



Facultad de
Ciencias Sociales y Humanísticas

PROYECTO DE TITULACIÓN

ANÁLISIS DE INVERSIÓN PARA POTENCIAR LA PRODUCCIÓN PETROLERA ECUATORIANA EN EL PERÍODO 2022-2026

Previo a la obtención del título de:

Magíster en Economía y Dirección de Empresas

Presentado por:

Tarquino Filemón López Cadena

Guayaquil - Ecuador

2023

Contenido:

AGRADECIMIENTO	5
DEDICATORIA	6
COMITÉ DE EVALUACIÓN.....	7
DECLARACIÓN EXPRESA	8
Resumen:	9
Abstract:	10
1 CAPITULO I	11
1.1 Introducción.....	11
1.2 Objetivos.....	12
1.2.1 Objetivo general	12
1.2.2 Objetivos específicos.....	13
1.3 Justificación	13
2 CAPITULO II: Revisión de Literatura.....	15
3 CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	23
3.1 Fuentes de información	23
3.2 Detalle de las variables de interés	23
3.3 Operacionalización de las variables.....	25
3.3.1 Requisitos técnicos, proyección de Petroecuador EP.....	25
3.3.2 Requisitos ambientales	25
3.4 Metodología específica	26
3.4.1 Caso de Negocio.....	28
4 CAPITULO IV: Resultados	29
5 CAPITULO V.....	37
5.1 Discusión	37
5.2 Conclusiones	39
5.3 Recomendaciones	41
6 Bibliografía	42
7 CAPITULO VII: APENDICES	51
8 CAPITULO VIII: ANEXOS	40

Índice de Cuadros

Cuadro No. 1 <i>Producción Petroecuador en BPPD</i>	11
Cuadro No. 2 <i>Potenciación de producción de petróleo en BPPD</i>	11
Cuadro No. 3 <i>Alternativas para potenciar la producción petrolera 2022 - 2026. Datos en barriles por día (BPPD)</i>	31
Cuadro No. 4 <i>Producción Petrolera Petroecuador Primer Bimestre 2023</i>	31
Cuadro No. 5 <i>Producción petrolera Anual Petroecuador 2021-2026 en BPPD</i>	32
Cuadro No. 6 <i>Flujo de caja con moratoria de preventas petroleras</i>	33
Cuadro No. 7 <i>VAN y TIR con alternativa de moratoria de pago de preventas petroleras</i>	34
Cuadro No. 8 <i>Flujo de caja con ajuste de preventas petroleras cancelación de deuda con empresas asiáticas</i>	35
Cuadro No. 9 <i>VAN y TIR con ajuste de preventas petroleras cancelación de deuda con empresas asiáticas</i>	36
Cuadro No. 10 <i>Cotización futura anual petróleo marcador WTI</i>	39

Índice de Ilustraciones

Ilustración No. 1 <i>Justificación caso de negocios potenciación de la producción petrolera en el Ecuador</i>	14
---	----

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios quien con su protección ha bendecido mi vida.

A mi tutor y a los docentes de la Facultad de Ciencias Sociales y Humanísticas de la Escuela Superior Politécnica del Litoral; mención especial al MSc. Juan Carlos Campuzano Sotomayor, por sus consejos y guía para escribir mi proyecto de tesis.

A mis padres (+), a mi esposa, a mis hijas, a mis nietos (nieta), familiares, por estar apoyándome en todos los momentos de trabajo y estudio.

A mis compañeros de maestría que estamos culminando horas de trabajo en equipo, que nos hemos reunido a lo largo de nuestra formación y haber compartido horas de estudio, gracias.

Tarquino Filemón López Cadena.

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a Dios por ser mi guía y fortaleza.

A mis padres Floresbinda (+) y Jaime (+), por su amor y esfuerzo para cumplir mis metas e inculcar con el ejemplo.

A mi esposa e hijas, por su cariño, apoyo incondicional y por estar conmigo en todo momento.

