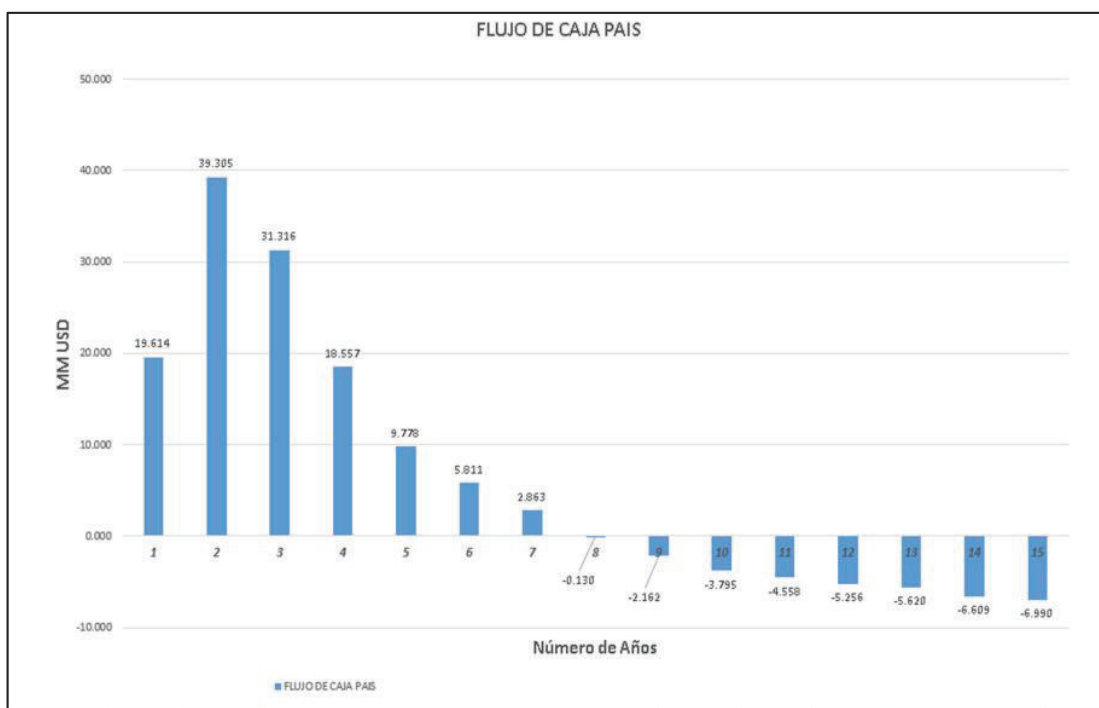


Figura 24 - Flujo de caja país del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.7.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

La renta petrolera es generada a partir de los ingresos netos provenientes de la producción incremental durante la vigencia del contrato.

El estudio presenta la distribución de esta renta entre las partes, es decir entre el país y la compañía de servicios. La tabla 10 indica los rubros de los parámetros financieros que corresponden a la renta petrolera para un precio FOB de 50\$ por barril.

Tabla 10 -Tabla de distribución de la renta petrolera del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

DISTRIBUCION DE LA RENTA PETROLERA	
EXPORTACIONES	832.93 MM \$
INVERSIONES	276.67 MM\$
GASTOS (CIA)	104.52 MM\$
COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX PAM)	248.46 MM\$
RENTA PETROLERA	203.29 MM\$
UTILIDAD (CIA)	111.17 MM\$
UTILIDAD (PAIS)	92.12 MM\$

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La figura 25 indica la distribución de la renta petrolera entre el Estado (utilidad país _sección naranja en la figura) y compañía (utilidad Cía. Sección azul en la figura).

De acuerdo a esta distribución el país recibiría el 45,3% de la renta petrolera y la empresa contratista el 54,7%. (Ver Anexo E pág. 117).

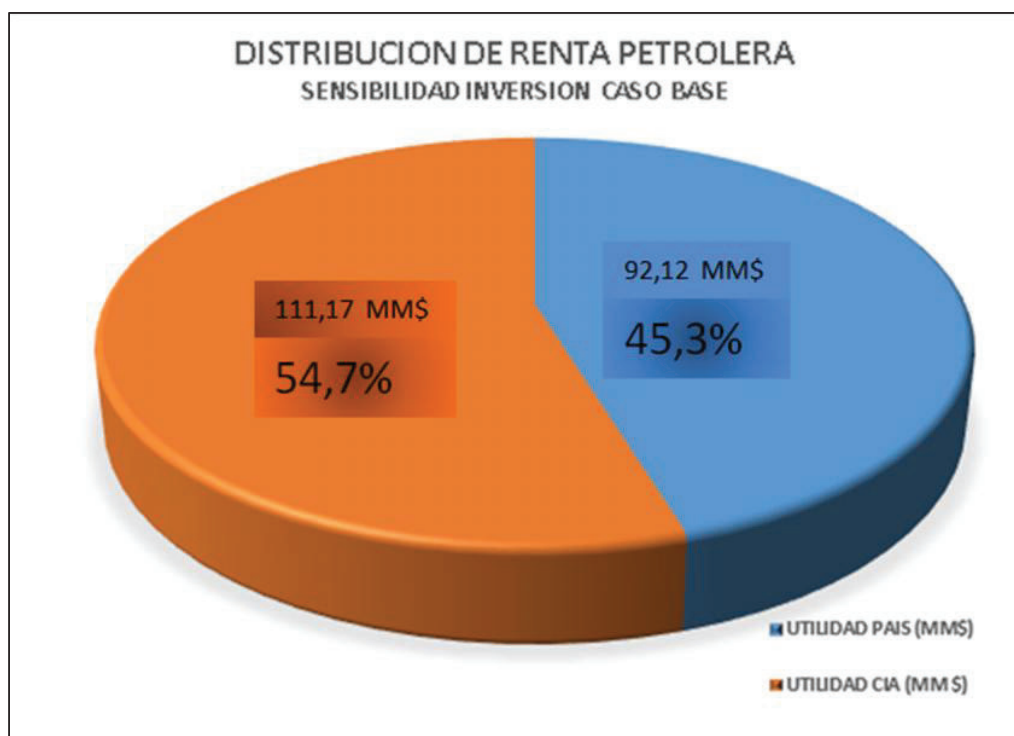


Figura 25 - Distribución de la renta petrolera del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio para el precio de 50\$/barril (Modelo Económico Lago Agrio, 2016, Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.8 ESTIMADORES FINANCIEROS PARA LA CONTRATISTA

3.8.1 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja del proyecto. El TIR ayuda a medir la rentabilidad de la inversión, siendo un indicador de rentabilidad del proyecto.

Los criterios de aceptación de la TIR son:

- Si, $TIR \geq$ Tasa de rendimiento mínimo, el proyecto es factible
- Si, $TIR <$ Tasa de rendimiento mínimo; el proyecto es NO viable.

El modelo económico del campo Lago Agrio indica una TIR de 11, 3% para este proyecto, de lo que se puede asumir que la compañía tenía mejores expectativas

que las que tuvo el gobierno durante la negociación del contrato probablemente debido a las mejoras en la tasa de producción o al potencial del campo y también probablemente a que espera obtener utilidades en los servicios suplementarios. Sin embargo, dentro de la evaluación del TIR y VAN se puede definir las distintas proyecciones de precios versus oportunidades internacionales y toma de decisiones. Además, la TIR requiere ser comparada con el costo de oportunidad del capital para determinar la decisión sobre la conveniencia del proyecto.

3.8.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El período de recuperación de la inversión que indica el modelo es 74 meses. Durante este periodo se pretende recuperar el monto total de la inversión realizada con los ingresos del flujo de caja. Este indicador económico ayuda a los inversionistas en la toma de decisiones sobre el periodo de exposición de su capital.

3.8.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto calculado por el modelo económico es de -4,15 MM\$ para la contratista, asumiendo que el costo de oportunidad estimado para el proyecto es 12%.

3.9 ESTIMADORES FINANCIEROS PARA EL PAÍS

3.9.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es el método de valoración de inversiones que se expresa a través del valor actualizado de los rubros positivos y negativos generados durante el proyecto del Campo Lago Agrio. El valor actual neto para el país calculado por el modelo económico es de 84,09 MM\$, para el precio del petróleo de 50 \$/barril, y una tasa de actualización de 12%.

3.10 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Este es el análisis de simulación en el cual, las asunciones cuantitativas de las variables claves y los cálculos son realizados sistemáticamente para evaluar su efecto en el resultado final. Esta técnica se utiliza para la identificación de los factores críticos que intenta predecir resultados alternativos de la misma línea de acción.

Esta técnica es utilizada para comprender el impacto de una o más variables sobre el resultado del proyecto bajo ciertas asunciones.

El análisis de sensibilidad se realizó con el software (MODELO100) objeto de este estudio, el mismo que ha sido desarrollado por MSc. Celio Vega ex profesor de Escuela Politécnica Nacional.

3.10.1 SENSIBILIDAD A LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL

En el análisis de sensibilidad de los principales factores técnico – financieros del modelo del contrato de prestación de servicios específicos para el campo Lago Agrio se presentan dos casos de sensibilidad de producción incremental, a) el caso de producción incremental por pozos nuevos y b) producción por pozos rehabilitados; las variaciones de los diferentes factores y las estimaciones realizadas han sido representadas en el modelo económico en estudio.

El análisis de sensibilidad permite determinar el cambio en el VAN del proyecto cuando varían los factores que lo afectan hasta que el VAN se vuelva negativo. Sin embargo, el análisis de sensibilidad presenta limitaciones tales como: a) rango y distribución de probabilidad de los parámetros, b) dirección de los efectos, c) variabilidad de un solo parámetro y es poco representativo en el caso que los parámetros pueden estar correlacionados.

Los resultados del caso base son: VAN=-4,15 MM\$, TIR=11,7%, producción incremental de 16,66 MMBIs; el modelo indica que con el precio de \$50/barril de

petróleo la utilidad de la contratista es de 111,17 MM\$ y la utilidad de país es de 92,12 MM\$. La renta petrolera generada en este proyecto es de 203.29 MM\$. (Ver Anexo C, pág. 113, y Anexo E, pág. 117).

El análisis de sensibilidad a la producción incremental es muy importante para tomar decisiones de inversión para lo cual se realiza la variación de los factores que intervienen en la producción incremental.

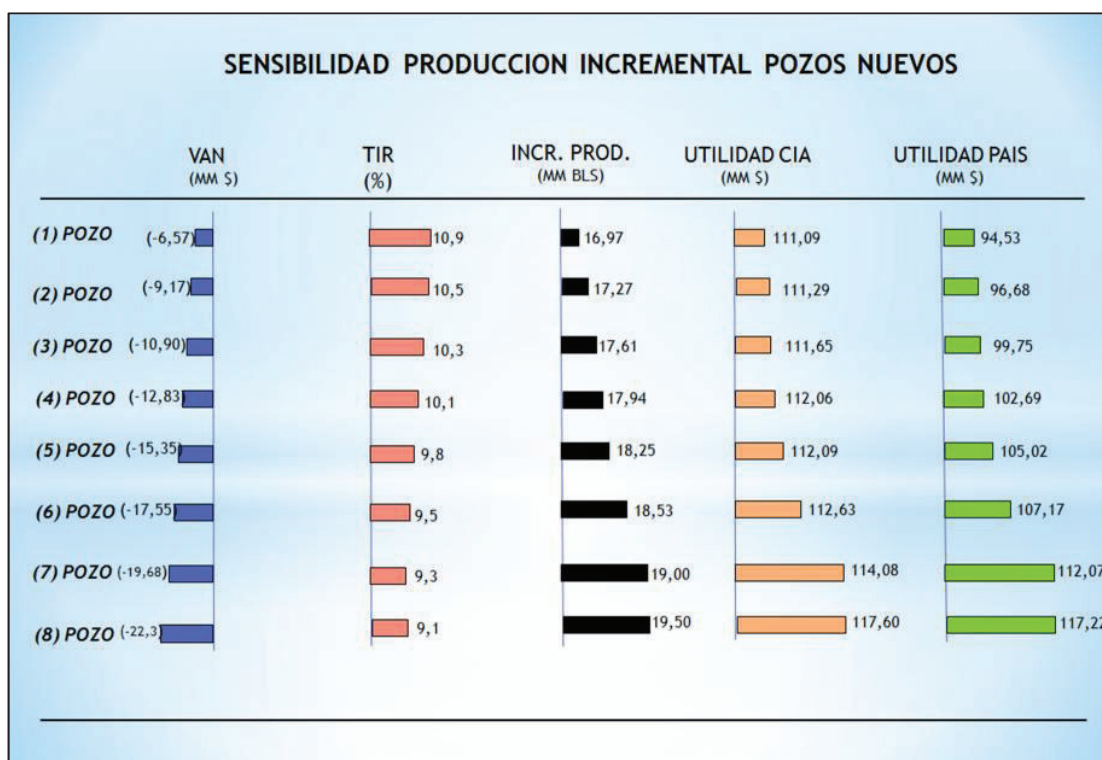


Figura 26 - Sensibilidad de la producción de petróleo incremental de pozos nuevos del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La figura 26, presentada arriba indica la variación de los factores financieros y técnicos y la sensibilidad de cada uno de ellos con respecto a la producción incremental de petróleo basado en el número estimado de pozos nuevos.

El factor técnico, producción de petróleo y en especial la producción incremental, con respecto al caso base (condiciones del contrato originales) y en cada caso de

sensibilidad antes mencionado. En el caso de sensibilidad a la producción incremental por perforación de pozos nuevos se puede observar que la variación de la producción de acuerdo al incremento paulatino de la producción proveniente de la perforación de hasta ocho pozos nuevos adicionales al caso base, se obtiene una producción incremental máxima de 19,50 MMBIs; y se puede observar parámetros como: el TIR = 9,1%, VAN = -22,3 MM\$, la renta petrolera se mantiene equilibrada logrando utilidad para país de 117,22 MM\$ y utilidad de la contratista de 117,60 MM\$; considerando que el precio del petróleo se mantiene en \$50 por barril.

La distribución de la renta petrolera, la utilidad de país y utilidad de la contratista son factores que están relacionados y también se puede apreciar su efecto de acuerdo al incremento de número de pozos perforados y por ende la producción incremental obtenida de ellos. La producción incremental acumulada (caso base + 8 pozos nuevos) en los quince años de vigencia del contrato es de 19,50 MMBIs, generando la renta petrolera de 117, 6 MM\$ de utilidad para la contratista y 117,22 MM\$ de utilidad para el país.

Otro escenario que se consideró, es el caso de sensibilidad de la producción incremental de petróleo debido a los trabajos de rehabilitación en los pozos existentes. La figura 27 indica la variación de producción incremental obtenida (caso base + 8 pozos rehabilitados) al cabo de los quince años de vigencia del contrato, basándose en el incremento de pozos a rehabilitarse al partir del caso base. Se puede observar que en el octavo pozo rehabilitado la producción incremental es de 19.24 MMBIs, y la renta petrolera se distribuye así: 157,14 MM \$ para la contratista, y 135,52 MM\$ para el país. (Ver Anexo F pág. 118).

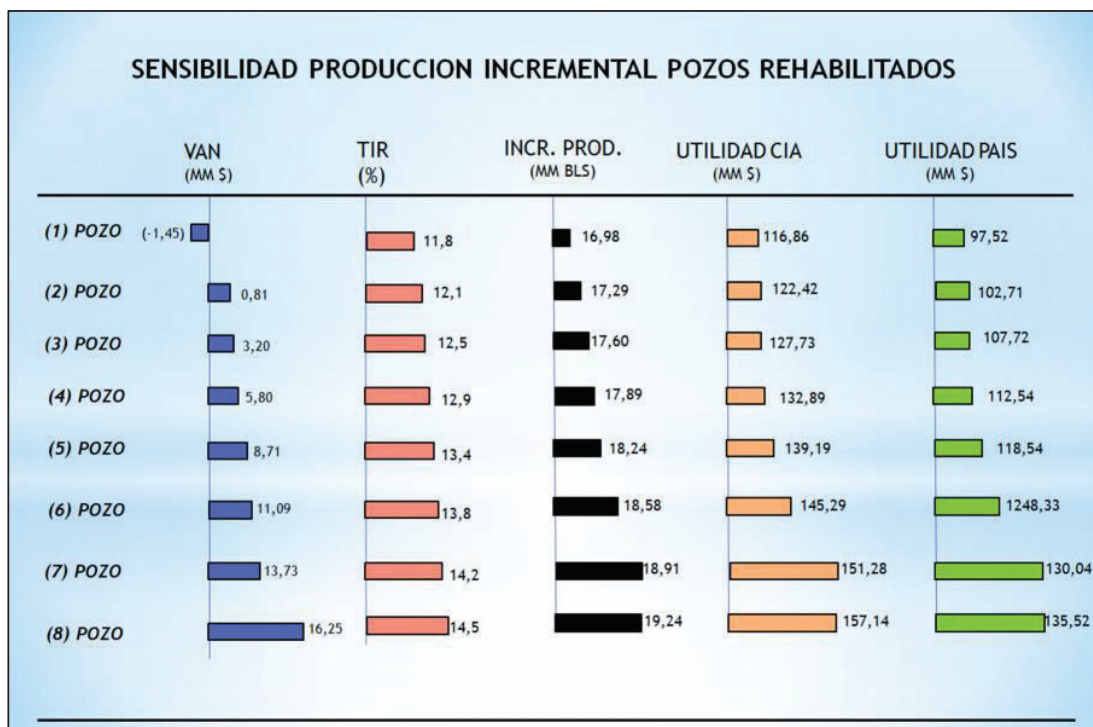


Figura 27 - Sensibilidad de la producción de petróleo incremental de pozos rehabilitados del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

3.10.2 SENSIBILIDAD AL PRECIO

El análisis de sensibilidad a la variación del precio del petróleo indica que para el caso en que el precio de barril de petróleo sea de 25\$/b no reporta producción incremental de petróleo, porque el precio de la tasa de abandono de cada pozo esta encima del precio antes mencionado.

Para el caso base de precio de \$ 50 por barril, el modelo reporta el TIR = 11,30% y VAN = -4,15 MM\$ y tiempo límite de pago de 74 meses.

Para el precio de \$ 54,3 por barril, el modelo reporta TIR = 12,00% y VAN = 0.15 MM \$, y el tiempo límite de pago es 74 meses.

El análisis indica que para el caso del precio de \$46,64 por barril, la TIR = 9,50 % y el VAN = -13,57 MM\$; sin embargo, este caso indica que la renta petrolera será distribuida de la siguiente manera: 0.3 MM\$ utilidad para país, y 81,52 MM \$ utilidad para la compañía contratista.

La figura 28 indica la sensibilidad al precio de barril del petróleo de los factores como: TIR, VAN, incremento de producción, utilidad para el país y utilidad de la compañía de servicios.

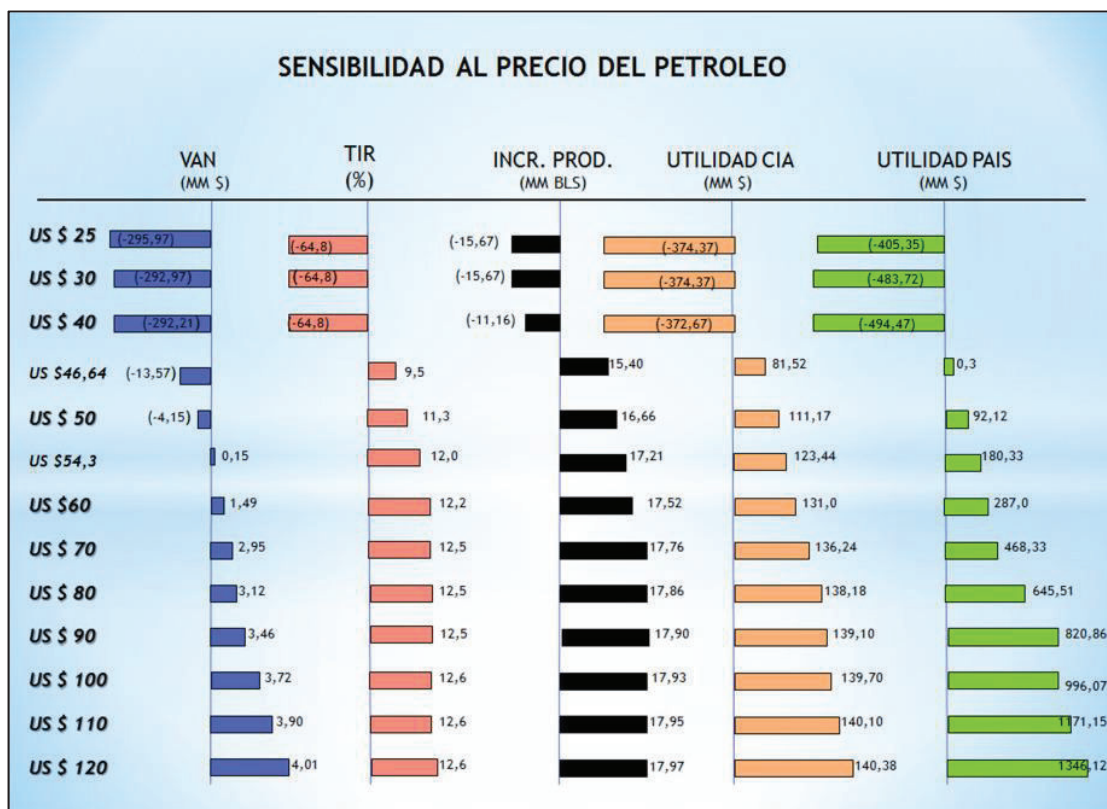


Figura 28 - Sensibilidad a variación de precio de petróleo del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D)

Esta figura 28 indica la sensibilidad del precio y la renta petrolera (utilidad de país y utilidad de la contratista), donde se observa que las utilidades generadas en el proyecto tanto para el país como para la contratista son repartidas de manera casi

equitativa para el precio de 50 \$/barril, luego cuando los precios aumentan la proporción de la utilidad de país es más alta. (Ver Anexo F pág. 119).

3.10.3 SENSIBILIDAD A LAS INVERSIONES

La sensibilidad a las inversiones indica que los diferentes escenarios establecidos en el análisis con respecto al caso base en el que el rango de inversiones es de 276,00 MM\$ con un plan mínimo de actividades de optimización incluyendo el plan de inversiones de recuperación mejorada.

Los siguientes casos indican el incremento de 5%, 10%, 15% y 20% sobre el costo de los pozos nuevos y además los escenarios de -5% y -10% sobre el costo de cada pozo en el caso base, como se indica en la figura 29.