Tarquino Filemón López Cadena.

COMITÉ DE EVALUACIÓN

M.Sc. Juan Carlos Campuzano

Tutor

M.Sc. Olga Martín Moreno

Evaluador 1

M.Sc. Jovanna Rivadeneira Morales

Evaluador 2

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Trabajo de Titulación, corresponde exclusivamente al autor, y al patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**”

Tarquino Filemón López Cadena

ANÁLISIS DE INVERSIÓN PARA POTENCIAR LA PRODUCCIÓN PETROLERA ECUATORIANA EN EL PERÍODO 2022 – 2026.

Resumen:

El presente trabajo de titulación pretende identificar, a través de un caso de negocio, la mejor alternativa para potenciar la producción petrolera ecuatoriana durante el periodo 2022 – 2026 mediante la identificación de la inversión que realizará el Estado ecuatoriano, evaluada desde el punto de vista financiero. (Campoverde, 2021). El caso de negocio se apoya en los resultados de producción petrolera estatal del 2022, que se ha obtenido en dicho periodo, el logro de Petroecuador para acercarse al incremental de producción petrolera, en la realidad es ínfima, por lo tanto, el trabajo después de la encuesta para evaluar que mecanismo se está aplicando se centra en fundamentar a que alternativa se está implementando para la Potenciación de la producción de Petroecuador. En el caso práctico se encontró que el flujo con moratoria tiene un VAN que asciende a cerca de los \$16.380 millones con una TIR de 3.16%; mientras que el flujo que considera la cancelación de las deudas a las empresas asiáticas tiene un VAN que alcanza los \$13.057 millones con una TIR de 2.80%.

Palabras clave. – petróleo, caso de estudio, Petroecuador, flujo de caja, producción, potenciación petrolera.

Abstract:

This degree work aims to identify, through a business case, the best alternative to boost Ecuadorian oil production during the period 2022 - 2026 by identifying the investment to be made by the Ecuadorian State, evaluated from a financial point of view (Campoverde, 2021). The business case is supported by the results of state oil production of 2022, which has been obtained in that period, the achievement of Petroecuador to approach the incremental oil production, in reality is negligible, therefore, the work after the survey to evaluate which mechanism is being applied is focused on basing to which alternative is being implemented for the Empowerment of Petroecuador's production. In the practical case it was found that the flow with moratorium has an NPV that amounts to about \$16.380 million with an IRR of 3.16%; while the flow that considers the cancellation of debts to Asian companies has an NPV that reaches \$13.057 million with an IRR of 2.80%.

Key words. - petroleum, case study, Petroecuador, cash flow, production, oil empowerment.

1 CAPITULO I

1.1 Introducción.

El nuevo gobierno está implementando estrategias para aumentar la producción petrolera y corregir los riesgos asociados a las rupturas de los oleoductos durante el periodo 2022-2026 (Vera, 2022). En los años 2020 y 2021, la producción de petróleo en los campos petroleros ha disminuido y esta situación se ha visto empeorada por las rupturas en los oleoductos SOTE y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) (Tv Legislativa, 2022).

Además, los ingresos del estado dependen del volumen de producción y del precio de cada barril de petróleo, inclusive desde hace algunos años Petroecuador está superando la declinación de la extracción de los campos petroleros del Nororiente que tienen cincuenta años de explotación (Cueva & Ortiz, 2013).

De acuerdo con la información de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), del año 2020 y 2021 los volúmenes de producción son los siguientes:

Cuadro No. 1

Producción Petroecuador en BPPD.

COMPAÑÍAS PETROLERAS	PRODUCCIÓN PROMEDIA ANUAL (BPPD) Parte 1		
	2020	2021	2022
PETROECUADOR EP	381.565	372.608	375.140
EMPRESAS PRIVADAS	93.550	94.870	100.882
TOTAL	475.115	467.478	476.022

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2020); (Petroecuador Ep, 2021)

Cuadro No. 2

Potenciación de producción de petróleo en BPPD.