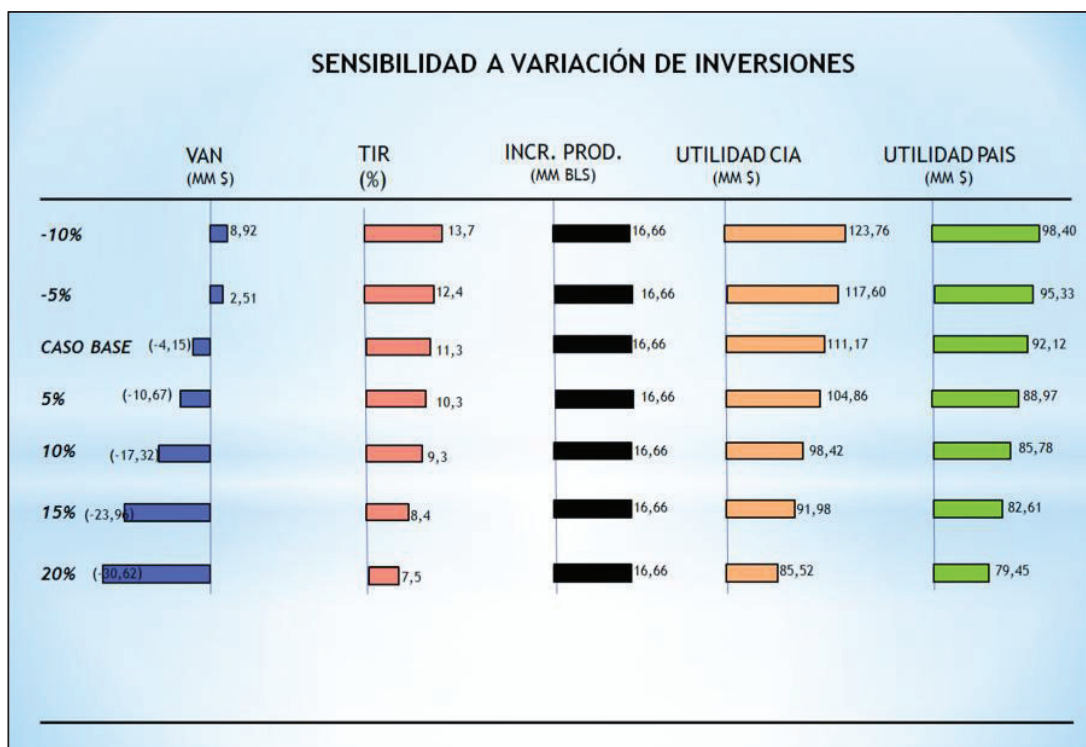


Figura 29 - Sensibilidad a variación de inversiones del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. .Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El análisis de sensibilidad para determinar la efectividad de la inversión, en la cual se trata de determinar la posible variación del desembolso inicial, de los flujos de caja y del tipo de descuento para que interese realizar la inversión. El primer punto de efectividad es que el VAN sea mayor que cero.

Para determinar la jerarquización de las inversiones según el VAN y sobre todo aquellas que presentan el VAN superior.

De acuerdo a los resultados del análisis de sensibilidad a las inversiones se puede indicar que para los casos de las inversiones: < 5% del caso base y <10% del caso base, se obtienen valores del VAN= 8,92 MM\$ y VAN=2,51 MM\$ respectivamente.

Por el contrario, para los casos en que se presentan las inversiones entre >5% y >20% mayores al caso base, se presentan los valores del VAN negativos.

En el caso de la jerarquización de las inversiones según el TIR indica el TIR de la inversión sea mayor que la rentabilidad exigida para aceptar cualquier inversión.

El TIR establecido para el escenario de <5% de inversiones es de 12,4%, este valor es mayor al 12% de tasa de descuento empleada en el proyecto. De igual forma el TIR establecido para el escenario de <10% de inversiones del caso base, el TIR=13,7% este valor es mayor a la tasa de descuento utilizada en el proyecto. Sin embargo, los valores del TIR obtenidos durante los diferentes escenarios de >5%, >10%, hasta >20%, los valores de TIR indican entre 10,3 % y 7,5 %, valores menores a la tasa de descuento de 12%.

La utilidad país y utilidad compañía calculadas para estos escenarios indican que el escenario más favorable para las dos partes, es el caso en el cual las inversiones son <10% del caso base. En el cual, la utilidad de la compañía es de 123,76 MM\$ y para la utilidad de país es de 98,40 MM\$. (Ver Anexo F pág. 120).

3.10.4 SENSIBILIDAD AL COSTO DE OPERACIÓN

La sensibilidad al costo de operación indica los diferentes escenarios en los que se puede observar la combinación de las variables y sus resultados para cada caso. Los costos operativos son aquellos costos que se involucran en la operación como: procesamiento del fluido, bombeo de petróleo, reinyección de agua, evacuación, costos de mantenimiento y costos de servicios de rehabilitación, etc.

La figura 30, menciona que se han considerado cinco casos de los cuales el caso base es aquel que presenta las condiciones del contrato, luego cada caso toma en consideración >5%, >10% y >15% de los costos del caso base; y los casos con el < 5% y <10% de los costos del caso base. El caso base indica que el rubro de costos operativos es 248,46 MM\$ el cual contempla el plan mínimo de actividades de optimización incluyendo el plan de inversiones de recuperación mejorada.

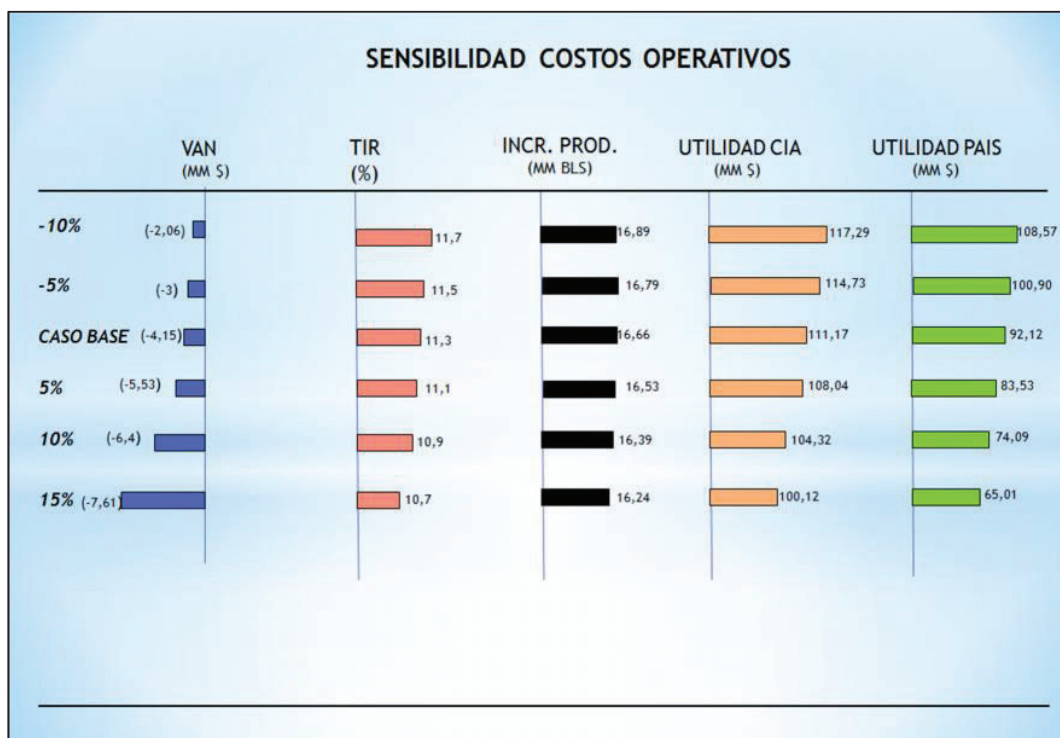


Figura 30 - Sensibilidad a variación de gastos de operación del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El análisis de sensibilidad de los costos operativos indicará la combinación de las variables en estudio para determinar la jerarquización de los casos. El caso a considerar será aquel en que el VAN sea mayor que cero.

Para determinar la jerarquización de los casos de costos operativos según el VAN y sobre todo aquellas que presentan el $VAN > 0$ y/o mejor puntuado.

Los resultados del análisis de sensibilidad a los costos operativos se puede indicar que en el caso que presenta los costos $< 5\%$ del caso base, $< 10\%$ del caso base presentan valores del $VAN = (-3,00 \text{ MM}\$)$ y $(-2,06 \text{ MM}\$)$. Por el contrario, los casos en que se presentan los costos entre $> 5\%$ y $> 15\%$ del caso base son casos que el VAN continúa negativo.

El TIR establecido para el escenario de $< 5\%$ de costos operativos del caso base, es de $11,5\%$, este valor es menor al 12% de tasa de descuento empleado en el proyecto. De igual forma el TIR establecido para el escenario de $< 10\%$ de costos operativos del caso base; implica el $TIR = 11,7\%$ este valor es inferior a la tasa de descuento utilizada en el proyecto. Por otro lado, los valores del TIR obtenidos durante los diferentes casos de $> 5\%$, $> 10\%$, y $> 15\%$ del caso base, los valores de TIR indican entre $11,1\%$, $10,9\%$ y $10,7\%$ respectivamente.

La utilidad país calculada para los casos de $< 5\%$ de costos operativos del caso base, es de $100,9 \text{ MM}\$$, y para el caso $< 10\%$ de costos operativos del caso base es igual a $108,57 \text{ MM}\$$. Los valores de utilidad de país de los casos entre $> 5\%$ y $> 15\%$ del caso base son entre $83,53 \text{ MM}\$$ y $65,01 \text{ MM}\$$ respectivamente.

La utilidad de Cía. calculada para los casos de $< 5\%$ de costos operativos del caso base, es de $117,29 \text{ MM}\$$, y para el caso $< 10\%$ de costos operativos es $114,73 \text{ MM}\$$.

Los valores de utilidad de compañía de los casos entre >5%, >10% y >15% del caso base son entre 108,04 MM\$, 104,32 MM\$ y 100,12 MM\$ respectivamente. (Ver Anexo F pág. 121).

3.11 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo a la metodología aplicada, se puede apreciar las variables más sensibles en el modelo económico del Campo Lago Agrio.

El análisis de los factores técnicos y financieros involucrados en el contrato de campos maduros indica la distribución e incidencia de cada variable en el modelo económico.

La producción incremental obtenida de la perforación de 16 pozos nuevos y 20 pozos de rehabilitación es igual a 16,66 MMBIs de petróleo, la producción de la curva base contractual es 16,07 MMBIs y la producción de la curva base real es 13,19 MMBIs creando la diferencia de 2,88 MMBIs, esto implica que la producción incremental asignada a la contratista será menor que la producción incremental original, debido a esto la contratista deberá producir 2,88 MMBIs sin recibir tarifa alguna.

Los factores financieros como: VAN= -4,15 MM\$ y TIR=11,7% están por debajo de las expectativas del proyecto; sin embargo, el modelo indica que con el precio de \$50 de barril de petróleo, la utilidad de la compañía generada es de 111,17 MM\$, y la utilidad país es de 92,12 MM\$, siendo la renta petrolera de 203.29 MM\$.

Cabe indicar que los ingresos del proyecto están directamente relacionados con la producción incremental, a través del precio del petróleo. La relación indica que a mayor producción incremental mayores ingresos se obtendrán tanto como para contratista como para el país.

El modelo considera la producción incremental únicamente para el periodo inicial de quince años. El caso de la producción proveniente de nuevos descubrimientos que puedan incentivar a la solicitud de extensión del contrato por cinco años no ha sido analizado porque no es objeto de este estudio.

Por otro lado, la inversión requerida en el contrato de prestación de servicios para campos maduros es de 242,35 MM\$ para actividades de optimización y 33,65 MM\$ para actividades de recuperación mejorada, dando el total de 276 MM\$.

Por otro lado, la inversión requerida en el contrato de prestación de servicios para campos maduros es de 242,35 MM\$ para actividades de optimización y 33,65 MM\$ para actividades de recuperación mejorada, dando el total de 276 MM\$.

Las variables que intervienen en el análisis de sensibilidad son: precio de petróleo, producción incremental, inversiones, y costos de operación.

El análisis de sensibilidad a la variable producción incremental indica que la misma es muy importante en el modelo económico. En el caso que la producción incremental proveniente de la perforación de ocho pozos nuevos sea de 19,50 MMBIs, el VAN presenta rubros negativos, lo que indica que la producción incremental desde el punto de vista de pozos nuevos adicionales al caso base no es económicamente atractiva; sin embargo, el análisis de la producción incremental total proveniente de ocho pozos rehabilitados adicionales al caso base con 19,24 MMBIs, da un VAN positivo y la distribución de la renta petrolera con rubros atractivos para la compañía de servicios y para el país, tales como: VAN=16,25 MM\$, TIR=14,5%, utilidad compañía= 157,14MM\$ y utilidad país= 135,52 MM\$. Por lo que el modelo económico indica que se deberían enfocar principalmente a las actividades de rehabilitación de pozos para alcanzar el incremental de producción estimado, en lugar de dedicar sus actividades de perforación a pozos nuevos.

La figura 31a indica la sensibilidad de la producción incremental para el caso de ocho pozos adicionales al caso base en relación a la TIR, el que muestra a que a mayor producción (mayor número de pozos nuevos), la TIR decrece.

La figura 31b, indica la sensibilidad a la producción incremental con respecto a la TIR para el caso de pozos rehabilitados, mayor producción incremental mayor TIR para el proyecto.

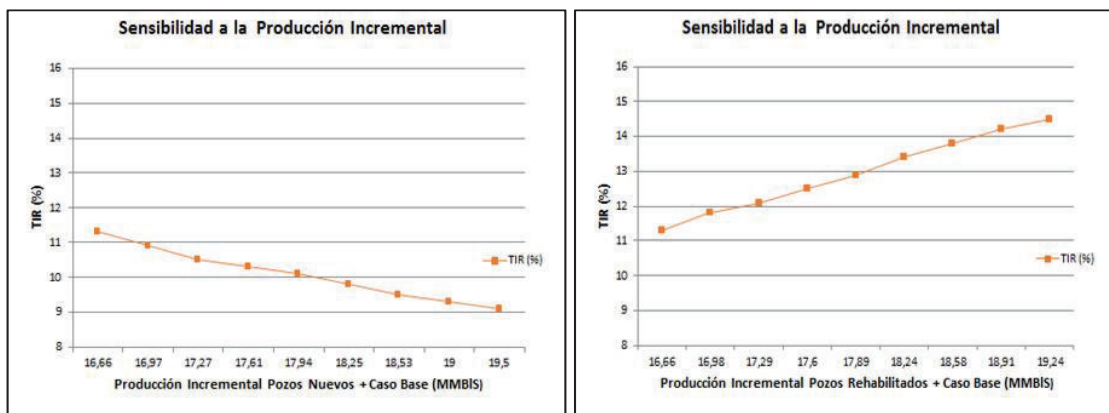


Figura 31 - Sensibilidad a la producción incremental. Figura a) de la izquierda: indica producción incremental de los 8 pozos nuevos + caso base. Figura b) de la derecha, producción incremental de 8 pozos rehabilitados + caso base.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La sensibilidad a la variable, precio del petróleo, indica relación directa sobre la producción incremental de petróleo. En el análisis de sensibilidad se utilizan tanto precios altos como precios bajos, tomando como referencia el caso base los \$50 por barril de petróleo. Para el caso de sensibilidad de precio de petróleo sobre los \$50 dólares, para el precio de 120 \$/barril la producción incremental llega a 17,97 MMBIs, la utilidad país es 1347,76 MM\$, y la utilidad compañía es 140,3 MM\$.

Para el caso que el precio de petróleo esté sobre los \$70 por barril los valores de utilidad del país van desde tres veces hasta diez veces mayor que la reportada para utilidad de compañía, esto indica que para precios elevados (>70 \$/barril) el modelo es muy favorable especialmente para el país.

Para el caso de precio de petróleo de \$46,64 indica que el VAN=-13,57 MM\$, TIR=9,5% para la contratista, y la distribución de la renta petrolera es como sigue: la utilidad de compañía = 81,52 MM\$, la utilidad de país= 0,3 MM\$, lo que demuestra que para precios que rodean los 45-50 \$/barril los ingresos del país son prácticamente nulos. Para precios inferiores a estos valores, los ingresos del país se vuelven negativos.

La figura 32 indica la relación entre la variación del precio del petróleo y las utilidades obtenidas para el país y a la vez la relación con las utilidades para la compañía.

Se puede observar que mientras mayor es el precio del petróleo, el porcentaje de las utilidades del país (línea azul) aumentan considerablemente con respecto al porcentaje de las utilidades de la compañía (línea naranja).

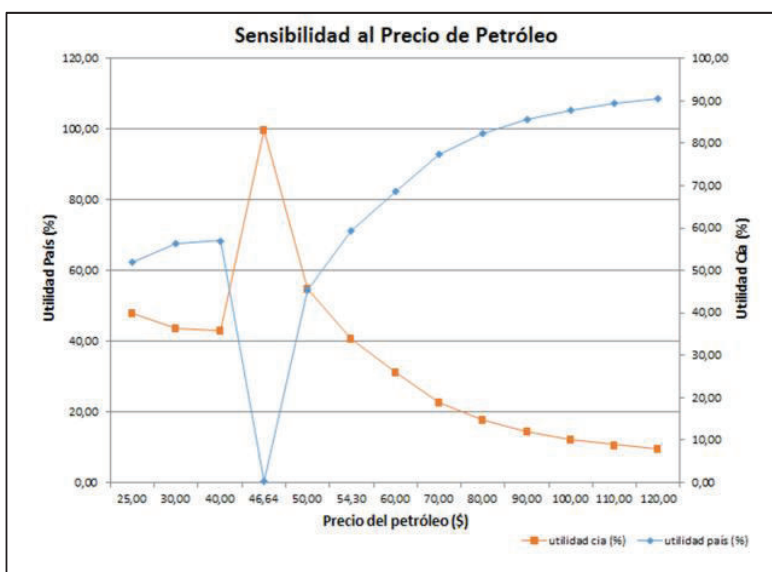


Figura 32 - Sensibilidad al precio del petróleo, utilidad país y utilidad compañía en porcentaje del modelo económico del Campo Lago Agrio. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

El caso en que se utilizan los precios de petróleo menores a los \$40 por barril el modelo indica que los factores como: VAN, TIR y la distribución de la renta petrolera no presentan condiciones favorables para el país y tampoco para la

empresa de servicios porque presenta los valores de las variables indicadas en rango negativos, debido a que los precios bajos hacen que la tasa de abandono de los pozos estén en rangos altos lo que provoca una menor producción ya que deben cerrarse los pozos tempranamente (antes de los quince años).

La figura 33 indica la sensibilidad al precio del petróleo de la producción incremental. Se observa que el incremento de la producción cuando el precio es superior a 50 \$/barril lo hace de manera hiperbólica.

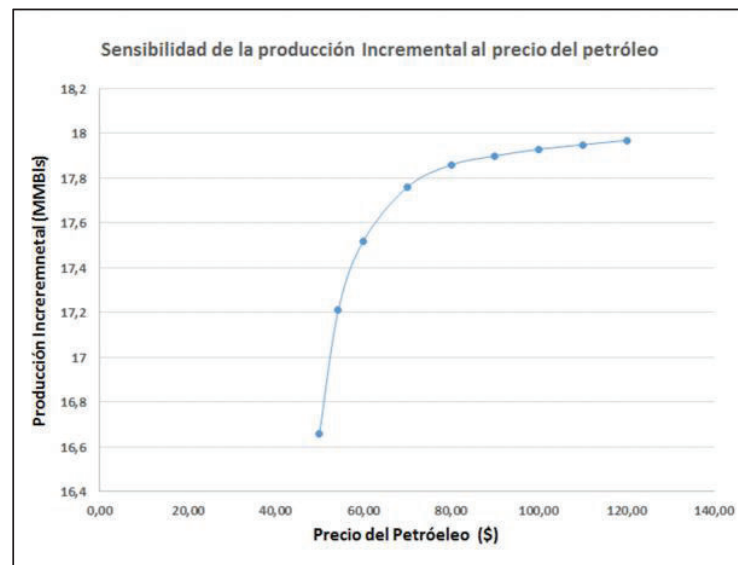


Figura 33 - Sensibilidad a la producción incremental del modelo económico del contrato de servicios específicos del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

La figura 34 indica la sensibilidad al precio del petróleo de las utilidades de país y de las utilidades de la compañía. Se observa que en los casos de precio de petróleo bajos, <40 \$/barril no reporta utilidades para las partes contractuales; para el caso de precios de petróleo superiores a 50 \$/barril las utilidades de país incrementan paulatinamente hasta darse el caso de 120 \$/barril con 1346 MM\$, y por el contrario las utilidades de la compañía se mantiene en el rango de los 140 MM\$.

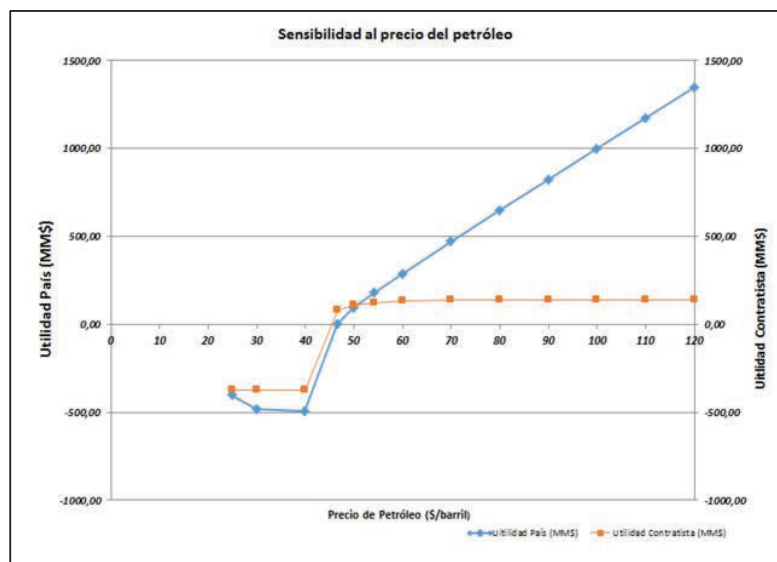


Figura 34 - Sensibilidad al precio del petróleo, utilidad país y utilidad compañía del modelo económico del Campo Lago Agrio.
(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Cabe anotar que la variación del precio del petróleo afecta directamente a la producción de petróleo, ya que la operadora Petroamazonas EP podría optar por cerrar pozos debido a que los precios bajos del petróleo podrían afectar al límite económico de los pozos a través de la tasa de abandono, es decir, el precio del barril es menor al costo marginal de producción, Esta decisión afectaría directamente a los ingresos de la contratista y del país.

La sensibilidad a las inversiones indica que las variables que tienen mayor relación son: VAN, TIR y distribución de la renta petrolera. La sensibilidad a las inversiones indica que a partir del caso base, es decir el caso donde la inversión comprometida de acuerdo al plan de actividades del anexo C del contrato, es de 276,00 MM \$, los parámetros como: VAN =-4,15 MM \$, utilidad país =92,12 MM \$ y utilidad compañía= 111,17 MM \$; sin embargo, el análisis indica que en el caso de inversiones menores en 5% o 10% que el monto de inversiones comprometidas en el caso base, los parámetros de VAN, utilidad país y utilidad compañía son mucho más atractivos que los parámetros obtenidos en el caso base.

Por otro lado, la sensibilidad para los casos de inversiones mayores entre 5 % y 20% de las comprometidas del caso base, los parámetros de VAN, utilidad país y utilidad compañía son inferiores y se vuelven poco atractivos para el proyecto ya que se considera que la variable producción incremental no tiene ningún cambio o se mantiene constante en el modelo.

La figura 35 indica la sensibilidad a la variación de las inversiones de la TIR; se observa que a menor inversión mayor TIR, tal es el caso que para 257,80 MM\$ se obtiene una TIR de 13,70%.

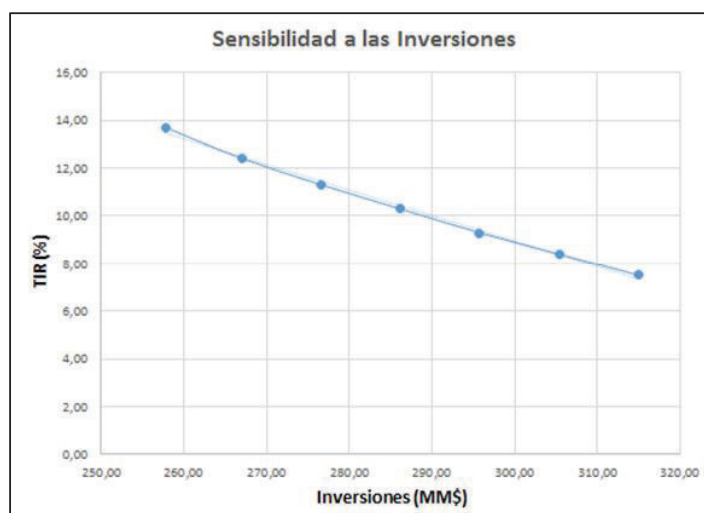


Figura 35 - Sensibilidad a las inversiones del modelo económico del Campo Lago Agrio.

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Los factores VAN y TIR en los casos en que las inversiones son mayores al caso base presentan valores negativos y el TIR valores inferiores a la tasa de descuento estimada para el proyecto.

Los resultados del análisis de sensibilidad a los costos operativos indican que en los casos en que presentan los costos < 5%, <10% del caso base presentan el VAN= (-3,00 MM\$) y (-2,06 MM\$); de igual manera en los casos de los costos operativos entre >5% y >15% del caso base, el VAN continua negativo.

Los resultados del análisis de sensibilidad a los costos operativos para el caso, <10% del caso base es el más favorable ya que las variables de utilidad país y utilidad de compañía son mayores que las presentadas en el caso base. También se debe mencionar que el TIR es menor a la tasa de descuento del proyecto y el VAN es negativo.

La figura 36 indica los resultados del análisis de sensibilidad a los costos operativos con respecto a la TIR, la figura indica que mientras mayor es la TIR del proyecto los costos operativos decrecen. Sin embargo, la TIR más alta, 11,70 %, alcanzada en el modelo es menor que la tasa de descuento considerada para el proyecto que es 12%.

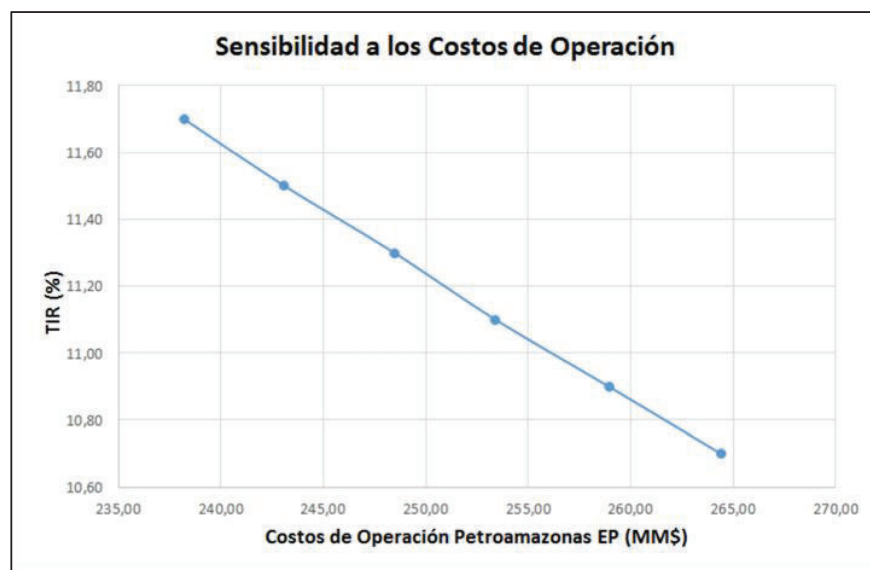


Figura 36 - Sensibilidad a los costos de operación modelo económico del Campo Lago Agrio. (Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

El estado ecuatoriano para atraer inversión en la industria petrolera para operar y desarrollar los campos maduros ha considerado la opción de contrato de servicios específicos.

El análisis de los principales factores técnico financieros del modelo de contrato de prestación de servicios específicos para el campo maduro Lago Agrio se realizó a través de un modelo económico, mediante la combinación de variables y escenarios en cada caso de análisis.

4.1.1 La interacción entre factores técnicos y financieros del modelo de contrato de servicios específicos para el campo maduro Lago Agrio se presenta de manera directa. Para el caso base se consideró un precio de petróleo de 50 \$/barril y la producción incremental de 16 nuevos pozos y 20 pozos rehabilitados que reportan la producción incremental de 16,66 MMBIs. La producción incremental está influenciada por los ingresos del proyecto a través del precio del petróleo. Las inversiones requeridas por el contrato de servicios específicos son de 276 MM\$ para el caso base. La renta petrolera es de 203,29MM\$, la misma que está repartida entre utilidad de compañía es 111,17 MM\$ y utilidad de país es 92,12MM\$.

4.1.2 El análisis de sensibilidad de los factores técnico - financiero del modelo de contrato de servicios específicos para el campo maduro Lago Agrio, se realizó para: 1) producción incremental, 2) precio del petróleo, 3) inversiones, 4) costos operativos.

El caso de sensibilidad al factor técnico producción incremental de pozos rehabilitados indica que los factores técnicos y financieros más favorables para las partes contractuales son: VAN= 14,25MM\$, TIR=14,5%, valor que

es mayor a la tasa de descuento del proyecto que es 12%, producción incremental = 19,24 MMBIs, utilidad para la compañía=157,14 MM\$, utilidad para el país=135,52 MM\$. La producción incremental que proviene de los trabajos de rehabilitación de pozos, es esporádica y no presenta aporte de producción permanente. Sin embargo es producción incremental que representa valores interesantes en el modelo.

El caso de sensibilidad a las inversiones indica estimaciones de los factores técnicos y financieros más favorables para las partes, como el escenario en el cual se utiliza el <10% de inversiones del caso base (directamente costos de pozos nuevos y rehabilitados).

Los factores técnicos y financieros son más atractivos principalmente para la contratista tales como: VAN=8,92 MM\$, TIR= 13,7%, utilidad compañía=123,76 MM\$, y utilidad país=98,48 MM\$. Esto quiere decir, que mientras los costos de pozos nuevos y rehabilitados sean menores, la utilidad para la compañía y para el país serán mayores.

La sensibilidad a los costos operativos indica que para el caso de <10% de los costos operativos del caso base; el VAN=-2,06 MM\$, TIR=11,7%, producción incremental = 16,89 MMBIs; utilidad compañía=117,29 MM\$ y utilidad país= 108,57 MM\$. Esto indica que mientras más bajos sean los costos operativos, las utilidades para las partes contractuales serán mayores que las que perciban en el caso base.

- 4.1.3 La influencia del factor financiero precio del petróleo en la explotación de campos maduros es muy grande especialmente en los ingresos del país, ya que el precio del petróleo y la producción incremental influye en los ingresos del proyecto; el modelo indica que el contrato para campos maduros está muy enfocado para los precios altos, es decir sobre los \$50 por barril.

4.1.4 Los resultados del análisis de los principales factores técnicos y financieros del modelo de contrato vigente de prestación de servicios específicos integrados con financiamiento para un campo maduro de la región amazónica del Ecuador indican que la combinación de las variables como: inversiones, costos de operación y producción incremental pueden generar ventajas para la generación del proyecto. Tal es el caso de disminución de las inversiones <10% sobre el caso base, la disminución de los costos de perforación de pozos nuevos y reducción de costos de pozos de rehabilitación, se reflejan en mejores utilidades para el país y para la compañía. La desventaja que se presenta tanto para el Estado como para la compañía de servicios es fluctuación de los precios del petróleo, el límite del precio de petróleo es 46,64\$ por barril para la obtención de utilidades en las partes contractuales, en el caso de precios inferiores a 46,64 por barril los factores técnicos y financieros se presentan negativos, y no son condiciones favorables ni para la compañía de servicios, ni tampoco para el país.

4.2 RECOMENDACIONES

4.2.1 La producción incremental es el factor técnico más importante en el modelo económico, por lo cual es importante mantener la curva base contractual de acuerdo a las condiciones del contrato, se recomienda que la empresa operadora debe orientar sus actividades para mantener y cumplir con la producción de petróleo de la curva de producción de la curva base contractual. En el caso que la operadora no efectúe una adecuada operación de los campos el perjuicio que se produciría afectaría no solo a la contratista sino también al país. El modelo es basado en tarifa fija por barril solo es factible para precios altos de petróleo, porque para precios medios y bajos el país no obtendría los beneficios que tradicionalmente el país obtendría con otros esquemas contractuales, por lo que en las expectativas de tener precios futuros inferiores a los 60-70 \$/ barril, sería mejor que el Estado plantee un modelo contractual diferente.

- 4.2.2 La sensibilidad a los factores como producción incremental, precio del petróleo, inversiones y costos operativos indican que los valores estimados de inversiones (perforación de pozos nuevos y rehabilitados) deben ser menores de los costos estimados en el plan mínimo de inversiones. Se recomienda que se realice la optimización de costos en base al estudio de mercado.
- 4.2.3 El factor financiero, precio de petróleo influye directamente sobre la rentabilidad del proyecto por lo que se recomienda reducir las inversiones, costos operativos y otros que se reflejarían en la tarifa por barril de producción y de esta manera se pueda obtener utilidades en los casos de precio de petróleo inferiores a 46,64 \$ por barril.
- 4.2.4 El contrato de prestación de servicios específicos para campos maduros se debe cubrir los casos de precios de petróleo altos y casos de precio de petróleo bajos; es decir debe ser atractivo para las dos partes contractuales. Se recomienda la revisión de las condiciones contractuales para el caso de precios bajos, <30 \$/barril.

REFERENCIAS

- Agencia de Regulacion y Control Hidrocarburos. (2015). *Reporte de Produccion Diaria de Petroleo*. Quito.
- Alonso, P. D. (1998). Modelos Financieros de Valoración de Estrategias Empresariales: Evolución y Perspectivas, *Anales de Estudios Económicos y Empresariales*. Madrid: ISSN 0213-7569 No.13.
- Araujo, A. (03 de Diciembre de 2014). *La baja del petróleo incide en los campos maduros de Ecuador*. Obtenido de <http://www.elcomercio.com/actualidad/precio-petroleo-incide-campos-maduros.html>
- Araujo, A. (01 de Enero de 2015). *La caída del precio del petróleo opacó el record de producción*. Obtenido de : <http://www.elcomercio.com/actualidad/caida-precio-petroleo-produccion-ecuador.html>
- Baby, P. R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Francais d'Etudes Andines.
- Banco Central del Ecuador. (31 de Diciembre de 2013). *Reporte del Sector Petrolero*. Obtenido de <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201312.pdf>
- Banco Central del Ecuador. (31 de diciembre de 2014). *Reporte del Sector Petrolero IV Semestre de 2014*. Obtenido de <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201412.pdf>
- Banco Mundial. (15 de Abril de 2015). *Ecuador: Panorama General*. Obtenido de <http://www.bancomundial.org/es/country/ecuador/overview>
- Beltrán, F., & Fierro, O. (5 de febrero de 2007). Analisis tecnico economico para optimizar el sistema fluido motriz, aplicado en el campo Lago Agrio operado por Petroproduccion. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Cárdenas, A. (6 de noviembre de 2015). *'Cero dólares" por los ingresos petroleros netos, en proforma*. Obtenido de <http://www.eluniverso.com/noticias/2015/11/06/nota/5224113/cero-dolares-ingresos-petroleros-netos-proforma>
- Central, B. (agosto de 2015). *Cifras del sector petrolero ecuatoriano N0. 103-2015*. Obtenido de

<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe2015103.pdf>

Chuchuca, F. E. (01 de Junio de 2011). Modelo Económico Para la Nueva Contratación Petrolera en el Ecuador, CICYT, ESPOL. Guayaquil, Guayas, Ecuador. Recuperado el Noviembre de 2014, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/15978>

Córdoba M., G. N. (2010). Revitalización de Campos Maduros. *MGA Petróleo y Gas*. Ecuador, B. C. (junio de 2015). *Reporte del Sector Petrolero*. Obtenido de <http://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos>

El Universo. (4 de Enero de 2015). *El petróleo cae y complica la economía del Ecuador este 2015*. Obtenido de <http://www.eluniverso.com/noticias/2015/01/04/nota/4396261/petroleo-cae-complica-economia-este-2015>

Energía. (31 de 01 de 2016). *El Banco Mundial prevé un precio de 37 dólares el barril para 2016*. Recuperado el 01 de 02 de 2016, de <http://www.energia16.com/actualidad/el-banco-mundial-preve-un-precio-de-37-dolares-el-barril-para-2016>

Granja, C. (9 de octubre de 2014). *Inversión de \$ 2120 millones para mejorar campos maduros*. Obtenido de <http://www.eluniverso.com/noticias/2014/10/09/nota/4084706/inversion-2120-millones-mejorar-campos-maduros>

Guaranda, W. (2011). *La necesidad imperiosa de reformar una Ley caduca*. Obtenido de Análisis sobre las reformas a la Ley de Hidrocarburos: <https://www.google.com/search?q=la+necesidad+imperiosa+de+reformar+una+Ley+Caduca&ie=utf-8&oe=utf-8>

Hidrocarburos, A. d. (octubre de 2015). *reporte diario de produccion*. Obtenido de <http://www.arch.gob.ec/archivos/pdf/reportes-diario-de-produccion.pdf>

Marzo, M. (02 de 2015). *El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: causas y previsiones a corto plazo*. Barcelona.

Orozco, M. (5 de noviembre de 2015). *El Fisco no recibirá un dólar del petróleo en el 2016*. Obtenido de <http://www.elcomercio.com/actualidad/fisco-proforma-petroleo-ecuador-economia.html>

- Petroamazonas EP. (31 de diciembre de 2013). *Plan Estratégico 2014-2017*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/09/6-K.1-Plan-Estret%C3%A9gico-2014-2017-Actualizaci%C3%B3n-Anual-20141.pdf>
- Registro Oficial. (27 de Julio de 2010). *Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario*. Obtenido de http://www4.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/vigente/Ley_Reformatoria_Hidrocarburos.pdf
- Registro Oficial, 6. (26 de agosto de 2014). *Reglamento de Contabilidad para Contratos de Servicios en Hidrocarburos*. Quito.
- Registro, O. 6. (26 de agosto de 2014). Reglamento de Contabilidad para Contratos de Servicios en Hidrocarburos. *Reglamento de Contabilidad para Contratos de Servicios en Hidrocarburos*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Reuters. (9 de abril de 2015). *Petroamazonas recortará su producción en 3% por bajos precios del petróleo*. Obtenido de <http://www.eluniverso.com/noticias/2015/04/09/nota/4750526/petroamazonas-recortara-su-produccion-3-bajos-precios-petroleo>
- Secretaria de Hidrocarburos . (2015). *Reservas de Petroleo Crudo y Gas del Pais*. Quito.
- Sosa, C. (7 de marzo de 2016). <http://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-preparados-petroleo-precio-petroecuador.html>. Obtenido de <http://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-preparados-petroleo-precio-petroecuador.html>
- SPE, A. (2015). Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. En S. o. Engineers, *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos* (pág. 6). Obtenido de <http://www.monografias.com/trabajos100/recursos-y-reservas-petroleras/recursos-y-reservas-petroleras.shtml>: <http://www.monografias.com/trabajos100/recursos-y-reservas-petroleras/recursos-y-reservas-petroleras.shtml>
- UNCTAD. (2005). *UNCTAD Trade and Development Report*. Obtenido de http://unctad.org/en/docs/tdr2005_en.pdf
- Vaca, D. (2009). La modalidad de contratación de servicios específicos (alianzas operativas) como modelo de negocios para inversiones en el sector petrolero del Ecuador. Quito, Pichincha, Ecuador: Instituto de Altos Estudios Nacionales, Escuela Ecuatoriana de Gobierno y Administración Pública.

ANEXOS

ANEXO A - Resumen de Producción _ Inversiones

Tarifa contrato (S) =	36.9
Preso del barrel (S) =	50.00
Días efectivos al mes =	29.17
Total Q INCR (IBL1) =	16.638.891,67
Total Inversiones (IMB) =	0,000

MES	Q TOTAL	Q BASE	Q INCR	IBLIZAS	Q INCR	DEBIL	WORKOP	RECABIM	INVERSIONES (M.B.S)	FOR	OTRAS	TOTAL	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
1	6055	5013	5013	5013	5013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	6055	5013	5013	5013	5013	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	6055	5013	5013	5013	5013	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	8502	5743	5743	5743	5743	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9006	5663	5663	5663	5663	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9747	5887	5887	5887	5887	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	10541	6155	6155	6155	6155	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	11315	6423	6423	6423	6423	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	11869	6579	6579	6579	6579	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	12354	6735	6735	6735	6735	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	12849	6891	6891	6891	6891	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	13449	7047	7047	7047	7047	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	13884	7177	7177	7177	7177	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	14328	7307	7307	7307	7307	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	14782	7437	7437	7437	7437	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	15243	7567	7567	7567	7567	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	15713	7697	7697	7697	7697	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	16196	7827	7827	7827	7827	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	16694	7957	7957	7957	7957	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	17208	8087	8087	8087	8087	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	17741	8217	8217	8217	8217	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	18285	8347	8347	8347	8347	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	18842	8477	8477	8477	8477	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	19413	8607	8607	8607	8607	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	20000	8737	8737	8737	8737	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	20605	8867	8867	8867	8867	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	21238	8997	8997	8997	8997	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	21891	9127	9127	9127	9127	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	22565	9257	9257	9257	9257	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	23261	9387	9387	9387	9387	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	24080	9517	9517	9517	9517	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	24923	9647	9647	9647	9647	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	25791	9777	9777	9777	9777	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	26684	9907	9907	9907	9907	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	27602	10037	10037	10037	10037	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	28546	10167	10167	10167	10167	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	29517	10297	10297	10297	10297	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	30515	10427	10427	10427	10427	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	31539	10557	10557	10557	10557	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	32589	10687	10687	10687	10687	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	33664	10817	10817	10817	10817	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	34766	10947	10947	10947	10947	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	35894	11077	11077	11077	11077	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	37049	11207	11207	11207	11207	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	38231	11337	11337	11337	11337	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	39442	11467	11467	11467	11467	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	40684	11597	11597	11597	11597	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	41957	11727	11727	11727	11727	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	43262	11857	11857	11857	11857	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	44600	11987	11987	11987	11987	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	45971	12117	12117	12117	12117	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	47376	12247	12247	12247	12247	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	48815	12377	12377	12377	12377	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	50288	12507	12507	12507	12507	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	51794	12637	12637	12637	12637	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	53334	12767	12767	12767	12767	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	54908	12897	12897	12897	12897	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	56517	13027	13027	13027	13027	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	58161	13157	13157	13157	13157	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	60000	13287	13287	13287	13287	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	61944	13417	13417	13417	13417	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	63994	13547	13547	13547	13547	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	66149	13677	13677	13677	13677	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	68410	13807	13807	13807	13807	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	70778	13937	13937	13937	13937	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	73263	14067	14067	14067	14067	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	75874	14197	14197	14197	14197	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	78619	14327	14327	14327	14327	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	81500	14457	14457	14457	14457	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	84519	14587	14587	14587	14587	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	87678	14717	14717	14717	14717	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	90979	14847	14847	14847	14847	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	94424	14977	14977	14977	14977	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74	98015	15107	15107	15107	15107	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
75	101762	15237	15237	15237	15237	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	105687	15367	15367	15367	15367	941	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MMS	Q TOTAL	Q BASE	Q INCR	IBLIZAS	Q INCR	DEBIL	WORKOP	RECABIM	INVERSIONES (M.B.S)	FOR	OTRAS	TOTAL	INGRESOS CIA	GASTOS ADMINI	IMPUESTOS	CASH FLOW	CUM_CASH	Q BASE (REAU)PD)	DELTA Q BASES	RESERVAS PARA AMORTIZAR	IBLIZAS
-----	---------	--------	--------	---------	--------	-------	--------	---------	---------------------	-----	-------	-------	--------------	---------------	-----------	-----------	----------	------------------	---------------	-------------------------	---------

ANEXO B - Flujo de caja detallado por año y por mes.