COMPAÑÍAS PETROLERAS	Δ Potenciación producción (BPPD) Parte 2	
	2020 - 2021	2021 - 2022
PETROECUADOR EP	-8.957	+ 2.532
EMPRESAS PRIVADAS	+1.320	+6.012
TOTAL	-7.637	+8.544

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2020); (Petroecuador Ep, 2021); (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022)

El Cuadro No. 1.- Explica que en los años 2020 al 2021 la producción de Petroecuador cayó en 8.957 BPPD y en el periodo 2021 – 2022 creció 2.532 BPPD, consultadas las cifras que detalla el informe estadístico 2022 de Petroecuador dan a

conocer que el 31 de diciembre del 2022, Petroecuador se hizo cargo de la producción del bloque 16 y 67 donde la producción de ese día fue de 3.548 BPPD que demuestra que Petroecuador al asumir la producción de la empresa privada Repsol (Petrolia) obtuvo 3.548 BPPD y que de los 2.532 que se obtiene se ha sumado la producción de los bloques 16 y 67 a Petroecuador EP en el superávit del 2021 – 2022 donde se obtiene de ganancia, lo contable se explica que se considera la producción del bloque 16 y 67 del 31 de diciembre del 2022 que aporta con mayor producción a Petroecuador. (Diario Expreso, 2023).

El Ecuador no puede cambiar de ser un país productor/exportador a ser un país consumidor/importador de petróleo de manera inmediata, se precisa cubrir las siguientes necesidades: en primer lugar el Gobierno está endeudado por las preventas petroleras a China y Tailandia (Ministerio de Economía y Finanzas, 2020) y en segundo lugar se debe financiar las importaciones de combustibles y gas licuado de petróleo (GLP) que son hidrocarburos subsidiados y además se necesita cubrir la demanda de petróleo que requieren las cargas de las tres refinerías del Ecuador.

Se necesita invertir en la obtención de la producción de petróleo de Petroecuador, el sector petrolero ha desempeñado un rol importante en el incremento de los ingresos fiscales y su marco institucional ha sido modificado significativamente (Presidente Constitucional de la Republica del Ecuador , 2010).

La Gerencia de Exploración – Producción de Petroecuador; planificará un crecimiento del 31,38% y 54.85 % en los años 2022 – 2023; 11,67%, 1.20% y 0,89% en los años 2024, 2025 y 2026, el presupuesto financiero de Petroecuador EP se desglosa en dos conceptos fundamentales: 2.000 millones de dólares en inversión y 2.000 millones de dólares en costos y gastos administrativos, además generará 11.000 millones de dólares de ingresos, de los cuales 7.000 millones serán transferidos al estado ecuatoriano. (Gerencia de Exploracion y Produccion EP Petroecuador, 2022).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Determinar la factibilidad y viabilidad económica requerida para la inversión en la producción petrolera en el periodo 2022 al 2026, mediante el desarrollo de un caso de negocio sustentado de las reservas de hidrocarburos para el desarrollo del sector petrolero.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar las alternativas de incremento de la producción petrolera en Petroecuador a través de un respaldo documental y datos mediante entrevistas vía online.
- Analizar la potenciación de petróleo mediante la exploración de estudios publicados de reservas, producción, recuperación avanzada de petróleo para la implementación de la potenciación petrolera por medio de Petroecuador.
- Cuantificar la inversión aproximada que se realizará en el periodo 2023 al 2026, de los procesos de exploración y producción de hidrocarburos.
- Analizar la influencia del precio del petróleo, factores técnicos y el riesgo de la rentabilidad de la inversión en la producción petrolera.

1.3 Justificación

Las obligaciones del Estado para cumplir con el presupuesto general se asocian con el 28% que se obtiene de las exportaciones petroleras FOB. (Fundación Ciudadanía y Desarrollo, 2021). Ingresos petroleros en Ecuador: ¿Puede seguir el país sosteniendo su economía en el crudo?