DATOS PARA IMPUESTOS	
IMP SOBRE LA RENTA	0.3625
IMP AMAZONIA	0.025
CAP DE TRABAJO (DIAS)	60
IMP REMESAS	0.05
IMP SUPER CIAS	0.0025

2015 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
INGRESOS	0.542	0.848	1.944	2.969	3.597	4.476	5.153	5.901	6.983	7.574	7.763	7.805	55.554
INVERSIONES	6.830	13.400	8.600	16.250	11.640	18.010	2.240	13.410	13.400	2.240	9.890	2.230	118.140
INVERSIONES ACUMULADA	6.830	20.230	28.830	45.080	56.720	74.730	76.970	90.380	103.780	106.020	115.910	118.140	
AMORTIZACION	0.006	0.028	0.091	0.218	0.333	0.548	0.650	0.878	1.197	1.328	1.495	1.534	8.307
AMORTIZACION ACUMULAD	0.006	0.034	0.125	0.344	0.677	1.225	1.875	2.753	3.951	5.279	6.773	8.307	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	4.010	4.010	11.320
AMAZONIA	0.014	0.021	0.049	0.074	0.090	0.112	0.129	0.148	0.175	0.189	0.194	0.195	1.389
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.001	0.004	0.006	0.009	0.012	0.015	0.016	0.018	0.021	0.021	0.023	0.023	0.169
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	11.415
IMPUESTO A LA RENTA	0.000	0.000	0.308	0.623	0.791	1.011	1.204	1.375	1.633	1.784	1.776	1.769	12.274
CAPITAL DE TRABAJO	1.085	1.696	3.889	5.937	7.194	8.952	10.306	11.801	13.966	15.147	15.526	15.610	
IMPUESTO REMESAS	0.000	0.000	0.000	0.032	0.064	0.084	0.115	0.137	0.164	0.202	0.221	0.230	1.249
FLUJO DE CAJA	-8.339	-14.140	-10.162	-17.019	-11.757	-18.016	-1.406	-12.184	-12.075	0.455	-9.681	-1.687	-116.012

2016 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	TOTAL
INGRESOS	8.658	8.446	8.242	8.044	7.851	7.666	7.485	7.311	7.484	8.008	8.564	8.849	96.609
INVERSIONES	20.860	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.660	0.660	13.250	22.660	21.070	11.660	93.070
INVERSIONES ACUMULADA	139.000	139.450	139.900	140.350	140.800	141.250	141.910	142.570	155.820	178.480	199.550	211.210	
AMORTIZACION	2.024	1.982	1.941	1.901	1.862	1.825	1.791	1.759	2.001	2.513	3.064	3.385	26.047
AMORTIZACION ACUMULAD	10.331	12.313	14.253	16.154	18.016	19.841	21.632	23.391	25.392	27.906	30.969	34.354	
INVERSION PILOTO EOR	4.010	4.010	4.010	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.520	0.520	0.520	0.520	17.860
AMAZONIA	0.216	0.211	0.206	0.201	0.196	0.192	0.187	0.183	0.187	0.200	0.214	0.221	2.415
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.027	0.026	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.027	0.031	0.035	0.037	0.337
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	10.400
IMPUESTO A LA RENTA	1.921	1.859	1.788	1.736	1.684	1.635	1.585	1.538	1.514	1.514	1.506	1.480	19.759
CAPITAL DE TRABAJO	17.316	16.893	16.484	16.088	15.703	15.332	14.971	14.622	14.969	16.017	17.127	17.697	
IMPUESTO REMESAS	0.232	0.270	0.261	0.255	0.248	0.242	0.235	0.229	0.223	0.233	0.258	0.284	2.970
FLUJO DE CAJA	-21.181	1.177	1.043	4.156	4.016	3.876	3.537	3.408	-9.450	-19.066	-17.017	-6.791	-52.290

2017 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	TOTAL
INGRESOS	8.664	8.567	8.538	8.363	8.194	8.030	7.870	7.715	7.563	7.416	7.273	7.134	95.326
INVERSIONES	0.610	10.020	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	0.610	16.730
INVERSIONES ACUMULADA	211.820	221.840	222.450	223.060	223.670	224.280	224.890	225.500	226.110	226.720	227.330	227.940	
AMORTIZACION	3.325	3.477	3.477	3.418	3.360	3.305	3.250	3.198	3.147	3.097	3.049	3.002	39.106
AMORTIZACION ACUMULAD	37.679	41.156	44.633	48.051	51.411	54.716	57.966	61.164	64.311	67.408	70.457	73.459	
INVERSION PILOTO EOR	0.520	0.520	0.520	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	5.160
AMAZONIA	0.217	0.214	0.213	0.209	0.205	0.201	0.197	0.193	0.189	0.185	0.182	0.178	2.383
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.036	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032	0.419
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	10.200
IMPUESTO A LA RENTA	1.432	1.338	1.330	1.290	1.251	1.216	1.181	1.148	1.115	1.083	1.053	1.022	14.459
CAPITAL DE TRABAJO	17.327	17.134	17.075	16.727	16.389	16.060	15.739	15.429	15.126	14.831	14.547	14.267	
IMPUESTO REMESAS	0.298	0.292	0.292	0.291	0.284	0.278	0.272	0.267	0.261	0.256	0.250	0.245	3.287
FLUJO DE CAJA	5.071	-4.511	4.744	5.026	4.896	4.769	4.645	4.523	4.407	4.293	4.180	4.075	46.117

2018 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	TOTAL
INGRESOS	6.969	6.838	6.682	6.557	6.436	6.318	6.204	6.062	5.953	5.806	5.705	5.606	75.135
INVERSIONES	0.610	0.400	0.400	0.400	0.400	0.560	0.560	0.560	0.560	0.560	0.560	0.560	6.130
INVERSIONES ACUMULADA	228.550	228.950	229.350	229.750	230.150	230.710	231.270	231.830	232.390	232.950	233.510	234.070	
AMORTIZACION	2.945	2.897	2.838	2.793	2.749	2.709	2.671	2.620	2.584	2.530	2.497	2.464	32.296
AMORTIZACION ACUMULAD	76.404	79.301	82.139	84.931	87.680	90.389	93.060	95.680	98.264	100.794	103.291	105.755	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.174	0.171	0.167	0.164	0.161	0.158	0.155	0.152	0.149	0.145	0.143	0.140	1.878
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.028	0.027	0.027	0.349
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	0.867	10.400
IMPUESTO A LA RENTA	0.981	0.954	0.923	0.897	0.872	0.847	0.822	0.792	0.768	0.738	0.716	0.695	10.003
CAPITAL DE TRABAJO	13.938	13.675	13.363	13.114	12.873	12.636	12.408	12.124	11.907	11.612	11.409	11.211	
IMPUESTO REMESAS	0.240	0.234	0.229	0.223	0.219	0.214	0.210	0.206	0.201	0.197	0.192	0.188	2.553
FLUJO DE CAJA	4.394	4.444	4.378	4.226	4.129	3.880	3.789	3.741	3.598	3.567	3.403	3.327	46.877

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2019 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	TOTAL
INGRESOS	4.394	4.330	4.266	4.204	4.144	4.083	4.024	3.967	3.812	3.759	3.709	3.659	48.351
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	234.070	
AMORTIZACION	2.026	1.996	1.967	1.938	1.910	1.883	1.855	1.829	1.758	1.733	1.710	1.687	22.293
AMORTIZACION ACUMULAD	107.781	109.778	111.745	113.683	115.593	117.476	119.331	121.160	122.918	124.651	126.361	128.048	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.110	0.108	0.107	0.105	0.104	0.102	0.101	0.099	0.095	0.094	0.093	0.091	1.209
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.022	0.022	0.290
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.581	0.570	0.570	0.559	0.549	0.539	0.529	0.519	0.491	0.482	0.475	0.467	6.330
CAPITAL DE TRABAJO	8.788	8.659	8.532	8.408	8.287	8.167	8.048	7.934	7.624	7.519	7.418	7.319	
IMPUESTO REMESAS	0.184	0.153	0.152	0.149	0.146	0.144	0.142	0.139	0.137	0.131	0.129	0.127	1.733
FLUJO DE CAJA	5.474	3.160	3.098	3.049	2.999	2.953	2.906	2.858	2.934	2.693	2.649	2.609	37.383

2020 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
INGRESOS	5.510	5.416	5.325	5.236	5.148	5.063	4.981	4.899	4.718	4.645	4.575	4.505	60.021
INVERSIONES	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	5.640
INVERSIONES ACUMULADA	234.540	235.010	235.480	235.950	236.420	236.890	237.360	237.830	238.300	238.770	239.240	239.710	
AMORTIZACION	2.431	2.398	2.367	2.336	2.306	2.277	2.249	2.221	2.148	2.123	2.100	2.077	27.033
AMORTIZACION ACUMULAD	130.479	132.878	135.244	137.580	139.886	142.163	144.412	146.633	148.781	150.904	153.004	155.081	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.138	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.122	0.118	0.116	0.114	0.113	1.501
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.022	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.235
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	10.200
IMPUESTO A LA RENTA	0.704	0.683	0.642	0.624	0.605	0.587	0.569	0.551	0.515	0.499	0.485	0.470	6.934
CAPITAL DE TRABAJO	11.020	10.833	10.650	10.471	10.297	10.127	9.961	9.798	9.436	9.290	9.150	9.010	
IMPUESTO REMESAS	0.126	0.184	0.177	0.175	0.172	0.169	0.166	0.163	0.160	0.153	0.150	0.148	1.941
FLUJO DE CAJA	-0.500	3.260	3.215	3.144	3.077	3.012	2.948	2.887	2.948	2.685	2.627	2.577	31.880

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2021 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	TOTAL
INGRESOS	3.610	3.561	3.513	3.466	3.420	3.280	3.236	3.195	3.153	3.070	2.985	2.948	39.436
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	1.664	1.642	1.620	1.598	1.577	1.512	1.492	1.473	1.454	1.415	1.376	1.359	18.183
AMORTIZACION ACUMULAD	156.746	158.388	160.008	161.606	163.183	164.695	166.187	167.660	169.113	170.529	171.905	173.264	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.090	0.089	0.088	0.087	0.086	0.082	0.081	0.080	0.079	0.077	0.075	0.074	0.986
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.017	0.017	0.017	0.016	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.014	0.014	0.014	0.186
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	5.100
IMPUESTO A LA RENTA	0.458	0.450	0.449	0.441	0.434	0.408	0.401	0.395	0.388	0.373	0.358	0.352	4.909
CAPITAL DE TRABAJO	7.220	7.123	7.026	6.931	6.841	6.559	6.473	6.389	6.305	6.139	5.969	5.896	
IMPUESTO REMESAS	0.145	0.124	0.123	0.121	0.119	0.117	0.112	0.110	0.108	0.107	0.104	0.100	1.390
FLUJO DE CAJA	4.264	2.553	2.508	2.471	2.432	2.514	2.289	2.253	2.222	2.239	2.179	2.056	29.980

2022 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	TOTAL
INGRESOS	2.912	2.801	2.766	2.733	2.700	2.630	2.597	2.567	2.471	2.444	2.414	2.386	31.421
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	1.342	1.291	1.275	1.260	1.245	1.212	1.198	1.184	1.140	1.127	1.113	1.100	14.487
AMORTIZACION ACUMULAD	174.606	175.898	177.173	178.433	179.678	180.890	182.088	183.272	184.411	185.538	186.651	187.751	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.073	0.070	0.069	0.068	0.067	0.066	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.060	0.786
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.014	0.013	0.013	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.012	0.011	0.011	0.011	0.146
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.341	0.321	0.315	0.311	0.305	0.293	0.287	0.282	0.265	0.260	0.256	0.252	3.488
CAPITAL DE TRABAJO	5.823	5.601	5.533	5.466	5.399	5.259	5.195	5.134	4.943	4.887	4.829	4.773	
IMPUESTO REMESAS	0.099	0.097	0.093	0.092	0.090	0.089	0.086	0.085	0.084	0.080	0.079	0.078	1.054
FLUJO DE CAJA	2.017	2.079	1.903	1.875	1.849	1.868	1.770	1.742	1.799	1.645	1.624	1.600	21.770

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2023 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	TOTAL
INGRESOS	2.296	2.269	2.242	2.218	2.191	2.167	2.141	2.081	2.057	2.035	2.012	1.989	25.698
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	1.059	1.046	1.034	1.022	1.010	0.999	0.987	0.959	0.949	0.938	0.928	0.917	11.849
AMORTIZACION ACUMULAD	188.810	189.856	190.890	191.912	192.923	193.922	194.909	195.868	196.817	197.755	198.683	199.600	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.057	0.057	0.056	0.055	0.055	0.054	0.054	0.052	0.051	0.051	0.050	0.050	0.642
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.011	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.008	0.113
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	5.100
IMPUESTO A LA RENTA	0.241	0.237	0.233	0.229	0.224	0.220	0.216	0.205	0.201	0.198	0.194	0.190	2.589
CAPITAL DE TRABAJO	4.592	4.538	4.485	4.435	4.381	4.334	4.282	4.162	4.114	4.069	4.024	3.979	
IMPUESTO REMESAS	0.077	0.074	0.073	0.072	0.071	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064	0.063	0.835
FLUJO DE CAJA	1.665	1.520	1.499	1.476	1.459	1.435	1.420	1.442	1.352	1.332	1.315	1.298	17.212

2024 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	TOTAL
INGRESOS	1.967	1.945	1.884	1.862	1.843	1.824	1.803	1.784	1.765	1.746	1.727	1.710	21.860
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	0.907	0.897	0.869	0.859	0.850	0.841	0.831	0.823	0.814	0.805	0.796	0.788	10.079
AMORTIZACION ACUMULAD	200.507	201.404	202.272	203.131	203.981	204.822	205.653	206.476	207.289	208.094	208.891	209.679	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.049	0.049	0.047	0.047	0.046	0.046	0.045	0.045	0.044	0.044	0.043	0.043	0.547
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.006	0.006	0.086
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.180	0.177	0.166	0.162	0.159	0.156	0.153	0.149	0.146	0.143	0.140	0.137	1.869
CAPITAL DE TRABAJO	3.934	3.891	3.768	3.725	3.686	3.647	3.607	3.568	3.529	3.493	3.454	3.419	
IMPUESTO REMESAS	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057	0.057	0.056	0.055	0.054	0.054	0.053	0.052	0.680
FLUJO DE CAJA	1.270	1.252	1.284	1.189	1.170	1.155	1.142	1.125	1.110	1.094	1.082	1.064	13.938

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2025 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	TOTAL
INGRESOS	1.691	1.674	1.611	1.595	1.577	1.561	1.546	1.468	1.454	1.437	1.423	1.411	18.448
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	0.780	0.772	0.743	0.735	0.727	0.720	0.713	0.677	0.670	0.663	0.656	0.650	8.506
AMORTIZACION ACUMULAD	210.459	211.231	211.973	212.708	213.436	214.156	214.868	215.545	216.215	216.878	217.534	218.185	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.042	0.042	0.040	0.040	0.039	0.039	0.039	0.037	0.036	0.036	0.036	0.035	0.461
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.006	0.006	0.006	0.006	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.004	0.063
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	5.100
IMPUESTO A LA RENTA	0.140	0.137	0.125	0.123	0.120	0.118	0.115	0.101	0.098	0.096	0.094	0.092	1.359
CAPITAL DE TRABAJO	3.383	3.348	3.221	3.189	3.155	3.122	3.092	2.935	2.907	2.875	2.847	2.821	
IMPUESTO REMESAS	0.051	0.051	0.051	0.048	0.048	0.047	0.046	0.046	0.043	0.042	0.042	0.041	0.556
FLUJO DE CAJA	1.063	1.048	1.091	0.986	0.974	0.960	0.946	1.012	0.874	0.865	0.851	0.839	11.507

2026 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	TOTAL
INGRESOS	1.350	1.338	1.288	1.275	1.263	1.251	1.240	1.229	1.217	1.205	1.194	1.184	15.034
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	239.710	
AMORTIZACION	0.623	0.617	0.594	0.588	0.582	0.577	0.571	0.567	0.561	0.556	0.551	0.546	6.932
AMORTIZACION ACUMULAD	218.807	219.424	220.018	220.606	221.189	221.766	222.337	222.904	223.465	224.020	224.571	225.117	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.034	0.033	0.032	0.032	0.032	0.031	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.030	0.376
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003	0.003	0.044
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.075	0.073	0.065	0.062	0.061	0.059	0.057	0.055	0.053	0.051	0.049	0.048	0.708
CAPITAL DE TRABAJO	2.701	2.677	2.576	2.550	2.526	2.503	2.479	2.457	2.434	2.410	2.389	2.367	
IMPUESTO REMESAS	0.041	0.038	0.037	0.035	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032	0.032	0.419
FLUJO DE CAJA	0.875	0.772	0.809	0.726	0.714	0.705	0.696	0.686	0.679	0.670	0.660	0.651	8.642

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2027 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	TOTAL
INGRESOS	1.173	1.128	1.117	1.107	1.096	1.087	1.078	1.068	1.059	1.049	1.039	1.032	13.033
INVERSIONES	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	1.560
INVERSIONES ACUMULADA	239.840	239.970	240.100	240.230	240.360	240.490	240.620	240.750	240.880	241.010	241.140	241.270	
AMORTIZACION	0.546	0.529	0.529	0.530	0.530	0.531	0.532	0.533	0.534	0.536	0.537	0.540	6.407
AMORTIZACION ACUMULAD	225.662	226.191	226.721	227.250	227.780	228.311	228.843	229.376	229.910	230.446	230.983	231.523	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.029	0.028	0.028	0.028	0.027	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.026	0.326
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.030
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	5.100
IMPUESTO A LA RENTA	0.050	0.040	0.036	0.033	0.030	0.026	0.023	0.019	0.015	0.011	0.008	0.004	0.295
CAPITAL DE TRABAJO	2.346	2.255	2.234	2.214	2.193	2.173	2.156	2.137	2.117	2.098	2.079	2.064	
IMPUESTO REMESAS	0.031	0.032	0.030	0.030	0.029	0.029	0.029	0.029	0.028	0.028	0.028	0.028	0.351
FLUJO DE CAJA	0.526	0.560	0.486	0.478	0.474	0.466	0.459	0.456	0.451	0.445	0.440	0.433	5.675

2028 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	TOTAL
INGRESOS	0.991	0.981	0.973	0.965	0.958	0.948	0.940	0.896	0.889	0.880	0.813	0.806	11.040
INVERSIONES	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.910
INVERSIONES ACUMULADA	241.400	241.530	241.660	241.790	241.920	242.050	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	
AMORTIZACION	0.526	0.528	0.531	0.535	0.539	0.542	0.548	0.522	0.518	0.513	0.474	0.469	6.243
AMORTIZACION ACUMULAD	232.049	232.577	233.108	233.642	234.181	234.724	235.271	235.793	236.311	236.823	237.297	237.767	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.022	0.022	0.022	0.020	0.020	0.276
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.017
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CAPITAL DE TRABAJO	1.982	1.963	1.945	1.930	1.915	1.896	1.881	1.793	1.777	1.760	1.627	1.612	
IMPUESTO REMESAS	0.027	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.023	0.020	0.020	0.020	0.017	0.270
FLUJO DE CAJA	0.447	0.378	0.368	0.359	0.352	0.347	0.336	0.497	0.418	0.412	0.464	0.342	4.719

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

2029 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	TOTAL
INGRESOS	0.801	0.793	0.732	0.725	0.720	0.663	0.657	0.653	0.494	0.450	0.447	0.444	7.578
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
INVERSIONES ACUMULADA	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	242.180	
AMORTIZACION	0.466	0.462	0.426	0.422	0.419	0.386	0.383	0.380	0.288	0.262	0.260	0.259	4.413
AMORTIZACION ACUMULAD	238.233	238.695	239.121	239.543	239.962	240.348	240.731	241.112	241.399	241.661	241.921	242.180	
INVERSION PILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.020	0.020	0.018	0.018	0.018	0.017	0.016	0.016	0.012	0.011	0.011	0.011	0.189
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	0.417	5.000
IMPUESTO A LA RENTA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CAPITAL DE TRABAJO	1.601	1.586	1.463	1.450	1.440	1.326	1.315	1.306	0.988	0.900	0.893	0.889	
IMPUESTO REMESAS	0.016	0.017	0.017	0.014	0.014	0.014	0.011	0.011	0.010	0.003	0.001	0.001	0.128
FLUJO DE CAJA	0.357	0.353	0.402	0.289	0.282	0.330	0.224	0.218	0.373	0.107	0.024	0.020	2.979

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANEXO C - Resumen flujo de caja por año

TAZA DE DESCUENTO | R = 0.12

PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
INGRESOS	55.554	96.609	95.326	75.135	48.351	60.021	39.436	31.421	25.698	21.860	18.448	15.034	13.033	11.040	7.578	614.547
INVERSIONES	118.140	93.070	16.730	6.130	0.000	5.640	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.560	0.910	0.000	242.180
INVERSIONES ACUMULADA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
AMORTIZACION	8.307	26.047	39.106	32.296	22.293	27.033	18.183	14.487	11.849	10.079	8.506	6.932	6.407	6.243	4.413	242.328
AMORTIZACION ACUMULAD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
INVERSION PILOTO EOR	11.320	17.860	5.160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	34.340
AMAZONIA	1.389	2.415	2.383	1.878	1.209	1.501	0.986	0.786	0.642	0.547	0.461	0.376	0.326	0.276	0.189	15.364
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.169	0.337	0.419	0.349	0.290	0.235	0.186	0.146	0.113	0.086	0.063	0.044	0.030	0.017	0.004	2.490
GASTOS ADMINISTRATIVOS	11.415	10.400	10.200	10.400	5.300	10.200	5.100	5.300	5.100	5.300	5.100	5.300	5.100	5.300	5.000	104.515
IMPUESTO A LA RENTA	12.274	19.759	14.459	10.003	6.330	6.934	4.909	3.488	2.589	1.869	1.359	0.708	0.295	0.000	0.000	84.976
CAPITAL DE TRABAJO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
IMPUESTO REMESAS	1.249	2.970	3.287	2.553	1.733	1.941	1.390	1.054	0.835	0.680	0.556	0.419	0.351	0.270	0.128	19.416
FLUJO DE CAJA	-116.012	-52.290	46.117	46.877	37.383	31.880	29.980	21.770	17.212	13.938	11.507	8.642	5.675	4.719	2.979	110.377
COEF DE DESCUENTO	1.000	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322	0.287	0.257	0.229	0.205	
FLUJO DESCONTADO	-116.012	-46.687	36.765	33.366	23.757	18.089	15.189	9.848	6.952	5.026	3.705	2.484	1.457	1.081	0.610	

TIR (%) =	11.29%
VAN (MIM\$) =	-\$ 4.15

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANEXO D - Costos de producción y operación por mes

Tarifa contrato (\$) =	36.89
Precio del barril (\$) =	50.00

#meses	Q_INCR M BBL	PRECIO \$/BBL	EXPORT MM \$	IMPUESTOS MM \$	R_PAIS MM \$	COSTO P MM \$	SALDO_PAIS MM \$	COSTOPROD. \$/BBL	COSTO OPER. \$/BBL	COSTO O MM \$
1	14.700	50.00	0.735	0.010	0.745	0.834	-0.089	56.738	19.848	0.292
2	22.983	50.00	1.149	0.030	1.179	1.678	-0.499	73.023	36.133	0.830
3	52.704	50.00	2.635	0.360	2.995	2.985	0.010	56.646	19.756	1.041
4	80.471	50.00	4.024	0.740	4.764	4.121	0.642	51.216	14.326	1.153
5	97.504	50.00	4.875	0.960	5.835	4.796	1.040	49.184	12.294	1.199
6	121.333	50.00	6.067	1.220	7.287	5.998	1.289	49.431	12.541	1.522
7	139.679	50.00	6.984	1.460	8.444	6.295	2.149	45.069	8.179	1.142
8	159.950	50.00	7.998	1.680	9.678	7.461	2.216	46.647	9.757	1.561
9	189.292	50.00	9.465	1.990	11.455	8.860	2.594	46.808	9.918	1.877
10	205.304	50.00	10.265	2.200	12.465	8.946	3.519	43.574	6.684	1.372
11	210.438	50.00	10.522	2.210	12.732	9.230	3.501	43.863	6.973	1.467
12	211.575	50.00	10.579	2.220	12.799	9.557	3.242	45.170	8.28	1.752
13	234.704	50.00	11.735	2.400	14.135	10.242	3.894	43.636	6.746	1.583
14	228.958	50.00	11.448	2.370	13.818	10.042	3.776	43.860	6.97	1.596
15	223.417	50.00	11.171	2.280	13.451	9.850	3.601	44.086	7.196	1.608
16	218.050	50.00	10.903	2.220	13.123	9.662	3.460	44.313	7.423	1.619
17	212.829	50.00	10.641	2.150	12.791	9.479	3.312	44.540	7.65	1.628
18	207.813	50.00	10.391	2.090	12.481	9.304	3.177	44.769	7.879	1.637
19	202.913	50.00	10.146	2.030	12.176	9.131	3.045	44.998	8.108	1.645
20	198.188	50.00	9.909	1.970	11.879	8.963	2.916	45.227	8.337	1.652
21	202.883	50.00	10.144	1.950	12.094	9.238	2.856	45.533	8.643	1.754
22	217.088	50.00	10.854	1.980	12.834	9.899	2.936	45.597	8.707	1.890
23	232.138	50.00	11.607	2.010	13.617	10.548	3.069	45.439	8.549	1.985
24	239.867	50.00	11.993	2.020	14.013	10.750	3.263	44.818	7.928	1.902
25	234.850	50.00	11.743	1.980	13.723	10.566	3.157	44.989	8.099	1.902
26	232.225	50.00	11.611	1.880	13.491	10.646	2.845	45.845	8.955	2.080
27	231.438	50.00	11.572	1.870	13.442	10.464	2.978	45.214	8.324	1.926
28	226.713	50.00	11.336	1.830	13.166	10.288	2.877	45.380	8.49	1.925
29	222.133	50.00	11.107	1.780	12.887	10.117	2.770	45.544	8.654	1.922
30	217.671	50.00	10.884	1.730	12.614	9.950	2.664	45.710	8.82	1.920
31	213.325	50.00	10.666	1.680	12.346	9.786	2.560	45.873	8.983	1.916
32	209.125	50.00	10.456	1.640	12.096	9.627	2.469	46.037	9.147	1.913
33	205.013	50.00	10.251	1.600	11.851	9.472	2.379	46.200	9.31	1.909
34	201.017	50.00	10.051	1.560	11.611	9.320	2.291	46.362	9.472	1.904
35	197.167	50.00	9.858	1.520	11.378	9.173	2.205	46.524	9.634	1.900
36	193.375	50.00	9.669	1.480	11.149	9.028	2.121	46.685	9.795	1.894
37	188.913	50.00	9.446	1.430	10.876	8.888	1.988	47.046	10.156	1.919
38	185.354	50.00	9.268	1.390	10.658	8.750	1.908	47.208	10.318	1.912
39	181.125	50.00	9.056	1.350	10.406	8.617	1.790	47.573	10.683	1.935
40	177.742	50.00	8.887	1.310	10.197	8.485	1.712	47.737	10.847	1.928
41	174.475	50.00	8.724	1.280	10.004	8.358	1.646	47.901	11.011	1.921
42	171.267	50.00	8.563	1.250	9.813	8.232	1.581	48.065	11.175	1.914
43	168.175	50.00	8.409	1.220	9.629	8.111	1.518	48.228	11.338	1.907
44	164.325	50.00	8.216	1.180	9.396	7.992	1.404	48.634	11.744	1.930
45	161.379	50.00	8.069	1.150	9.219	7.874	1.345	48.794	11.904	1.921
46	157.383	50.00	7.869	1.110	8.979	7.701	1.278	48.930	12.04	1.895
47	154.642	50.00	7.732	1.080	8.812	7.591	1.221	49.087	12.197	1.886
48	151.958	50.00	7.598	1.050	8.648	7.483	1.165	49.244	12.354	1.877
49	149.363	50.00	7.468	1.030	8.498	7.379	1.119	49.401	12.511	1.869
50	146.825	50.00	7.341	1.000	8.341	7.276	1.065	49.556	12.666	1.860
51	144.346	50.00	7.217	0.980	8.197	7.176	1.022	49.712	12.822	1.851
52	141.925	50.00	7.096	0.950	8.046	7.077	0.969	49.867	12.977	1.842
53	139.563	50.00	6.978	0.930	7.908	6.981	0.927	50.022	13.132	1.833
54	137.258	50.00	6.863	0.900	7.763	6.887	0.876	50.177	13.287	1.824
55	135.013	50.00	6.751	0.880	7.631	6.795	0.835	50.332	13.442	1.815
56	132.796	50.00	6.640	0.860	7.500	6.704	0.796	50.485	13.595	1.805
57	127.896	50.00	6.395	0.810	7.205	6.616	0.589	51.729	14.839	1.898
58	125.913	50.00	6.296	0.790	7.086	6.528	0.558	51.845	14.955	1.883
59	124.017	50.00	6.201	0.770	6.971	6.444	0.527	51.962	15.072	1.869
60	122.121	50.00	6.106	0.750	6.856	6.360	0.496	52.081	15.191	1.855
61	119.117	50.00	5.956	0.870	6.826	6.217	0.609	52.193	15.303	1.823
62	117.367	50.00	5.868	0.870	6.738	6.139	0.599	52.309	15.419	1.810
63	115.646	50.00	5.782	0.850	6.632	6.063	0.570	52.425	15.535	1.797
64	113.954	50.00	5.698	0.830	6.528	5.987	0.540	52.543	15.653	1.784
65	112.321	50.00	5.616	0.820	6.436	5.915	0.521	52.660	15.77	1.771
66	110.688	50.00	5.534	0.810	6.344	5.842	0.502	52.781	15.891	1.759
67	109.083	50.00	5.454	0.790	6.244	5.771	0.473	52.903	16.013	1.747
68	107.538	50.00	5.377	0.780	6.157	5.702	0.455	53.023	16.133	1.735
69	103.338	50.00	5.167	0.740	5.907	5.494	0.413	53.161	16.271	1.681

(Modelo Económico Lago Agrío, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Tarifa contrato (\$) =	36.89
Precio del barril (\$) =	50.00

#meses	Q_INCR M BBL	PRECIO \$/BBL	EXPORT MM \$	IMPUESTOS MM \$	R_PAIS MM \$	COSTO P MM \$	SALDO_PAIS MM \$	COSTOPROD. \$/BBL	COSTO OPER. \$/BBL	COSTO O MM \$
70	101.908	50.00	5.095	0.730	5.825	5.429	0.396	53.274	16.384	1.670
71	100.538	50.00	5.027	0.720	5.747	5.368	0.379	53.389	16.499	1.659
72	99.196	50.00	4.960	0.700	5.660	5.307	0.352	53.504	16.614	1.648
73	97.854	50.00	4.893	0.700	5.593	5.247	0.346	53.622	16.732	1.637
74	96.542	50.00	4.827	0.690	5.517	5.188	0.329	53.739	16.849	1.627
75	95.229	50.00	4.761	0.680	5.441	5.129	0.313	53.858	16.968	1.616
76	93.946	50.00	4.697	0.660	5.357	5.071	0.286	53.980	17.09	1.606
77	92.721	50.00	4.636	0.650	5.286	5.016	0.270	54.099	17.209	1.596
78	88.900	50.00	4.445	0.620	5.065	4.825	0.240	54.280	17.39	1.546
79	87.733	50.00	4.387	0.610	4.997	4.773	0.224	54.399	17.509	1.536
80	86.596	50.00	4.330	0.600	4.930	4.721	0.209	54.519	17.629	1.527
81	85.458	50.00	4.273	0.590	4.863	4.670	0.193	54.641	17.751	1.517
82	83.213	50.00	4.161	0.570	4.731	4.560	0.171	54.798	17.908	1.490
83	80.908	50.00	4.045	0.550	4.595	4.446	0.149	54.956	18.066	1.462
84	79.917	50.00	3.996	0.540	4.536	4.401	0.135	55.073	18.183	1.453
85	78.925	50.00	3.946	0.530	4.476	4.356	0.120	55.191	18.301	1.444
86	75.921	50.00	3.796	0.500	4.296	4.254	0.042	56.038	19.148	1.454
87	74.988	50.00	3.749	0.490	4.239	4.211	0.028	56.157	19.267	1.445
88	74.083	50.00	3.704	0.480	4.184	4.169	0.015	56.278	19.388	1.436
89	73.179	50.00	3.659	0.470	4.129	4.127	0.002	56.399	19.509	1.428
90	71.283	50.00	3.564	0.460	4.024	4.034	-0.009	56.585	19.695	1.404
91	70.408	50.00	3.520	0.450	3.970	3.993	-0.022	56.706	19.816	1.395
92	69.592	50.00	3.480	0.440	3.920	3.955	-0.035	56.829	19.939	1.388
93	66.996	50.00	3.350	0.420	3.770	3.824	-0.054	57.072	20.182	1.352
94	66.238	50.00	3.312	0.410	3.722	3.788	-0.066	57.192	20.302	1.345
95	65.450	50.00	3.273	0.410	3.683	3.751	-0.069	57.312	20.422	1.337
96	64.692	50.00	3.235	0.400	3.635	3.715	-0.081	57.432	20.542	1.329
97	62.242	50.00	3.112	0.390	3.502	3.633	-0.131	58.372	21.482	1.337
98	61.513	50.00	3.076	0.380	3.456	3.598	-0.143	58.499	21.609	1.329
99	60.783	50.00	3.039	0.370	3.409	3.563	-0.154	58.625	21.735	1.321
100	60.113	50.00	3.006	0.370	3.376	3.532	-0.156	58.752	21.862	1.314
101	59.383	50.00	2.969	0.360	3.329	3.497	-0.167	58.882	21.992	1.306
102	58.742	50.00	2.937	0.350	3.287	3.466	-0.179	59.010	22.12	1.299
103	58.042	50.00	2.902	0.350	3.252	3.433	-0.181	59.141	22.251	1.291
104	56.408	50.00	2.820	0.330	3.150	3.350	-0.200	59.392	22.502	1.269
105	55.767	50.00	2.788	0.330	3.118	3.319	-0.201	59.520	22.63	1.262
106	55.154	50.00	2.758	0.320	3.078	3.290	-0.212	59.647	22.757	1.255
107	54.542	50.00	2.727	0.320	3.047	3.260	-0.213	59.778	22.888	1.248
108	53.929	50.00	2.696	0.310	3.006	3.231	-0.224	59.907	23.017	1.241
109	53.317	50.00	2.666	0.300	2.966	3.201	-0.235	60.039	23.149	1.234
110	52.733	50.00	2.637	0.290	2.927	3.173	-0.246	60.171	23.281	1.228
111	51.071	50.00	2.554	0.280	2.834	3.145	-0.311	61.577	24.687	1.261
112	50.488	50.00	2.524	0.270	2.794	3.115	-0.321	61.701	24.811	1.253
113	49.963	50.00	2.498	0.270	2.768	3.089	-0.321	61.826	24.936	1.246
114	49.438	50.00	2.472	0.270	2.742	3.063	-0.321	61.952	25.062	1.239
115	48.883	50.00	2.444	0.260	2.704	3.035	-0.330	62.077	25.187	1.231
116	48.358	50.00	2.418	0.260	2.678	3.008	-0.330	62.208	25.318	1.224
117	47.833	50.00	2.392	0.250	2.642	2.982	-0.340	62.336	25.446	1.217
118	47.338	50.00	2.367	0.250	2.617	2.957	-0.340	62.463	25.573	1.211
119	46.813	50.00	2.341	0.240	2.581	2.930	-0.350	62.593	25.703	1.203
120	46.346	50.00	2.317	0.240	2.557	2.907	-0.350	62.721	25.831	1.197
121	45.850	50.00	2.293	0.240	2.533	2.882	-0.349	62.852	25.962	1.190
122	45.383	50.00	2.269	0.240	2.509	2.858	-0.349	62.983	26.093	1.184
123	43.663	50.00	2.183	0.220	2.403	2.769	-0.366	63.425	26.535	1.159
124	43.225	50.00	2.161	0.220	2.381	2.747	-0.366	63.554	26.664	1.153
125	42.758	50.00	2.138	0.210	2.348	2.723	-0.375	63.684	26.794	1.146
126	42.321	50.00	2.116	0.210	2.326	2.701	-0.375	63.813	26.923	1.139
127	41.913	50.00	2.096	0.200	2.296	2.680	-0.384	63.942	27.052	1.134
128	39.783	50.00	1.989	0.190	2.179	2.569	-0.390	64.584	27.694	1.102
129	39.404	50.00	1.970	0.180	2.150	2.550	-0.400	64.710	27.82	1.096
130	38.967	50.00	1.948	0.180	2.128	2.527	-0.398	64.841	27.951	1.089
131	38.588	50.00	1.929	0.180	2.109	2.507	-0.398	64.970	28.08	1.084
132	38.238	50.00	1.912	0.170	2.082	2.489	-0.407	65.099	28.209	1.079
133	36.604	50.00	1.830	0.150	1.980	2.404	-0.424	65.670	28.78	1.053
134	36.283	50.00	1.814	0.150	1.964	2.387	-0.423	65.796	28.906	1.049
135	34.913	50.00	1.746	0.140	1.886	2.316	-0.430	66.329	29.439	1.028
136	34.563	50.00	1.728	0.130	1.858	2.297	-0.439	66.451	29.561	1.022
137	34.242	50.00	1.712	0.130	1.842	2.280	-0.438	66.579	29.689	1.017
138	33.921	50.00	1.696	0.130	1.826	2.263	-0.437	66.701	29.811	1.011
139	33.600	50.00	1.680	0.130	1.810	2.245	-0.435	66.825	29.935	1.006

(Modelo Económico Lago Agrío, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

Tarifa contrato (\$) =	36.89
Precio del barril (\$) =	50.00

#meses	Q_INCR M BBL	PRECIO \$/BBL	EXPORT MM \$	IMPUESTOS MM \$	R_PAIS MM \$	COSTO P MM \$	SALDO_PAIS MM \$	COSTOPROD. \$/BBL	COSTO OPER. \$/BBL	COSTO O MM \$
140	33.308	50.00	1.665	0.120	1.785	2.230	-0.445	66.949	30.059	1.001
141	32.988	50.00	1.649	0.120	1.769	2.213	-0.443	67.074	30.184	0.996
142	32.667	50.00	1.633	0.120	1.753	2.195	-0.442	67.201	30.311	0.990
143	32.375	50.00	1.619	0.110	1.729	2.180	-0.451	67.327	30.437	0.985
144	32.083	50.00	1.604	0.110	1.714	2.164	-0.450	67.457	30.567	0.981
145	31.792	50.00	1.590	0.110	1.700	2.149	-0.449	67.583	30.693	0.976
146	30.567	50.00	1.528	0.100	1.628	2.085	-0.456	68.198	31.308	0.957
147	30.275	50.00	1.514	0.100	1.614	2.068	-0.455	68.321	31.431	0.952
148	30.013	50.00	1.501	0.090	1.591	2.054	-0.464	68.448	31.558	0.947
149	29.721	50.00	1.486	0.090	1.576	2.038	-0.462	68.576	31.686	0.942
150	29.458	50.00	1.473	0.080	1.553	2.024	-0.471	68.701	31.811	0.937
151	29.225	50.00	1.461	0.080	1.541	2.012	-0.470	68.833	31.943	0.934
152	28.963	50.00	1.448	0.080	1.528	1.997	-0.469	68.960	32.07	0.929
153	28.700	50.00	1.435	0.070	1.505	1.983	-0.478	69.088	32.198	0.924
154	28.438	50.00	1.422	0.070	1.492	1.968	-0.476	69.215	32.325	0.919
155	28.175	50.00	1.409	0.060	1.469	1.954	-0.485	69.346	32.456	0.914
156	27.971	50.00	1.399	0.060	1.459	1.943	-0.485	69.473	32.583	0.911
157	26.863	50.00	1.343	0.050	1.393	1.929	-0.536	71.810	34.92	0.938
158	26.600	50.00	1.330	0.050	1.380	1.914	-0.534	71.952	35.062	0.933
159	26.367	50.00	1.318	0.050	1.368	1.901	-0.532	72.086	35.196	0.928
160	26.163	50.00	1.308	0.050	1.358	1.890	-0.531	72.225	35.335	0.924
161	25.958	50.00	1.298	0.050	1.348	1.878	-0.530	72.362	35.472	0.921
162	25.696	50.00	1.285	0.050	1.335	1.863	-0.528	72.498	35.608	0.915
163	25.492	50.00	1.275	0.050	1.325	1.852	-0.527	72.635	35.745	0.911
164	24.296	50.00	1.215	0.050	1.265	1.839	-0.575	75.709	38.819	0.943
165	24.092	50.00	1.205	0.040	1.245	1.828	-0.583	75.865	38.975	0.939
166	23.858	50.00	1.193	0.040	1.233	1.814	-0.581	76.021	39.131	0.934
167	22.050	50.00	1.103	0.040	1.143	1.719	-0.577	77.971	41.081	0.906
168	21.846	50.00	1.092	0.040	1.132	1.706	-0.574	78.115	41.225	0.901
169	21.700	50.00	1.085	0.040	1.125	1.698	-0.573	78.265	41.375	0.898
170	21.496	50.00	1.075	0.040	1.115	1.686	-0.571	78.411	41.521	0.893
171	19.833	50.00	0.992	0.040	1.032	1.598	-0.566	80.550	43.66	0.866
172	19.658	50.00	0.983	0.030	1.013	1.587	-0.574	80.704	43.814	0.861
173	19.513	50.00	0.976	0.030	1.006	1.578	-0.572	80.855	43.965	0.858
174	17.967	50.00	0.898	0.030	0.928	1.496	-0.568	83.260	46.37	0.833
175	17.821	50.00	0.891	0.030	0.921	1.486	-0.565	83.396	46.506	0.829
176	17.704	50.00	0.885	0.030	0.915	1.479	-0.564	83.537	46.647	0.826
177	13.388	50.00	0.669	0.020	0.689	1.253	-0.564	93.600	56.71	0.759
178	12.192	50.00	0.610	0.010	0.620	1.247	-0.628	102.306	65.416	0.798
179	12.104	50.00	0.605	0.010	0.615	1.239	-0.624	102.389	65.499	0.793
180	12.046	50.00	0.602	0.010	0.612	1.234	-0.622	102.462	65.572	0.790

16658.892 832.945 97.950 955.135 863.010 92.125

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANEXO E - Flujo de caja para el país y distribución de la renta petrolera

TAZA DE DESCUENTO R

0.12

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
EXPORTACIONES	75.297	130.942	129.203	101.837	81.352	65.535	53.451	42.588	34.831	29.629	25.005	20.377	17.665	14.964	10.271	832.945
IMPUESTOS	15.080	25.470	20.550	14.800	10.650	9.510	7.460	5.460	4.180	3.180	2.440	1.540	0.990	0.560	0.320	122.190
INGRESOS	90.377	156.412	149.753	116.637	92.002	75.045	60.911	48.048	39.011	32.809	27.445	21.917	18.655	15.524	10.591	955.135
COSTO DE PRODUCCION	70.762	117.108	118.436	98.080	82.224	69.234	58.048	48.177	41.173	36.604	32.002	27.173	24.275	22.133	17.581	863.010
SALDO PAIS	19.614	39.305	31.316	18.557	9.778	5.811	2.863	-0.130	-2.162	-3.795	-4.558	-5.256	-5.620	-6.609	-6.990	92.125
COSTO DE OPERACION	15.209	20.498	23.111	22.945	22.203	20.883	18.612	16.756	15.474	14.744	13.554	12.139	11.242	11.092	10.003	248.463
COEF DE DESCUENTO	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322	0.287	0.257	0.229	0.205	0.183	
FLUJO DESCONTADO	17.513	31.333	22.290	11.793	5.548	2.944	1.295	-0.052	-0.780	-1.222	-1.310	-1.349	-1.288	-1.352	-1.277	

TIR (%) =	-0.124
VAN (MM\$) =	84.086

	MM \$	\$/BBL	%
Exportaciones	832.945	50.00	100.00
Inversiones Optimización	242.180	14.54	29.08
Inversiones EOR	34.340	2.06	4.12
TOTAL INVERSIONES	276.520	16.60	33.20
Gastos Cia. (Administrat)	104.515	6.27	12.55
Costos de Operación PAM	248.463	14.91	29.83
renta petrolera	203.447	12.21	24.42
Ingresos Cia.	614.547	36.89	73.78
Impuesto Amazonia	15.364	0.92	1.84
Impuesto SuperCias	2.490	0.15	0.30
Impuesto a la Renta	84.976	5.10	10.20
Impuesto Remesas	19.416	1.17	2.33
TOTAL IMPUESTOS	122.246	7.34	14.68
Utilidad Cia.	111.265	6.68	13.36
Utilidad Pais	92.125	5.53	11.06
Incremento de producción	16.659	MM BBL	

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANEXO F - Análisis de Sensibilidad

ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LA PRODUCCION INCREMENTAL

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
POZOS NUEVOS									
TIR (%)	11.30	10.90	10.50	10.30	10.10	9.80	9.50	9.30	9.10
VPN (MM \$)	-4.15	-6.57	-9.17	-10.90	-12.83	-15.35	-17.55	-19.68	-22.30
UTILIDAD PAIS (MM\$)	92.12	94.53	96.68	99.75	102.69	105.20	107.17	112.07	117.22
UTILIDAD CIA (MM\$)	111.17	111.29	111.06	111.65	112.06	112.09	111.63	114.08	117.60
INCREMENTO DE PRODUCCION (MM BLS)	16.66	16.97	17.27	17.61	17.94	18.25	18.53	19.00	19.50

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
POZOS REACONDICIONADOS									
TIR (%)	11.30	11.80	12.10	12.50	12.90	13.40	13.80	14.20	14.50
VPN (MM \$)	-4.15	-1.45	0.81	3.20	5.80	8.71	11.09	13.73	16.25
UTILIDAD PAIS (MM\$)	92.12	97.52	102.71	107.72	112.54	118.54	124.33	130.04	135.52
UTILIDAD CIA (MM\$)	111.17	116.86	122.42	127.73	132.89	139.19	145.29	151.28	157.14
INCREMENTO DE PRODUCCION (MM BLS)	16.66	16.98	17.29	17.60	17.89	18.24	18.58	18.91	19.24