En este contexto, existen obligaciones que Petroecuador debe forzosamente entregar petróleo bruto, para:

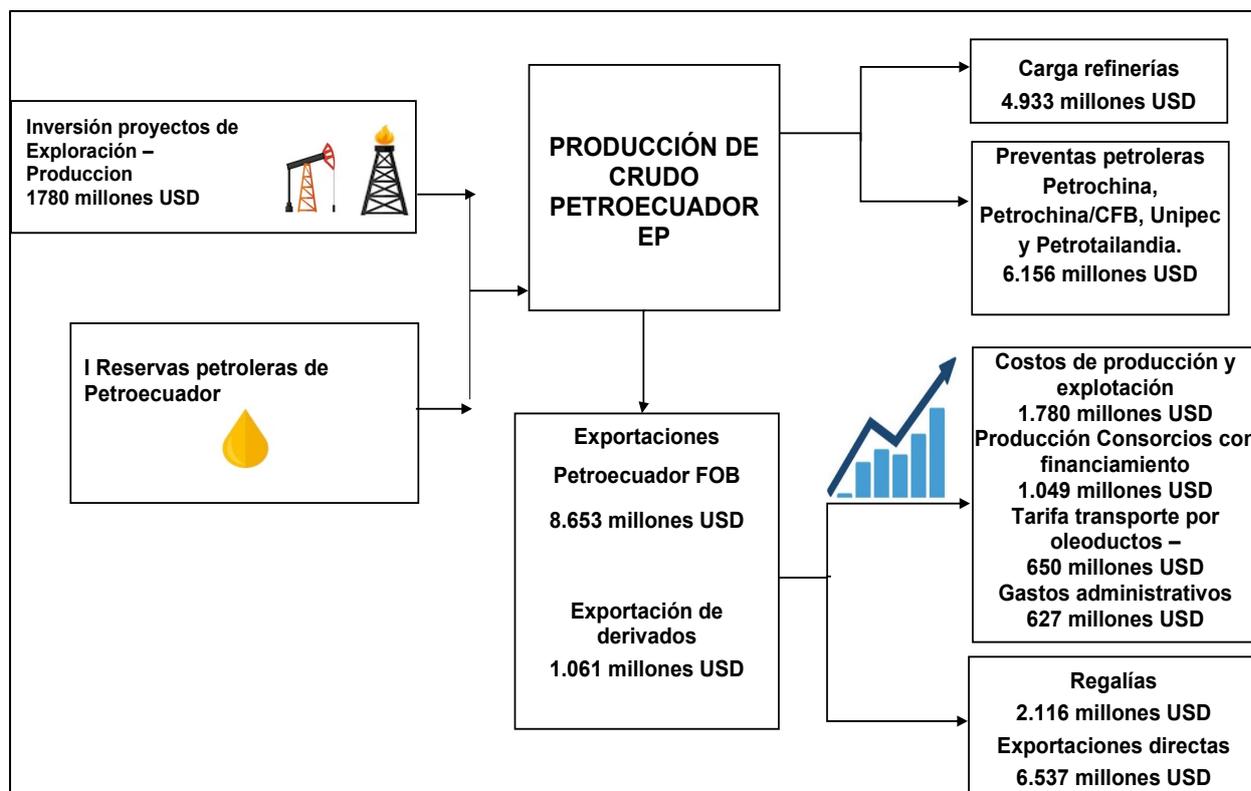
1. Las cargas a las refinerías del Ecuador.
2. Internacionalmente a empresas petroleras asiáticas como son Petrochina, Petrochina/CFB, Unipet y Petrotailandia, a través de la Gerencia de Comercio Internacional (Ver Ilustración No. 1).

De esta manera, Petroecuador debe abonar con los ingresos de las exportaciones petroleras lo siguiente:

1. Financiar los costos de explotación de la Gerencia de Exploración - Producción, etc.
2. El estado debe honrar los costos de producción de los contratos con los consorcios petroleros con financiamiento.
3. El costo de transporte del petróleo de exportación y a refinerías por el SOTE y OCP.
4. Gastos Administrativos Gerencia de Exploración - Producción.