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO

PRECIO WTI	TIR (%)	VPN (MM\$)	PAYOUT (MESES)	INCREMENTO PRODUCCION (MMbbls)	UTILIDAD PAIS (MM\$)	UTILIDAD CIA (MM\$)
25.00	-64.80	-292.97	180	-15.67	-405.35	-374.37
30.00	-64.80	-292.97	180	-15.67	-483.72	-374.37
40.00	-64.80	-291.21	180	-11.16	-494.47	-372.62
46.64	9.50	-13.57	76	15.40	0.30	81.52
50.00	11.30	-4.15	74	16.66	92.12	111.17
54.30	12.00	0.15	74	17.21	180.33	123.44
60.00	12.20	1.49	75	17.52	287.00	131.00
70.00	12.50	2.95	75	17.76	468.33	136.24
80.00	12.50	3.12	75	17.86	645.51	138.18
90.00	12.50	3.46	74	17.90	820.86	139.10
100.00	12.60	3.72	74	17.93	996.07	139.70
110.00	12.60	3.90	73	17.95	1171.15	140.10
120.00	12.60	4.01	73	17.97	1346.12	140.38

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS INVERSIONES

INVERSIONES	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
EXPORTACIONES (MM \$)	832.93	832.93	832.93	832.93	832.93	832.93	832.93
INVERSIONES (MM \$)	257.80	267.03	276.67	286.13	295.75	305.37	314.99
GASTOS CIA (MM \$)	104.52	104.52	104.52	104.52	104.52	104.52	104.52
COSTOS DE OPERACIÓN PAM (MM\$)	248.46	248.46	248.46	248.46	248.46	248.46	248.46
RENTA PETROLERA	222.16	212.93	203.29	193.83	184.21	174.59	164.97
INVERSIONES OPTIMIZADA (MM \$)	223.48	232.71	242.35	251.81	261.43	271.05	280.67
TIR (%)	13.70	12.40	11.30	10.30	9.30	8.40	7.50
VPN (MM \$)	8.92	2.51	-4.15	-10.67	-17.32	-23.96	-30.62
UTILIDAD PAIS (MM\$)	98.40	95.33	92.12	88.97	85.78	82.61	79.45
UTILIDAD CIA (MM \$)	123.76	117.60	111.17	104.86	98.42	91.98	85.52
INCREMENTO DE PRODUCCION (MM BLS)	16.66	16.66	16.66	16.66	16.66	16.66	16.66

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LOS COSTOS OPERATIVOS

Costos de Operación Variables Modelo Económico	<10%	<5%	CASO BASE	>5%	>10%	>15%	>20%
costo de servicio workover (MM\$)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
frecuencia anual del servicio workover	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
costo de químicos (\$/BF)	0.20	0.25	0.15	0.05	0.10	0.15	0.20
evacuación (\$/bbl)	-831.19	-831.19	1.74	834.67	834.67	834.67	834.67
Costos Unitarios	<10%	<5%	CASO BASE	>5%	>10%	>15%	>20%
almacenamiento (\$/bbl)	67.60	66.30	80.00	93.70	92.40	91.30	90.30
almacenamiento agua (\$/bbl)	47.49	41.08	50.00	58.92	52.51	45.85	39.33
deshidratación (\$/bbl)	4.67	1.60	100.00	198.40	195.33	192.12	188.97
bombeo (\$/bbl/d)	882.40	876.24	1000.00	1123.76	1117.60	1111.17	1104.86
procesamiento (\$/BF)	1183.34	1183.34	1200.00	1216.66	1216.66	1216.66	1216.66
reinyección (\$/BA)	399.20	399.14	400.00	400.86	400.80	400.73	400.68
evacuación (\$/bbl/d)	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
generación electricidad (MM\$/MMW)	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
COSTOS DE OPERACIÓN PAM (MM \$)	-10%	-5%	CASO BASE	5%	10%	15%	20%
EXPORTACIONES (MM \$)	844.39	839.50	832.93	832.93	819.27	811.86	
INVERSIONES (MM \$)	275.81	276.25	276.67	277.08	277.41	277.81	
GASTOS CIA (MM \$)	104.52	104.52	104.52	104.52	104.52	104.52	
COSTOS DE OPERACIÓN PAM (MM \$)	238.21	243.10	248.46	253.40	258.93	264.40	
RENTA PETROLERA	225.86	215.63	203.29	191.57	178.41	165.13	
INVERSIONES OPTIMIZADA (MM \$)			242.35				
TIR (%)	11.70	11.50	11.30	11.10	10.90	10.70	
VPN (MM \$)	-2.06	-3.00	-4.15	-5.53	-6.40	-7.61	
UTILIDAD PAIS (MM\$)	108.57	100.90	92.12	83.53	74.09	65.01	
UTILIDAD CIA (MM \$)	117.29	114.73	111.17	108.04	104.32	100.12	
INCREMENTO DE PRODUCCION (MM BL)	16.89	16.79	16.66	16.53	16.39	16.24	

(Modelo Económico Lago Agrio, 2016. Elaborado: Jiménez L., Paredes D.)

ANEXO G - Archivo de Salida Modelo Campo Lago Agrio Caso Base.

Salida Celio

CAMPO: LAGO AGRIO
 FECHA: 12 1 2015

PETROLEO IN SITU (MM BBL): 1239.0
 RESERVAS (MM BBL): 222.0
 PRODUCCION ACUMULADA (MM BBL): 163.8
 TARIFA (\$/BBL): 36.89

DATOS DE LOS POZOS DE LA CURVA BASE:

POZO	B	D(% ANUAL)	QOI(BPD)	FM(%)	ESTACION
11	0.001	7.200	212.	34.0	1
12	0.001	21.000	320.	5.0	1
17	0.001	5.700	74.	11.0	1
18	0.001	7.200	116.	67.0	1
37	0.001	5.700	6.	2.0	1
40	0.001	8.000	192.	1.3	1
41	0.001	6.000	78.	65.0	1
42	0.001	9.400	194.	26.0	1
43	0.001	8.000	194.	27.0	1
44	0.001	7.100	101.	39.0	1
47	0.001	9.900	249.	8.0	1
48	0.001	10.600	39.	48.0	1
49	0.001	9.300	104.	6.5	1
50	0.001	10.000	64.	1.5	1
51	0.001	29.600	101.	18.0	1
54	0.001	48.300	1982.	1.5	1
55	0.001	9.900	627.	34.0	1
4	0.001	8.150	26.	9.0	2
9	0.001	5.800	124.	12.8	2
13	0.001	13.000	87.	55.7	2
22	0.001	4.300	385.	3.0	2
25	0.001	9.000	36.	10.0	2
38	0.001	6.800	190.	9.0	2
39	0.001	6.000	796.	4.0	2
45	0.001	21.000	21.	34.0	1
60	0.001	25.000	14.	10.0	2

DATOS DE LOS POZOS NUEVOS Y DE LOS WORKOVERS :

POZO	BPD	QOI	D(QOI)	FMI	B(POZO)	D(POZO)	COSTO CASO	INICIO	Q	ESTAC	INFRA	TIPO
				% ANUAL	MM \$	DD	MM ANIO					MM \$
1	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 28	2 2015	1	1.00	DI
2	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 6	4 2015	1	1.00	DI
3	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 21	5 2015	1	1.00	DI
4	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 27	6 2015	1	1.00	DI
5	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 11	8 2015	1	1.00	DI
6	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 17	9 2015	1	1.00	DI
7	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 4	11 2015	1	1.00	DI
8	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	11.44	1 5	9 2016	1	1.15	HO
9	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	11.44	1 9	10 2016	1	1.15	HO
10	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 10	11 2016	1	1.00	DI
11	400.	2.000	5.0	25.0	0.700	22.0	8.41	1 1	1 2016	1	1.00	DI
12	400.	0.001	10.0	35.0	0.001	14.0	8.41	1 1	10 2016	1	1.00	DI
13	400.	0.001	10.0	35.0	0.001	14.0	10.00	1 1	11 2016	1	1.00	DU
14	400.	0.001	10.0	35.0	0.001	14.0	10.00	1 1	12 2016	1	1.00	DU
15	400.	0.001	10.0	35.0	0.001	14.0	10.00	1 1	1 2016	2	1.00	DU
16	400.	0.001	25.0	20.0	0.001	29.5	8.41	1 20	2 2017	2	1.00	DI
42	677.	0.001	10.6	14.0	0.001	40.0	1.76	2 9	9 2015	2	0.00	FH
44	345.	0.001	10.6	24.0	0.001	17.9	1.76	2 22	8 2015	2	0.00	FH

Salida Celio

47	407.	0.001	10.6	8.0	0.001	34.6	1.76	2	1	3	2015	2	0.00	FH
48	253.	0.001	10.6	40.0	0.001	25.0	1.76	2	23	6	2015	2	0.00	FH
49	199.	0.001	6.9	3.0	0.001	14.0	4.60	2	1	1	2015	2	0.00	OW
50	349.	0.001	10.6	80.0	0.001	20.0	1.76	2	12	7	2015	2	0.00	FH
4	238.	0.001	10.6	30.0	0.001	24.0	1.76	2	4	6	2015	1	0.00	FH
45	251.	0.001	10.6	40.0	0.001	40.0	1.76	2	4	2	2015	1	0.00	FH
13	504.	0.001	10.6	40.0	0.001	14.8	1.76	2	23	4	2015	1	0.00	FH
17	235.	0.001	3.1	10.0	0.001	6.0	4.60	2	1	6	2015	2	0.00	OW
18	395.	0.001	10.6	39.0	0.001	11.7	1.76	2	2	8	2015	2	0.00	FH
24	382.	0.001	10.6	60.0	0.001	21.9	1.76	2	15	3	2015	2	0.00	FH
30	235.	0.001	10.6	5.0	0.001	21.3	1.76	2	2	10	2015	2	0.00	FH
32	131.	0.001	10.6	50.0	0.001	16.6	4.60	2	4	4	2015	2	0.00	OW
34	77.	0.001	16.4	46.8	0.001	10.8	1.75	2	20	2	2015	2	0.00	CZ
35	305.	0.001	10.6	34.7	0.001	18.3	1.75	2	15	9	2015	2	0.00	CZ
36	362.	0.001	10.6	60.0	0.001	16.0	4.60	2	26	3	2015	2	0.00	OW
37	249.	0.001	10.6	64.0	0.001	10.6	1.75	2	16	5	2015	2	0.00	CZ
40	472.	0.001	10.6	1.5	0.001	44.8	1.75	2	18	12	2015	2	0.00	CZ
31	245.	0.001	10.6	10.0	0.001	10.0	1.75	2	15	1	2015	2	0.00	CZ

DISPONIBILIDAD DE LAS ESTACIONES:

ESTACION	1	2	3	4	5
ALMACENAMIENTO (BBL)	29016.	36240.	0.	0.	0.
ALMACEN. DE AGUA (BBL)	12024.	1900.	0.	0.	0.
DESHIDRATACION (BF/D)	59232.	35272.	0.	0.	0.
BOMBEO DE CRUDO (B/D)	34971.	7200.	0.	0.	0.
PROCESAMIENTO (BF/)	19000.	9500.	0.	0.	0.
REINYECCION (BBL/D)	4900.	3000.	0.	0.	0.
DISPONIBILIDAD DEL CAMPO:					
EVACUACION (BBL/D)	50000.				
GENERACION (MM W)	10.				

COSTOS VARIABLES DE OPERACION:

COSTO DEL SERVICIO A POZOS (MM \$/TRABAJO)	0.210
FRECUENCIA ANUAL DEL SERVICIO	0.500
COSTO DE LOS QUIMICOS (\$/BF)	0.150
EVACUACION DEL CRUDO (\$/BBL)	1.740
PRECIO DEL CRUDO FOB BALAO (\$/BBL)	50.000

COMBUSTIBLES USADOS EN LA OPERACION:

COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO	%	COSTO
CRUDO (BBL/BF)	0.005	50.0	
DIESEL (BBL/BF)	0.005	50.0	
GAS (PCS/BF)	20.000	0.0	0.00 \$/M PCS
ELECTRICIDAD (KWH/BF)	10.000	0.0	0.20 \$/KWH

COSTOS UNITARIOS DE INVERSION EN FACILIDADES:

ALMACENAMIENTO (\$/BBL)	80.
ALMACEN. DE AGUA (BBL)	50.
DESHIDRATACION (BF/D)	100.
BOMBEO DE CRUDO (B/D)	1000.
PROCESAMIENTO (\$/BF)	1200.
REINYECCION (\$/BA)	400.
EVACUACION (\$/BBL)	200.
GENERACION (MM \$/MMW)	1.50

PARAMETROS DE LA CURVA BASE CONTRACTUAL:

PRODUCCION INICIAL (BBL/D)	4133.
----------------------------	-------

Salida Celio

DECLINACION ANUAL (%) 8.00

INVERSION EN RECAMBIO DE FACILIDADES (MM \$/ANIO) 3.000 3.000 3.000 3.000 3.000 3.000

OTRA INFORMACION DE LA OPTIMIZACION PRIMARIA(MM \$)

- 1. ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION
 - 1.1 SISMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACION PRIMARIA
 - 1.1.1 Adquisicion de Sismica
 - 1.1.2 Reprocesamiento e Interpretacion
 - 1.1.3 Modelos Estatico y dinamico
 - 1.1.4 Otros Estudios

DATOS DEL PROYECTO PILOTO:

CAMPO: LAGO AGRIO

YACIMIENTO: ARENA T

NUMERO DE PILOTOS: 2

CONCENTRACION DEL POLIMERO(PPM): 800.000

FACTOR VOLUMETRICO (BY/BBBL) : 1.230

SATURACION DE AGUA : 0.300

ESPESOR NETO : 12.000

POROSIDAD : 0.227

FACTOR DE RECUPERACION EOR : 0.100

RADIO DE DRENAGE DEL PILOTO(M) : 354.000

CORTE DE AGUA ESPERADO : 0.000

PRODUCCION ESPERADA DE FLUIDOS POR POZO (BF/D):

COSTO DE UN POZO INYECTOR(MM \$):

COSTO DE UN POZO PRODUCTOR (MM \$):

COSTO DE CONVERSION PRODUCTOR/INYECTOR (MM \$):

COSTO DE REPARACION DE UN PRODUCTOR (MM \$):

COSTO DE LA PLANTA DE INYECCION PARA 10 000 BM/D (MM \$):

REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE(BBL/BF):

COSTO DE SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE UN POZO PRODUCTOR (MM \$)

COSTO DE SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE UN POZO INY ECTOR (MM \$)

FRECUENCIA ANUAL DE MANTENIMIENTO DE LOS POZOS:

GASTO ADMINISTRATIVO ANUAL (MM \$):

MANTENIMIENTO ANUAL DE LA PLANTA DE INYECCION:

FRACCION DEL TIEMPO TOTAL QUE SE INYECTA EL POLIMERO:

PRECIO FOB DE EXPORTACION DEL PETROLEO (\$/BBL):

TASA DE INYECCION POR POZO (BPD):

MES DE INICIO DE LOS ESTUDIOS DEL PILOTO:

TIEMPO QUE DEMANDAN LOS ESTUDIOS (MESES):

TIEMPO QUE DEMANDA LA PERFORACION/CONVERSION (MES ES):

POZOS INYECTORES POR PILOTO:

POZOS PRODUCTORES POR PILOTO:

FRACCION DE LOS POZOS INYECTORES A PERFORARSE

FRACCION DE LOS POZOS PRODUCTORES A PERFORARSE

TIEMPO DE CONSTRUCCION DE LA PLANTA (MESES)

COSTO DEL MONITOREO(TRAZADORES Y SATURACION) (MM \$/POZO):

NUMERO DE PERSONAS PARA EL MONITOREO:

COSTO ANUAL POR PERSONA PARA EL MONITOREO(MM \$):

COSTO DE LOS POLIMEROS (\$/LB):

COSTO DE LOS QUIMICOS PARA EL PROCESAMIENTO (\$/BF) :

TARIFA DE TRANSPORTEDEL CRUDO (\$/BBL) :

VOLUMEN POROSO A INYECTARSE (FRACCION DEL VOLUMEN POROSO)

COSTO DE LOS ESTUDIOS DEL PILOTO (MM \$)

	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
500.000												
4.400												
10.060												
1.500												
1.300												
3.500												
0.008												
0.357												
0.300												
0.745												
0.600												
0.040												
0.400												
80.000												
6000.000												
5												
6												
5												
1												
4												
0.500												
0.000												
10												
0.260												
2												
0.125												
1.200												
0.150												
0.000												
1.400												
3.000												

Salida Celio

GASTOS ADMINISTRATIVOS (MM \$) 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029

AUDITORIA AMBIENTAL (MM \$) 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00 0.20 0.00
 COSTO DEL EIA (MM \$) 1.215 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000

RESULTADOS DE LA CURVA BASE DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	TABAN	QA1(BPD)	CAB1(\$/BL)	NP(MM BBL)	LAGO AGRIO
11	180	69.	44.780	0.668	
12	110	38.	50.116	0.419	
17	180	31.	49.153	0.258	
18	177	39.	50.002	0.362	
37	1	6.	87.254	0.000	
40	180	55.	45.361	0.574	
41	163	34.	50.016	0.250	
42	180	44.	47.657	0.531	
43	180	56.	45.845	0.580	
44	180	34.	49.328	0.320	
47	180	53.	46.336	0.660	
48	36	28.	50.101	0.035	
49	156	29.	50.050	0.268	
50	96	28.	50.048	0.121	
51	43	29.	50.282	0.072	
54	56	100.	50.274	1.000	
55	180	132.	43.914	1.662	
4	1	26.	50.252	0.001	
9	180	51.	45.514	0.429	
13	85	33.	50.048	0.137	
22	180	199.	40.935	1.478	
25	38	27.	50.036	0.034	
38	180	66.	44.332	0.615	
39	180	316.	40.680	2.719	
45	1	21.	53.267	0.001	
60	1	14.	60.164	0.000	
TOTAL				13.195	

RESULTADOS DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS PERFORADOS Y REACONICIONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	NP(MM BBL)	QA(BPD)	TA(MESES)	QOI(BPD)	LAGO AGRIO
1	0.796	65.	180	397.	
2	0.785	65.	180	393.	
3	0.780	65.	180	392.	
4	0.775	65.	180	390.	
5	0.765	66.	180	387.	
6	0.760	66.	180	385.	
7	0.750	66.	180	382.	
8	0.704	67.	180	368.	
9	0.699	68.	180	367.	
10	0.695	68.	180	366.	
11	0.741	66.	180	380.	
12	0.664	48.	176	330.	
13	0.657	48.	176	327.	
14	0.650	49.	176	324.	
15	0.727	48.	173	357.	

Salida Celio

16	0.179	43.	82	216.
42	0.409	53.	68	623.
44	0.503	43.	132	320.
47	0.304	41.	68	396.
48	0.249	41.	81	239.
49	0.389	33.	145	198.
50	0.381	90.	77	327.
4	0.246	38.	85	225.
45	0.148	41.	45	246.
13	0.952	57.	166	486.
17	0.781	95.	180	231.
18	0.867	62.	180	367.
24	0.451	61.	92	371.
30	0.269	34.	103	214.
32	0.179	35.	89	126.
34	0.137	31.	96	75.
35	0.421	43.	122	281.
36	0.599	59.	127	352.
37	0.589	51.	170	238.
40	0.237	42.	60	422.
31	0.421	36.	134	241.
TOTAL	19.658			

TIR(%) VPN(WM \$) PAYOUT
11.3 -4.15 74

PRODUCCIONES DE LAS CURVAS BASES (MM BBL):
CURVA BASE CONTRACTUAL CURVA BASE REAL
16.07 13.19

CURVA CALCULADA - CURVA CONTRACTUAL
SDQBS (BBL) SDIF(WM \$)
-2878418. -106.185

PRESUPUESTO DE PRODUCCION DE CRUDO (M BBL)	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
PRODUCCION CURVA BASE	77.29	76.76	76.24	75.72	75.21	74.70	74.19	73.69	73.19	72.69	72.21	71.72	893.59
PRODUCCION PERFORACION	82.94	81.90	80.88	79.88	78.90	77.94	76.99	76.06	75.14	74.25	73.37	72.50	930.73
PRODUCCION WORKOVERS	58.93	58.02	57.12	56.25	55.39	54.54	53.71	52.90	49.44	48.76	48.09	47.43	640.56
TOTAL PRODUCCION	219.15	216.68	214.24	211.85	209.49	207.17	204.89	202.64	197.77	195.70	193.66	191.64	2464.88
CURVA BASE CONTRACTUAL	100.03	99.31	98.59	97.89	97.19	96.49	95.81	95.13	94.45	93.79	93.13	92.47	1154.27
PRODUCCION INCREMENTAL	119.12	117.37	115.65	113.96	112.31	110.68	109.08	107.52	103.32	101.91	100.53	99.17	1310.61
QB REAL-QB CONTR. MBBL	-22.74	-22.55	-22.36	-22.17	-21.98	-21.80	-21.62	-21.44	-21.26	-21.09	-20.92	-20.75	-260.68

PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA
61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 TOTAL

PRESUPUESTO DE INGRESOS Y FLUJO DE CAJA	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
INGRESOS	4.394	4.330	4.266	4.204	4.143	4.083	4.024	3.966	3.811	3.760	3.709	3.658	48.349
INVERSIONES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMORTIZACION	2.029	1.999	1.969	1.941	1.913	1.885	1.858	1.831	1.760	1.736	1.712	1.689	22.320
INVERSION PIILOTO EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
AMAZONIA	0.110	0.108	0.107	0.105	0.104	0.102	0.101	0.099	0.095	0.094	0.093	0.091	1.209

Salida Celio

CONTRIBUCIONES SUPER.	0.022	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.236
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442	5.300
IMPUESTO A LA RENTA	0.596	0.585	0.570	0.560	0.539	0.529	0.520	0.492	0.483	0.476	0.467	6.366
CAPITAL DE TRABAJO	8.789	8.659	8.532	8.408	8.286	8.166	8.048	7.933	7.823	7.719	7.617	7.317
IMPUESTO RENESAS	0.145	0.154	0.151	0.149	0.146	0.144	0.140	0.137	0.131	0.130	0.128	1.697
FLUJO DE CAJA	3.301	3.149	3.103	3.052	3.004	2.956	2.909	2.863	2.936	2.695	2.653	2.613

PRESUPUESTO ANUAL DE PRODUCCION DE CRUDO (M BBL)

PRODUCCION CURVA BASE	1924.0	1558.7	1321.9	1135.8	998.4	893.6	824.1	751.1	684.7	624.3	578.3	537.9	500.5	451.2	410.4	35275.8
PRODUCCION PERFORACION	449.8	1143.7	1521.6	1278.6	1084.0	930.7	805.1	695.0	615.2	548.0	490.8	442.0	399.8	363.4	305.7	930.7
PRODUCCION WORKOVERS	1082.0	1617.8	1263.9	1003.0	804.3	640.6	500.6	382.7	298.2	253.4	201.6	141.7	115.0	99.2	60.1	640.6
TOTAL PRODUCCION	3455.8	4319.7	4107.3	3417.4	2886.7	2464.9	2129.7	1828.7	1598.1	1425.7	1270.8	1121.5	1015.3	913.8	776.3	32731.8
CURVA BASE CONTRACTUAL	1949.9	1700.9	1523.3	1380.6	1259.7	1154.3	1069.8	977.0	901.5	833.0	770.7	713.9	662.0	614.5	570.9	0.0
PRODUCCION INCREMENTAL	1505.9	2618.8	2584.0	2036.7	1627.0	1310.6	1069.0	851.6	696.6	592.6	500.1	407.6	353.3	299.3	205.4	16658.6
QB REAL-QB CONTR. MBBL	-25.9	-142.2	-201.4	-244.8	-261.3	-260.7	-236.7	-226.0	-216.8	-208.7	-192.4	-176.0	-161.5	-163.3	-160.5	-0.1

FLUJO DE CAJA ANUAL (MM \$)

INGRESOS	55.55	96.61	95.32	75.14	60.02	48.35	39.43	31.42	25.70	21.86	18.45	15.04	13.03	11.04	7.58	614.54
INVERSIONES	118.19	93.03	16.81	6.18	5.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54	0.90	0.00	242.35
AMORTIZACION	8.31	26.05	39.12	32.32	27.06	22.32	18.20	14.50	11.86	10.09	8.52	6.94	6.41	6.24	4.41	242.35
INVERSION PILOTO EOR	11.32	17.86	5.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.32
AMAZONIA	1.39	2.42	2.38	1.88	1.50	1.21	0.99	0.79	0.64	0.55	0.46	0.38	0.33	0.28	0.19	15.36
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.17	0.34	0.42	0.35	0.29	0.24	0.19	0.15	0.11	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	0.00	2.49
GASTOS ADMINISTRATIVOS	11.41	10.40	10.20	10.40	10.20	5.30	5.10	5.30	5.10	5.30	5.10	5.30	5.10	5.30	5.00	104.52
IMPUESTO A LA RENTA	12.27	19.76	14.46	10.00	6.86	6.37	4.91	3.48	2.58	1.86	1.35	0.71	0.29	0.00	0.00	84.90
IMPUESTO RENESAS	1.25	2.97	3.29	2.55	2.00	1.70	1.37	1.05	0.84	0.68	0.56	0.42	0.35	0.27	0.13	19.42
FLUJO DE CAJA	-116.06	-52.25	46.05	46.83	35.68	35.23	28.30	21.77	17.22	13.94	11.51	8.65	5.70	4.73	3.87	

1. ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION

1.1 SISMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACION PRIMARIA

1.1.1 Adquisicion de Sismica	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.2 Reprocesamiento e Interpretacion	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.3 Modelos Estatico y Dinamico	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.4 Otros Estudios	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ACTIVIDADES

1.2 PERFORACION POZOS DE DESARROLLO/IN-FILL

1.2.1 Horizontales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.2 Verticales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.3 Direccionales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.4 Multilaterales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.5 Duales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3 PERFORACION POZOS DE AVANZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.1 Verticales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.2 Direccionales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4 INTERVENCION DE POZOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.1 Tratamientos a la Formacion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.2 Fracturas Hidraulicas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
1.4.3 Apertura de Nuevas Zonas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.4 Completaciones Duales/Inteligentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.5 Otras Actividades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIONES (MM \$)													
1.2 PERFORACION POZOS DE DESARROLLO/IN-FILL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.1 Horizontales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.2 Verticales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.3 Direccionales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.4 Multilaterales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.5 Duales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3 PERFORACION POZOS DE AVANZADA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3.1 Verticales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3.2 Direccionales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4 INTERVENCION DE POZOS	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.1 Tratamientos a la Formacion	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.2 Fracturas Hidraulicas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.3 Apertura de Nuevas Zonas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.4 Completaciones Duales/Inteligentes	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.5 Otras Actividades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5 INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.1 Plantas de Tratamiento de fluidos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.2 Carreteras, piscinas, plataformas/ obras civiles	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.3 Tendidos y Subestaciones electricas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.4 Recambio de equipos y/o facilidades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.5 Otras actividades en infraestructura/facilidades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2. ACTIVIDADES DE PRUEBA DE RECUPERACION MEJORADA A RIESGO DE LA CONTRATISTA (M \$) DEL CAMPO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.1 Estudios y Analisis (modelacion matematica)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2 Pozos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.1 Conversion de pozos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.2 Perforacion de pozos inyectoros	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.3 Perforacion de pozos productores	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.4 Intervencion de pozos de Recuperacion Secundaria	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.5 Intervencion de pozos de Recuperacion Mejorada	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3 Actividades en Infraestructura para Actividades EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.1 Plantas de tratamiento de agua	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.2 Plantas de CO2 u otros gases	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

RESUMEN DE INVERSIONES DE OPTIMIZACION (MM \$)
 ANIO : 2020

MES =>

1.1 SISMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACION PRIMARIA
 1.2 PERFORACION POZOS DE DESARROLLO/IN-FILL
 1.3 PERFORACION POZOS DE AVANZADA
 1.4 INTERVENCION DE POZOS
 1.5 INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES

TOTAL

2. ACTIVIDADES DE PRUEBA DE RECUPERACION MEJORADA A RIESGO DE LA CONTRATISTA (M \$) DEL CAMPO

2.1 Estudios y Analisis (modelacion matematica)

2.2 Pozos

2.2.1 Conversion de pozos

2.2.2 Perforacion de pozos inyectoros

2.2.3 Perforacion de pozos productores

2.2.4 Intervencion de pozos de Recuperacion Secundaria

2.2.5 Intervencion de pozos de Recuperacion Mejorada

2.3 Actividades en Infraestructura para Actividades EOR

2.3.1 Plantas de tratamiento de agua

2.3.2 Plantas de CO2 u otros gases

MES	PRODUCCIONES (BBL/D)		INVERSIONES (MM \$)		EOR	OTRAS	TOTAL	INGRESO	GASTOS	IMPUESTOS	CASH FLOW	CUM_CASHF	Q_BASE REAL (BPD)	DELTA BPD
	Q_TOTAL	Q_BASE Q_INCR	DRILL.	WORKOV RECAMBI FACILID										
1	6517.	6013.	0.00	6.35	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
2	6785.	5917.	0.00	3.51	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
3	7635.	5828.	0.00	8.12	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
4	8582.	5743.	0.00	6.36	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
5	9086.	5663.	0.00	1.75	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
6	9747.	5587.	0.00	8.12	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
7	10364.	5515.	0.00	1.76	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
8	10929.	5445.	0.00	3.52	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
9	11869.	5379.	0.00	3.51	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
10	12354.	5315.	0.00	1.76	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
11	12469.	5254.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
12	12449.	5195.	0.00	1.75	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
13	13184.	5137.	0.00	20.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
14	12932.	5082.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
15	12688.	5028.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
16	12452.	4976.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
17	12223.	4926.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
18	12081.	4876.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
19	11786.	4829.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
20	11577.	4782.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
21	11692.	4736.	0.00	12.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
22	12135.	4692.	0.00	22.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
23	12687.	4648.	0.00	20.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
24	12829.	4605.	0.00	11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
25	12616.	4564.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
26	12485.	4523.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
27	12418.	4483.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
28	12217.	4444.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
29	12021.	4405.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
30	11830.	4367.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
31	11644.	4330.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
32	11463.	4293.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
33	11286.	4257.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
34	11114.	4222.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
35	10947.	4187.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
36	10783.	4153.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
37	10596.	4119.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
38	10441.	4086.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
39	10263.	4053.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
40	10115.	4021.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
41	0001.	3080.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
42	9830.	2958.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
43	9693.	2927.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
44	9530.	2896.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
45	9399.	2866.	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000

Salida Celio

46	9232.	3836.	5396.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.15	0.56	5.81	0.87	1.11	3.56	-82.14	3189.	-727.
47	9109.	3807.	5302.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.15	0.56	5.70	0.87	1.08	3.40	-78.74	3080.	-727.
48	8988.	3778.	5211.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.15	0.56	5.61	0.87	1.05	3.32	-75.42	3052.	-726.
49	8870.	3749.	5121.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.51	0.85	1.03	3.35	-72.07	3023.	-726.
50	8755.	3721.	5034.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.42	0.85	1.00	3.28	-68.79	2996.	-725.
51	8642.	3693.	4949.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.33	0.85	0.98	3.21	-65.59	2969.	-724.
52	8531.	3665.	4866.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.24	0.85	0.96	3.14	-62.45	2943.	-722.
53	8423.	3638.	4785.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.15	0.85	0.93	3.07	-59.38	2917.	-721.
54	8317.	3611.	4706.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	5.06	0.85	0.90	3.01	-56.37	2891.	-719.
55	8213.	3584.	4628.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.98	0.85	0.88	2.94	-53.43	2866.	-718.
56	8111.	3558.	4553.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.90	0.85	0.86	2.88	-50.55	2842.	-715.
57	7916.	3531.	4385.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.72	0.85	0.81	2.84	-47.61	2724.	-808.
58	7823.	3506.	4317.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.65	0.85	0.79	2.68	-44.93	2705.	-801.
59	7732.	3480.	4252.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.57	0.85	0.77	2.62	-42.31	2687.	-793.
60	7642.	3455.	4187.	0.00	0.00	0.25	0.16	0.00	0.06	0.47	4.51	0.85	0.75	2.57	-39.74	2668.	-787.
61	7514.	3430.	4084.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.39	0.44	0.87	3.30	-36.44	2650.	-780.
62	7429.	3405.	4024.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.33	0.44	0.87	3.15	-33.29	2632.	-773.
63	7345.	3380.	3965.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.27	0.44	0.85	3.10	-30.19	2614.	-766.
64	7263.	3356.	3907.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.20	0.44	0.83	3.05	-27.14	2596.	-760.
65	7183.	3332.	3850.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.14	0.44	0.82	3.00	-24.13	2579.	-754.
66	7103.	3308.	3795.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.08	0.44	0.81	2.96	-21.18	2561.	-747.
67	7025.	3285.	3740.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.02	0.44	0.79	2.91	-18.27	2544.	-741.
68	6948.	3261.	3686.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.97	0.44	0.78	2.86	-15.41	2526.	-735.
69	6781.	3238.	3542.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.81	0.44	0.74	2.84	-12.47	2509.	-729.
70	6710.	3216.	3494.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.76	0.44	0.73	2.70	-9.78	2492.	-723.
71	6640.	3193.	3447.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.71	0.44	0.72	2.65	-7.12	2476.	-717.
72	6571.	3170.	3400.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.66	0.44	0.70	2.61	-4.51	2459.	-711.
73	6503.	3148.	3354.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.61	0.42	0.70	2.58	-1.92	2442.	-706.
74	6436.	3126.	3309.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.56	0.42	0.69	2.55	0.62	2426.	-700.
75	6369.	3104.	3265.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.51	0.42	0.68	2.51	3.13	2410.	-695.
76	6304.	3083.	3221.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.47	0.42	0.66	2.47	5.60	2393.	-689.
77	6240.	3061.	3178.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.42	0.42	0.65	2.43	8.03	2378.	-684.
78	6088.	3040.	3048.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.28	0.42	0.62	2.51	10.55	2362.	-679.
79	6027.	3019.	3008.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.24	0.42	0.61	2.29	12.84	2346.	-673.
80	5967.	2998.	2969.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.19	0.42	0.60	2.25	15.09	2330.	-668.
81	5908.	2978.	2930.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.15	0.42	0.59	2.22	17.31	2315.	-663.
82	5810.	2957.	2853.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.07	0.42	0.57	2.24	19.55	2299.	-658.
83	5711.	2937.	2774.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.98	0.42	0.55	2.18	21.73	2284.	-653.
84	5657.	2917.	2740.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.95	0.42	0.54	2.06	23.79	2269.	-648.
85	5603.	2897.	2706.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.91	0.44	0.53	2.02	25.81	2254.	-643.
86	5480.	2877.	2603.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.80	0.44	0.50	2.08	27.89	2207.	-671.
87	5429.	2858.	2571.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.77	0.44	0.49	1.90	29.79	2192.	-666.
88	5378.	2838.	2540.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	0.44	0.48	1.88	31.66	2178.	-661.
89	5328.	2818.	2509.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.70	0.44	0.47	1.85	33.51	2164.	-655.
90	5244.	2800.	2444.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.60	0.44	0.46	1.87	35.38	2150.	-651.
91	5195.	2781.	2414.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.60	0.44	0.45	1.77	37.15	2136.	-646.
92	5148.	2762.	2385.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.57	0.44	0.44	1.74	38.90	2122.	-641.
93	5041.	2744.	2297.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.47	0.44	0.42	1.80	40.69	2108.	-636.
94	4996.	2725.	2270.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.44	0.44	0.41	1.65	42.34	2094.	-631.
95	4951.	2707.	2244.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.41	0.44	0.41	1.62	43.96	2081.	-627.
96	4907.	2689.	2218.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.39	0.44	0.40	1.60	45.56	2067.	-622.
97	4805.	2671.	2134.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	0.42	0.39	1.66	47.23	2026.	-645.
98	4762.	2653.	2109.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.27	0.42	0.38	1.52	48.75	2013.	-640.
99	4720.	2636.	2085.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.24	0.42	0.37	1.50	50.25	2000.	-635.
100	4679.	2618.	2061.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.22	0.42	0.37	1.48	51.72	1987.	-631.
101	4637.	2601.	2037.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.19	0.42	0.36	1.46	53.18	1975.	-626.
102	4597.	2583.	2013.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.17	0.42	0.35	1.44	54.62	1962.	-621.

Salida Celio

103	4556.	2566.	1990.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.14	0.42	0.35	1.42	56.04	1949.	-617.
104	4483.	2549.	1934.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.08	0.42	0.33	1.44	57.48	1937.	-612.
105	4445.	2533.	1912.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.06	0.42	0.33	1.35	58.83	1925.	-608.
106	4407.	2516.	1891.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.03	0.42	0.32	1.33	60.17	1912.	-604.
107	4369.	2499.	1870.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.01	0.42	0.32	1.32	61.48	1900.	-599.
108	4332.	2483.	1849.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.99	0.42	0.31	1.30	62.78	1888.	-595.
109	4295.	2467.	1828.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.97	0.44	0.30	1.27	64.05	1876.	-591.
110	4258.	2450.	1808.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	0.44	0.29	1.25	65.30	1864.	-586.
111	4185.	2434.	1751.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.88	0.44	0.28	1.28	66.59	1815.	-619.
112	4150.	2419.	1732.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.86	0.44	0.27	1.19	67.78	1804.	-614.
113	4116.	2403.	1713.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.84	0.44	0.27	1.17	68.95	1793.	-610.
114	4082.	2387.	1695.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.82	0.44	0.27	1.16	70.10	1782.	-605.
115	4048.	2372.	1676.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80	0.44	0.26	1.14	71.24	1772.	-600.
116	4014.	2356.	1658.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.78	0.44	0.26	1.13	72.37	1761.	-595.
117	3981.	2341.	1641.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.77	0.44	0.25	1.11	73.48	1750.	-591.
118	3949.	2326.	1623.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.75	0.44	0.25	1.10	74.58	1739.	-586.
119	3916.	2311.	1606.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	0.44	0.24	1.08	75.66	1729.	-582.
120	3885.	2296.	1589.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.71	0.44	0.24	1.07	76.72	1718.	-577.
121	3853.	2281.	1572.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.69	0.42	0.24	1.06	77.79	1708.	-573.
122	3822.	2266.	1555.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.67	0.42	0.24	1.05	78.84	1698.	-568.
123	3749.	2252.	1497.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.61	0.42	0.22	1.09	79.93	1687.	-564.
124	3719.	2237.	1482.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.59	0.42	0.22	0.99	80.91	1677.	-560.
125	3689.	2223.	1466.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.58	0.42	0.21	0.97	81.88	1667.	-556.
126	3660.	2209.	1451.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.56	0.42	0.21	0.96	82.85	1657.	-552.
127	3631.	2194.	1437.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.55	0.42	0.20	0.95	83.79	1647.	-547.
128	3544.	2180.	1364.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.47	0.42	0.19	1.01	84.80	1637.	-543.
129	3517.	2166.	1350.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.45	0.42	0.18	0.88	85.68	1627.	-539.
130	3489.	2153.	1337.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.44	0.42	0.18	0.86	86.54	1617.	-535.
131	3462.	2139.	1324.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42	0.42	0.18	0.85	87.39	1608.	-531.
132	3436.	2125.	1310.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.41	0.42	0.17	0.84	88.23	1598.	-527.
133	3367.	2112.	1256.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.35	0.44	0.15	0.87	89.11	1588.	-523.
134	3342.	2098.	1244.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.34	0.44	0.15	0.77	89.88	1579.	-520.
135	3282.	2085.	1197.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.29	0.44	0.14	0.81	90.69	1569.	-516.
136	3257.	2072.	1185.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.28	0.44	0.13	0.72	91.42	1560.	-512.
137	3233.	2059.	1174.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.26	0.44	0.13	0.71	92.13	1550.	-508.
138	3209.	2046.	1163.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	0.44	0.13	0.71	92.84	1541.	-505.
139	3185.	2033.	1152.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24	0.44	0.13	0.70	93.53	1532.	-501.
140	3162.	2020.	1142.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.23	0.44	0.12	0.69	94.22	1523.	-497.
141	3138.	2007.	1131.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.22	0.44	0.12	0.68	94.90	1514.	-494.
142	3115.	1995.	1121.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	0.44	0.12	0.67	95.57	1504.	-490.
143	3092.	1982.	1110.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.19	0.44	0.11	0.66	96.23	1495.	-487.
144	3070.	1970.	1100.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.18	0.44	0.11	0.65	96.88	1486.	-483.
145	3047.	1957.	1090.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.17	0.42	0.11	0.53	97.41	1478.	-480.
146	2995.	1945.	1048.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.13	0.42	0.10	0.56	97.97	1469.	-476.
147	2971.	1933.	1038.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.12	0.42	0.10	0.49	98.46	1460.	-473.
148	2950.	1921.	1022.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.11	0.42	0.09	0.48	98.94	1451.	-470.
149	2928.	1909.	1020.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	0.42	0.09	0.47	99.41	1442.	-466.
150	2907.	1897.	1011.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	0.42	0.08	0.47	99.88	1434.	-463.
151	2887.	1885.	1002.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.08	0.42	0.08	0.46	100.34	1425.	-460.
152	2866.	1873.	993.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07	0.42	0.08	0.46	100.80	1417.	-457.
153	2846.	1862.	984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06	0.42	0.07	0.45	101.25	1408.	-453.
154	2825.	1850.	975.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.42	0.07	0.45	101.70	1400.	-450.
155	2805.	1839.	967.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04	0.42	0.06	0.44	102.14	1392.	-447.
156	2786.	1827.	958.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	0.42	0.06	0.44	102.58	1383.	-444.
157	2737.	1816.	921.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.44	0.05	0.45	103.02	1346.	-470.
158	2717.	1805.	913.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.44	0.05	0.38	103.40	1338.	-467.
159	2696.	1794.	905.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	0.44	0.05	0.37	103.77	1330.	-464.

		Salida Celio															
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
160	2679.	1782.	897.	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00	0.13	0.97	0.44	0.05	0.36	104.13	1322.	-460.
161	2661.	1771.	889.	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00	0.13	0.96	0.44	0.05	0.35	104.49	1314.	-457.
162	2642.	1761.	882.	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00	0.13	0.95	0.44	0.05	0.35	104.83	1307.	-454.
163	2624.	1750.	874.	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00	0.13	0.94	0.44	0.05	0.34	105.17	1299.	-451.
164	2572.	1739.	833.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.44	0.05	0.50	105.67	1258.	-481.
165	2554.	1728.	826.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.89	0.44	0.04	0.42	106.09	1250.	-478.
166	2536.	1718.	819.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88	0.44	0.04	0.41	106.50	1243.	-475.
167	2463.	1707.	755.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81	0.44	0.04	0.47	106.96	1235.	-472.
168	2446.	1697.	749.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81	0.44	0.04	0.34	107.30	1228.	-469.
169	2430.	1686.	743.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	0.42	0.04	0.36	107.66	1221.	-466.
170	2413.	1676.	737.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.42	0.04	0.35	108.01	1214.	-462.
171	2346.	1666.	680.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.42	0.04	0.40	108.42	1207.	-459.
172	2330.	1656.	675.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.42	0.03	0.29	108.70	1199.	-456.
173	2315.	1646.	669.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.72	0.42	0.03	0.28	108.99	1192.	-453.
174	2252.	1636.	616.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.42	0.03	0.33	109.32	1185.	-450.
175	2237.	1626.	611.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.42	0.03	0.22	109.54	1178.	-447.
176	2223.	1616.	607.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.42	0.03	0.22	109.76	1171.	-445.
177	2065.	1606.	458.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.49	0.42	0.02	0.37	110.13	1165.	-442.
178	2014.	1596.	417.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	0.42	0.01	0.11	110.24	1119.	-441.
179	2002.	1587.	415.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	0.42	0.01	0.02	110.26	1113.	-474.
180	1990.	1577.	412.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.42	0.01	0.91	111.17	1106.	-471.