Ilustración No. 1

Justificación caso de negocios potenciación de la producción petrolera en el Ecuador.



Elaborado: Autor Fuente: (Banco Central , 2023); (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Por otra parte, dentro del Presupuesto General del Estado se ha considerado que Petroecuador debe cubrir ciertas rentas.

1. Impuestos por Regalías de petróleo por exportación de petróleo.
2. Exportaciones Directas de petróleo, de donde se financia la empresa estatal.
3. Costos de exploración de petróleo por contratos de consorcios con financiamiento.

El fundamento del estudio es analizar la factibilidad de la implementación técnico – económica de uno de los tres escenarios a largo plazo para cumplir con la meta de incrementar con recursos estatales y/o privados la inversión en exploración y producción petrolera. Hay también que recalcar que en el periodo 2022 por la guerra Rusia- Ucrania se tienen precios altos del petróleo y que el Ecuador se encuentra encaminado en aumentar los ingresos a través de las exportaciones petroleras, conociendo los riesgos que puedan presentarse por la volatilidad de los precios del petróleo que restrinjan las inversiones estatales y/o privadas (EFE, 2022).

2 CAPITULO II: Revisión de Literatura.

En su tesis titulada “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” (Jiménez & Paredes, 2017), los autores analizan los factores técnicos y financieros del modelo de contratos de servicios específicos utilizados para la explotación de campos maduros en la zona amazónica del Ecuador. En este análisis se consideran tanto las ventajas como las desventajas para el Estado y la empresa privada. Este tipo de contrato se caracteriza por permitir que las empresas privadas presten servicios específicos coordinados con la financiación, mientras que Petroamazonas EP actúa como administrador de los campos. La empresa privada se compromete a ejecutar un programa de actividades en los primeros cinco años, cuyo objetivo principal es incrementar la producción por encima de los niveles actuales del campo a explotar.

En la actualidad estos tipos de contratos presentan un sin número de problemáticas y las causas son las siguientes: el coste del petróleo, el incremental de producción en los campos maduros y la influencia negativa de estas variables en el modelo financiero vigente en los contratos de servicios petroleros.

Por su parte, (Calvopiña & Palma, 2012) publicaron la tesis con el título “Estudio técnico económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Yuca”, donde exponen que el estudio se orienta a un análisis nodal, de presiones desde el reservorio hasta la superficie y la parte medular es un análisis económico, se realiza la rentabilidad del proyecto para cuantificar el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el análisis se respalda con los valores incrementales de producción y los costos de los trabajos para incrementar la producción. Tiene reservas de petróleo de 66,99 millones de barriles, de lo que se han producido el 78,3% de las reservas, hasta el 31 de junio de 2011. En cuatro pozos se realizaron estudios de simulación para definir presiones de producción con análisis nodal y se encontró que se puede subir la producción en 164 BPPD. El campo tiene un 0,2% de agua, existe un primer escenario que se calcula con 50 dólares el precio del petróleo, el VAN es de 5'215.535 dólares y la tasa interna de retorno (TIR) de 22,3 %, relación Costo/Beneficio de 1,85 y el tiempo de recuperación de la inversión es 5,1 meses.

(Lozada, 2009), en su tesis “Incrementar la producción en pozos fracturados campo Palo Azul, reservorio Hollín” manifiesta que el trabajo de incrementar la producción de petróleo en el campo Palo Azul en la formación hollín se lo realiza por medio de fracturamiento, que es un método de estimulación de pozos, cada tratamiento cuesta

alrededor de 860.000 dólares y la tasa interna de retorno anual es 140,98%. Los resultados son exitosos puesto que la producción se triplica en la mayoría de los casos, sin embargo, se debe tomar precauciones, puesto que hay un incremento de producción de agua en los pozos posfractura luego de un periodo de producción, no se aconseja un refracturamiento de pozo porque puede producir conificación de agua.

(Lemos, 2017) en su trabajo "Análisis de la tendencia del precio del barril del marcador del crudo Ecuatoriano West Texas Intermediate (WTI)" plantea como objetivo principal la investigación del coste del barril de petróleo WTI a partir tanto de información verificable como de una proyección del equivalente del precio del petróleo. El tamaño del mercado del petróleo ha pasado de 20 a 150 dólares por barril con respecto al historial del precio de petróleo. Los costes del petróleo están relacionados con tres variables significativas: el interés mundial, la mejora de la energía nueva y los almacenajes mundiales. Cada una de las tres variables se relaciona directamente con el coste de un barril de petróleo WTI. De los dos tipos de petróleo crudo disponibles en Ecuador, el crudo Oriente representa el 67% de los productos, mientras que el crudo Napo representa el 33% restante. El crudo Oriente Ecuatoriano se suministra generalmente a un precio mayor que el Napo debido a su mejor calidad. Hay factores que están directamente relacionados con la variación del coste del barril de petróleo WTI y que producen un efecto de increíble pertinencia en contraste con otros, tales como la fugacidad de los acontecimientos catastróficos, las guerras, los aspectos sociales, políticas y aspectos económicos de las naciones, entre otros.

El artículo titulado "Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Ecuador" (Cueva & Ortiz, 2013) analiza detalladamente el sistema de recaudación y distribución de activos derivados de la explotación de hidrocarburos en el país. En el documento se abordan temas como los cambios administrativos implementados, el progreso de los instrumentos de circulación, el clima institucional comparativo y el impacto de las fluctuaciones en los costos globales del petróleo en los ingresos financieros. De esta manera, se busca proporcionar una comprensión completa de la forma en que estos factores influyen en la economía ecuatoriana.

De la Tesis de la Economista Jasmín Bilbao Jiménez, ha realizado el estudio del modelo económico del contrato de prestación de servicios petroleros en el Ecuador, análisis y reflexiones 2011 – 2019; El Ecuador ha cambiado, los modelos de contratos de exploración – producción vigente del 1993 – 2010 al contrato de prestación de servicios petroleros, se debe atender la distribución del ingreso, a causa principalmente a la volatilidad de la cotización del crudo marcador WTI, al bajar el precio del barril del petróleo

se reducen los ingresos del Estado, se tiende a una renegociación conveniente de la modalidad de contratos de servicios, se requiere estudiar tarifas variables que se ajusten en función de la cotización del petróleo marcador WTI, incluyendo parámetros como la inversión, costos – gastos y producción de petróleo, durante el tiempo de un contrato. (Bilbao, 2017)

En su publicación "Rejuvenecimiento de campos maduros aplicando alternativas tecnológicas" (Flores, 2019), se destaca la necesidad de Colombia de buscar reservas de hidrocarburos en el año 2018. Para este fin, se indica que se están explorando campos maduros con saturaciones de petróleo remanentes, como alternativa para mantener la producción con una inversión limitada, debido a que estos campos ya cuentan con infraestructura, lo que contrasta con los altos costos asociados con nuevos proyectos. Asimismo, el autor se enfoca en el análisis de pozos marginales como otra estrategia para optimizar la producción de hidrocarburos en campos maduros.

Por otro lado, como alternativa al agotamiento de las reservas de petróleo, se encuentra la posibilidad de explotar la saturación de petróleo residual (SOR). Se estima que únicamente el 70% del volumen de un barril extraído del subsuelo es recuperable, por lo que se hace necesario buscar y explotar estas reservas remanentes. La mayoría de los campos han estado produciendo por más de 30 años mediante métodos primarios, por lo que se hace necesario un proceso de rejuvenecimiento de los pozos. La tesis en cuestión explica los conceptos relacionados con el grado de madurez de los campos maduros y detalla la evaluación financiera de la opción de rejuvenecimiento, considerando la información de reservorios, técnicas avanzadas de monitoreo y mejoras en el proceso de recuperación secundaria. El objetivo principal es aplicar dicho proceso para que cumpla con las expectativas. Se requiere conocer en que etapa de producción están los campos, para decidir la factibilidad de rejuvenecer el yacimiento, saber las reservas recuperables y determinar el potencial económico. Aquí se utiliza una nueva técnica de recuperación avanzada de petróleo (IOR), que aplica el mejor mecanismo de producción, según el reservorio, el crudo y rentabilidad económica.