PRODUCCIONES ACUMULADAS:

	MM BBL	POZOS	MM BBL/POZO
1. AL INICIO DEL CONTRATO	163.80	26	
2. DE LA CURVA BASE REAL	13.19	26	0.51
3. DE LOS NUEVOS POZOS	11.13	16	0.70
4. DE LOS WORKOVERS	8.53	20	0.43
TOTAL PRODUCCION	32.85	62	0.53
RESERVAS	222.00		
RESERVAS DE LA COLA PETROLEO IN SITU	25.35		
FACTOR DE RECUBRO (%)	1239.00		
5. CURVA BASE CONTRACTUAL	15.87		16.07

2. ACTIVIDADES DE PRUEBA DE RECUPERACION MEJORADA A RIESGO DE LA CONTRATISTA (M \$) DEL CAMPO

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
2.1 Estudios y Analisis (modelacion matematica)	3.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.000
2.2 Pozos																
2.2.1 Conversion de pozos	0.600	0.900	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.500
2.2.2 Perforacion de pozos inyectoros	1.760	2.640	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.400
2.2.3 Perforacion de pozos productores	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.4 Intervencion de pozos de Recuperacion Secundaria	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.5 Intervencion de pozos de Recuperacion Mejorada	4.160	6.240	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10.400
2.3 Actividades en Infraestructura para Actividades EOR																
2.3.1 Plantas de tratamiento de agua	1.400	5.600	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	7.000
2.3.2 Plantas de CO2 u otros gases	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.3 Plantas de Quimicos u otros agentes de EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.4 Quimicos para EOR (polimeros,surfactantes, etc	0.000	0.491	0.368	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.859
2.3.5 Lineas de Flujo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.6 Equipos de Facilidades de Bombeo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.7 Tendidos y Subestaciones electricas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.8 Otras Actividades en Infraestructura	0.400	1.986	4.776	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	7.161
TOTAL	11.320	17.856	5.144	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	34.320

PLAN ANUAL DE ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION

2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 TOTAL

		Salida Celio												
		61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
1.2.1	Horizontales	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
1.2.2	Verticales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.3	Direccional	7	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
1.2.4	Multilaterales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.5	Duales	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
1.3	PERFORACION POZOS DE AVANZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.1	Verticales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.2	Direccionales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	INTERVENION DE POZOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.1	Tratamientos a la Formacion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.2	Fracturas Hidraulicas	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
1.4.3	Apertura de Nuevas Zonas	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
1.4.4	Completaciones Duales/Inteligentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.5	Otras Actividades	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
1.1	ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
1.1	SISMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACION PRIMARIA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.1	Adquisicion de Sismica	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.2	Reprocesamiento e Interpretacion	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.3	Modelos Estatico y Dinamico	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1.4	Otros Estudios	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	INVERSIONES CONSOLIDADAS (M \$)	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
	ANIO : 2020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2	PERFORACION POZOS DE DESARROLLO/IN-FILL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.1	Horizontales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.2	Verticales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.3	Direccionales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.4	Multilaterales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2.5	Duales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3	PERFORACION POZOS DE AVANZADA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3.1	Verticales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3.2	Direccionales	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4	INTERVENION DE POZOS	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.1	Tratamientos a la Formacion	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.2	Fracturas Hidraulicas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.3	Apertura de Nuevas Zonas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.4	Completaciones Duales/Inteligentes	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4.5	Otras Actividades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5	INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
1.5.1	Plantas de Tratamiento de fluidos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.2	Carreteras, piscinas, plataformas/ obras civiles	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.3	Tendidos y subestaciones electricas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.4	recaudo de equipos y/o facilidades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5.5	Otras actividades en infraestructura/facilidades	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Salida Celio

RESUMEN DE INVERSIONES CONSOLIDADAS DE OPTIMIZACION (MM \$)

ANIO : 2020	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
MES =>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.1 SISMICA Y ESTUDIOS DE RECUPERACION PRIMARIA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.2 PERFORACION POZOS DE DESARROLLO/IN-FILL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.3 PERFORACION POZOS DE AVANZADA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.4 INTERVENCION DE POZOS	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.5 INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA Y FACILIDADES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

PRESUPUESTO DE PRODUCCION CONSOLIDADA DE CRUDO (M BBL)

	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
PRODUCCION CURVA BASE	77.29	76.76	76.24	75.72	75.21	74.70	74.19	73.69	73.19	72.69	72.21	71.72	893.59
PRODUCCION PERFORACION	82.94	81.90	80.88	79.88	78.90	77.94	76.99	76.06	75.14	74.25	73.37	72.50	930.73
PRODUCCION WORKOVERS	58.93	58.02	57.12	56.25	55.39	54.54	53.71	52.90	49.44	48.76	48.09	47.43	640.56
TOTAL PRODUCCION	219.15	216.68	214.24	211.85	209.49	207.17	204.89	202.64	197.77	195.70	193.66	191.64	2464.88
CURVA BASE CONTRACTIVA	100.03	99.31	98.59	97.89	97.19	96.49	95.81	95.13	94.45	93.79	93.13	92.47	1154.27
PRODUCCION INCREMENTAL	119.12	117.37	115.65	113.96	112.31	110.68	109.08	107.52	103.32	101.91	100.53	99.17	1310.61
QB REAL-QB CONTR. MBBL	-22.74	-22.55	-22.36	-22.17	-21.98	-21.80	-21.62	-21.44	-21.26	-21.09	-20.92	-20.75	-260.68

PRESUPUESTO CONSOLIDADO DE INGRESOS Y FLUJO DE C AJA

ANIO : 2020	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	TOTAL
INGRESOS	4.39	4.33	4.27	4.20	4.14	4.08	4.02	3.97	3.81	3.76	3.71	3.66	48.35
INVERSIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AMORTIZACION	2.03	2.00	1.97	1.94	1.91	1.88	1.86	1.83	1.76	1.74	1.71	1.69	22.32
INVERSION PILOTO EOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	5.30
AMAZONIA	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	1.21
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.24
IMPUESTO A LA RENTA	0.60	0.59	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52	0.49	0.48	0.48	0.47	6.37
IMPUESTO REMESAS	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13	1.70
FLUJO DE CAJA	3.30	3.15	3.10	3.05	3.00	2.96	2.91	2.86	2.94	2.70	2.65	2.61	
TIR_C(%) NPV_C(MM\$) PAYOUT_C (MESES)	11.3	-4.15											

2. ACTIVIDADES DE PRUEBA DE RECUPERACION MEJORADA A RIESGO DE LA CONTRATISTA (M \$) DEL CAMPO

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
2.1 Estudios y Analisis (modelacion matematica)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2 Pozos																
2.2.1 Conversion de pozos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.2 Perforacion de pozos inyectoros	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.3 Perforacion de pozos productores	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.4 Intervencion de pozos de Recuperacion Secundaria	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.2.5 Intervencion de pozos de Recuperacion Mejorada	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3 Actividades en Infraestructura para Actividades EOR																
2.3.1 Plantas de tratamiento de agua	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.2 Plantas de CO2 u otros Gases	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.3 Plantas de Quimicos u otros agentes de EOR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.4 Quimicos para EOR (polimeros, surfactantes, etc	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.5 Lineas de Flujo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.6 Equipos de Facilidades de Bombeo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.7 Tendidos y Subestaciones electricas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.3.8 Otras actividades en Infraestructura	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

PLAN ANUAL CONSOLIDADO DE ACTIVIDADES DE OPTIMIZACION

2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 TOTAL

	Salida Celio																TOTAL
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL	
1.2.1 Horizontales						0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
1.2.1.1 Horizontales						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.2 Verticales						7	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11
1.2.2.1 Verticales						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.3 Direccional						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.4 Multilaterales						0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
1.2.5 Duales						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3 PERFORACION POZOS DE AVANZADA						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.1 Verticales						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3.2 Direccionales						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4 INTERVENCION DE POZOS						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.1 Tratamientos a la Formacion						11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
1.4.2 Fracturas Hidraulicas						5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
1.4.3 Apertura de Nuevas Zonas						4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
1.4.4 Completaciones Duales/Inteligentes																	
1.4.5 Otras Actividades																	

FLUJO DE CAJA ANUAL CONSOLIDADO (MM \$)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
INGRESOS	55.6	96.6	95.3	75.1	60.0	48.3	39.4	31.4	25.7	21.9	18.4	15.0	13.0	11.0	7.6	614.54
INVERSIONES	118.2	93.0	16.8	6.2	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.9	0.0	242.35
AMORTIZACION	8.3	26.0	39.1	32.3	27.1	22.3	18.2	14.5	11.9	10.1	8.5	6.9	6.4	6.2	4.4	242.35
INVERSION PILOTO EOR	11.3	17.9	5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.32
GASTOS ADMINISTRATIVOS	11.4	10.4	10.2	10.4	10.2	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.0	104.52
AMAZONIA	1.4	2.4	2.4	1.9	1.5	1.2	1.0	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	15.36
CONTRIBUCIONES SUPER.	0.2	0.3	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.49
IMPUESTO A LA RENTA	12.3	19.8	14.5	10.0	6.9	6.4	4.9	3.5	2.6	1.9	1.4	0.7	0.3	0.0	0.0	84.90
IMPUESTO REMESAS	1.2	3.0	3.3	2.6	2.0	1.7	1.4	1.1	0.8	0.7	0.6	0.4	0.4	0.3	0.1	19.42
FLUJO DE CAJA	-116.1	-52.2	46.1	46.8	35.7	35.2	28.3	21.8	17.2	13.9	11.5	8.6	5.7	4.7	3.9	

Q_INCR EXPORT R_PAIS COSTO SALDO_PAIS COSTOPROD. COSTO OPER.

M BBL	MM \$	MM \$	MM \$	MM \$	MM \$	MM \$	MM \$
14.691	0.735	0.750	0.834	-0.984	56.738	19.848	
22.981	1.149	1.174	1.678	-0.504	73.023	36.133	
52.699	2.635	2.997	2.985	0.012	56.646	19.756	
80.462	4.023	4.761	4.121	0.640	51.216	14.326	
97.504	4.875	5.832	4.796	1.036	49.184	12.294	
121.330	6.066	7.289	5.997	1.292	49.431	12.541	
139.692	6.985	8.449	6.296	2.153	45.069	8.179	
159.926	7.996	9.674	7.468	2.214	46.647	9.757	
189.282	9.464	11.456	8.868	2.596	46.888	9.918	
205.291	10.265	12.468	8.945	3.515	43.574	6.684	
210.445	10.522	12.737	9.231	3.506	43.863	6.973	
211.588	10.579	12.797	9.557	3.239	45.170	8.280	
234.692	11.735	14.130	10.241	3.889	43.636	6.746	
228.957	11.448	13.814	10.042	3.772	43.860	6.970	
223.404	11.170	13.451	9.849	3.682	44.086	7.196	
218.030	10.901	13.119	9.662	3.457	44.313	7.423	
212.831	10.642	12.795	9.479	3.316	44.540	7.650	
207.791	10.390	12.482	9.303	3.180	44.769	7.879	
202.911	10.146	12.178	9.131	3.048	44.998	8.108	
198.192	9.910	11.884	8.964	2.921	45.227	8.337	
202.887	10.144	12.096	9.238	2.858	45.533	8.643	
217.110	10.856	12.835	9.900	2.935	45.597	8.707	
232.136	11.606	13.630	10.547	3.072	45.430	8.540	
239.854	11.993	14.015	10.750	3.265	44.818	7.928	
234.862	11.743	13.726	10.566	3.160	44.989	8.099	
232.221	11.611	13.492	10.646	2.846	45.845	8.955	

Salida Celto

231.452	11.573	13.444	10.465	2.980	45.214	8.324
226.719	11.336	13.162	10.288	2.873	45.380	8.490
222.125	11.106	12.882	10.117	2.766	45.544	8.654
217.657	10.883	12.613	9.949	2.664	45.710	8.820
213.324	10.666	12.351	9.786	2.565	45.873	8.983
209.104	10.455	12.096	9.627	2.470	46.037	9.147
205.008	10.250	11.849	9.471	2.378	46.200	9.310
201.022	10.051	11.608	9.320	2.288	46.362	9.472
197.151	9.858	11.374	9.172	2.202	46.524	9.634
193.386	9.669	11.147	9.028	2.119	46.685	9.795
188.912	9.446	10.872	8.887	1.985	47.046	10.156
185.355	9.268	10.657	8.750	1.907	47.208	10.318
181.114	9.056	10.404	8.616	1.788	47.573	10.683
177.750	8.888	10.201	8.485	1.716	47.737	10.847
174.471	8.724	10.005	8.357	1.647	47.901	11.011
171.281	8.564	9.812	8.233	1.579	48.065	11.175
168.171	8.409	9.624	8.111	1.514	48.228	11.338
164.313	8.216	9.393	7.991	1.402	48.634	11.744
161.383	8.069	9.215	7.875	1.340	48.794	11.904
157.377	7.869	8.976	7.701	1.275	48.930	12.040
154.643	7.732	8.808	7.591	1.217	49.087	12.197
151.973	7.599	8.648	7.484	1.164	49.244	12.354
149.370	7.468	8.497	7.379	1.118	49.401	12.511
146.830	7.342	8.344	7.276	1.068	49.556	12.666
144.349	7.217	8.194	7.176	1.018	49.712	12.822
141.927	7.096	8.048	7.077	0.971	49.867	12.977
139.561	6.978	7.905	6.981	0.924	50.022	13.132
137.252	6.863	7.766	6.887	0.879	50.177	13.287
134.997	6.750	7.630	6.795	0.835	50.332	13.442
132.794	6.640	7.497	6.704	0.793	50.485	13.595
127.888	6.394	7.208	6.616	0.592	51.729	14.839
125.926	6.296	7.085	6.529	0.556	51.845	14.955
124.007	6.200	6.970	6.444	0.527	51.962	15.072
122.121	6.106	6.856	6.360	0.496	52.081	15.191
119.120	5.956	6.829	6.217	0.612	52.193	15.303
117.367	5.868	6.737	6.139	0.598	52.309	15.419
115.647	5.782	6.651	6.063	0.568	52.425	15.535
113.959	5.698	6.532	5.988	0.545	52.543	15.653
112.305	5.615	6.435	5.914	0.521	52.660	15.770
110.679	5.534	6.339	5.842	0.498	52.781	15.891
109.081	5.454	6.245	5.771	0.475	52.903	16.013
107.518	5.376	6.153	5.701	0.452	53.023	16.133
105.320	5.166	5.969	5.493	0.416	53.161	16.271
101.915	5.096	5.822	5.429	0.393	53.274	16.384
100.532	5.027	5.743	5.367	0.375	53.389	16.499
99.173	4.959	5.663	5.306	0.356	53.504	16.614
97.834	4.892	5.590	5.246	0.344	53.622	16.732
96.521	4.826	5.513	5.187	0.326	53.739	16.849
95.228	4.761	5.437	5.129	0.308	53.858	16.968
93.954	4.698	5.362	5.072	0.290	53.980	17.090
92.706	4.635	5.288	5.015	0.273	54.099	17.209
88.896	4.445	5.067	4.825	0.242	54.280	17.390
87.735	4.387	4.995	4.773	0.222	54.399	17.509
86.592	4.330	4.929	4.721	0.208	54.519	17.629
85.465	4.273	4.863	4.670	0.193	54.641	17.751
83.205	4.160	4.731	4.559	0.171	54.798	17.908
80.915	4.046	4.596	4.447	0.149	54.956	18.066

Salida Celio

79.906	3.995	4.535	4.401	0.134	55.073	18.183
78.911	3.946	4.471	4.355	0.116	55.191	18.301
75.917	3.796	4.297	4.254	0.042	56.038	19.148
74.988	3.749	4.239	4.211	0.028	56.157	19.267
74.071	3.704	4.186	4.169	0.018	56.278	19.388
73.171	3.659	4.133	4.127	0.007	56.399	19.509
71.270	3.564	4.023	4.033	-0.010	56.585	19.695
70.412	3.521	3.971	3.993	-0.022	56.706	19.816
69.566	3.478	3.921	3.953	-0.032	56.829	19.939
67.003	3.350	3.772	3.824	-0.052	57.072	20.182
66.216	3.311	3.723	3.787	-0.064	57.192	20.302
65.442	3.272	3.679	3.751	-0.072	57.312	20.422
64.680	3.234	3.634	3.715	-0.081	57.432	20.542
62.243	3.112	3.498	3.633	-0.135	58.372	21.482
61.517	3.076	3.454	3.599	-0.145	58.499	21.609
60.803	3.040	3.412	3.565	-0.152	58.625	21.735
60.099	3.005	3.371	3.531	-0.160	58.752	21.862
59.404	2.970	3.330	3.498	-0.168	58.882	21.992
58.720	2.936	3.290	3.465	-0.175	59.010	22.120
58.045	2.902	3.250	3.433	-0.183	59.141	22.251
56.407	2.820	3.155	3.350	-0.196	59.392	22.502
55.772	2.789	3.116	3.320	-0.204	59.520	22.630
55.146	2.757	3.080	3.289	-0.210	59.647	22.757
54.527	2.726	3.043	3.260	-0.217	59.778	22.888
53.920	2.696	3.007	3.230	-0.223	59.907	23.017
53.319	2.666	2.966	3.201	-0.235	60.039	23.149
52.726	2.636	2.930	3.173	-0.242	60.171	23.281
51.064	2.553	2.834	3.144	-0.310	61.577	24.687
50.509	2.525	2.800	3.116	-0.317	61.701	24.811
49.963	2.498	2.768	3.089	-0.321	61.826	24.936
49.424	2.471	2.736	3.062	-0.326	61.952	25.062
48.893	2.445	2.705	3.035	-0.330	62.077	25.187
48.365	2.418	2.674	3.009	-0.335	62.208	25.318
47.848	2.392	2.644	2.983	-0.339	62.336	25.446
47.339	2.367	2.614	2.957	-0.343	62.463	25.573
46.835	2.342	2.584	2.932	-0.348	62.593	25.703
46.339	2.317	2.555	2.906	-0.352	62.721	25.831
45.849	2.292	2.532	2.882	-0.356	62.852	25.962
45.366	2.268	2.504	2.857	-0.353	62.983	26.093
43.667	2.183	2.405	2.770	-0.365	63.425	26.535
43.216	2.161	2.377	2.747	-0.370	63.554	26.664
42.772	2.139	2.351	2.724	-0.373	63.684	26.794
42.334	2.117	2.325	2.701	-0.376	63.813	26.923
41.903	2.095	2.300	2.679	-0.379	63.942	27.052
39.780	1.989	2.177	2.569	-0.392	64.584	27.694
39.384	1.969	2.151	2.549	-0.398	64.710	27.820
38.991	1.950	2.129	2.528	-0.399	64.841	27.951
38.604	1.930	2.106	2.508	-0.402	64.970	28.080
38.223	1.911	2.084	2.488	-0.405	65.099	28.209
36.625	1.831	1.985	2.405	-0.420	65.670	28.780
36.272	1.814	1.962	2.387	-0.425	65.796	28.906
34.904	1.745	1.883	2.315	-0.432	66.329	29.439
34.576	1.729	1.862	2.298	-0.435	66.451	29.561
34.249	1.712	1.844	2.280	-0.437	66.579	29.689
33.929	1.696	1.825	2.263	-0.438	66.701	29.811
33.612	1.681	1.806	2.246	-0.440	66.825	29.935
33.300	1.665	1.788	2.229	-0.442	66.949	30.059

Salida Celio

	32.992	1.650	1.770	2.213	-0.443	67.074	30.184
	32.686	1.634	1.752	2.197	-0.445	67.201	30.311
	32.385	1.619	1.734	2.180	-0.447	67.327	30.437
	32.086	1.604	1.716	2.164	-0.448	67.457	30.567
	31.793	1.590	1.703	2.149	-0.445	67.583	30.693
	30.556	1.528	1.630	2.084	-0.453	68.198	31.308
	30.282	1.514	1.611	2.069	-0.458	68.321	31.431
	30.010	1.501	1.594	2.054	-0.460	68.448	31.558
	29.741	1.487	1.576	2.040	-0.463	68.576	31.686
	29.477	1.474	1.559	2.025	-0.466	68.701	31.811
	29.213	1.461	1.541	2.011	-0.469	68.833	31.943
	28.955	1.448	1.524	1.997	-0.472	68.960	32.070
	28.699	1.435	1.507	1.983	-0.476	69.088	32.198
	28.447	1.422	1.490	1.969	-0.479	69.215	32.325
	28.197	1.410	1.474	1.955	-0.482	69.346	32.456
	27.951	1.398	1.457	1.942	-0.485	69.473	32.583
	26.856	1.343	1.397	1.929	-0.532	71.810	34.920
	26.620	1.331	1.382	1.915	-0.533	71.952	35.062
	26.389	1.319	1.370	1.902	-0.532	72.086	35.196
	26.160	1.308	1.358	1.889	-0.532	72.225	35.335
	25.935	1.297	1.346	1.877	-0.531	72.362	35.472
	25.712	1.286	1.334	1.864	-0.530	72.498	35.608
	25.492	1.275	1.322	1.852	-0.529	72.635	35.745
	24.294	1.215	1.261	1.839	-0.578	75.709	38.819
	24.083	1.204	1.248	1.827	-0.579	75.865	38.975
	23.876	1.194	1.237	1.815	-0.578	76.021	39.131
	22.034	1.102	1.143	1.718	-0.575	77.971	41.881
	21.854	1.093	1.130	1.707	-0.577	78.115	41.225
	21.674	1.084	1.121	1.696	-0.575	78.265	41.375
	21.497	1.075	1.113	1.686	-0.573	78.411	41.521
	19.838	0.992	1.028	1.598	-0.570	80.550	43.660
	19.677	0.984	1.017	1.588	-0.572	80.704	43.814
	19.519	0.976	1.008	1.578	-0.570	80.855	43.965
	17.966	0.898	0.929	1.496	-0.567	83.260	46.370
	17.830	0.892	0.919	1.487	-0.568	83.396	46.506
	17.695	0.885	0.912	1.478	-0.566	83.537	46.647
	13.372	0.669	0.692	1.252	-0.560	93.600	56.710
	12.170	0.608	0.623	1.245	-0.623	102.306	65.416
	12.097	0.605	0.617	1.239	-0.622	102.389	65.499
	12.025	0.601	0.613	1.232	-0.619	102.462	65.572

ANIO EXPORTACIONES INGRESOS SALDO PAIS COSTO OPERACION
MM \$ MM \$ MM \$

	MM \$	MM \$	MM \$	MM \$
1	75.29	90.37	19.61	15.21
2	130.94	156.42	39.31	20.50
3	129.20	149.75	31.31	23.11
4	101.84	116.61	18.53	22.95
5	81.35	92.00	9.78	22.20
6	65.53	75.04	5.81	20.88
7	53.45	60.90	2.86	18.61
8	42.58	48.05	-0.12	16.75
9	34.83	39.00	-2.17	15.47
10	29.63	32.81	-3.80	14.74
11	25.00	27.44	-4.56	13.55
12	20.38	21.93	-5.25	12.14
13	17.67	18.67	-5.61	11.24
14	14.97	15.53	-6.61	11.09

Salida Celio

15	10.27	10.59	-6.98	10.00
TOTAL	832.93	955.11	92.12	

CUADRO DE DISTRIBUCION DE LA RENTA PETROLERA

	MM \$	\$/BBL	%
EXPORTACIONES	832.93	50.0	100.0
INVERSIONES	276.67	16.6	33.2
GASTOS (CIA)	104.52	6.3	12.5
COSTOS DE OPERACION (PAM)	248.46	14.9	29.8
RENTA PETROLERA	203.29	12.2	100.0
UTILIDAD CIA	111.17	6.7	54.7
UTILIDAD PAIS	92.12	5.5	45.3
INCREMENTO DE PRODUCCION	16.66	MM BBL	