La ingeniería se aplica, para construir un modelo del yacimiento, lo más cercano posible, por medio de la data disponible, que es clave para cuantificar el incremental de reservas, incremental de producción y el nuevo factor de recobro. Debido a la mayor inversión para descubrir nuevos yacimientos, se vislumbra que los campos maduros, serán la fuente del aumento de reservas y de producción de petróleo. Valorar el abandono de un campo y poner atención en el gerenciamiento del agua, habla de un 96,65% como límite de producción de agua de un campo, que afecta la economía de un proyecto.

En su publicación titulada "Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo" (Arroyo & Cossío, 2015) se abordan diversos aspectos relacionados con el precio del petróleo, así como su impacto en países productores e importadores. El estudio también se enfoca en las recaudaciones fiscales provenientes del sector petrolero. Los autores encontraron que la caída en los precios del petróleo afecta la recaudación fiscal en América Latina y el Caribe en un 25%, lo que a su vez puede disminuir la inversión en este sector. En países que exportan petróleo o importan sus derivados, es importante reducir los subsidios y establecer medidas compensatorias para los grupos más vulnerables. Finalmente, se infiere que la crisis de las materias primas básicas podría tener impacto en otros grupos de materias primas.

En América Latina y el Caribe hay 10 países con legislación petrolera, son productores - exportadores, si baja el precio del petróleo, hay depreciación de la moneda.

Se explica que, en caso de mantener la baja del precio del petróleo en países productores - exportadores, si no se tienen reservas en dólares, las reservas monetarias no tienen soportes, para crecer los ingresos en dólares, por más que suban los volúmenes de exportación y se podría llegar a una inflación.

Se ejemplifica la caída de los precios de materias primas, en los países productores - exportadores, se deberían endeudar, sin permitir proyectos de riesgo de daño ambiental y de contenido local por inversión. Los países consumidores importadores centro americanos, han desarrollado Petrocaribe, para aliviar el endeudamiento externo.

En un escenario de bajos precios del petróleo, en años, se puede presentar baja inversión privada internacional en exploración - producción en países productores - exportadores, se tendría cancelación de proyectos de alto costo, perforaciones costa afuera en aguas profundas, petróleo de esquisto.

Se presentan unas posibilidades de alianzas petroleras con capitales internacionales, para explotación de yacimientos y seguridad energética. Se desprende que por la volatilidad el precio del petróleo se permita que se implemente en América Latina, el acceso a fuentes de financiación para las energías limpias renovables.

Así mismo, (Carbajal et al., 2020) publicaron la tesis titulada "Evaluación Económica de Inversión en Pozos Petroleros en Etapa de Desarrollo mediante Opciones Reales". Este trabajo considera la explotación de hidrocarburos en la zona silvestre del norte del Perú, que presenta circunstancias coyunturales que afectan las decisiones del financiador. Por ejemplo, un yacimiento en el páramo norperuano hacia fines de 1970 podía producir 100 mil

barriles diarios (MBpd), sin embargo, hoy tiene una producción estimada de alrededor de 10 MBpd.

El negocio petrolero se caracteriza por una alta experticia especializada en la investigación y creación, la cual es indefensa ante las vacilaciones de valor o las confluencias; además, cuenta con complejas pautas de gastos legales, monetarias y administrativas. El punto central del trabajo se basa en analizar la evaluación monetaria del incremental de producción de pozos petrolíferos en un campo maduro en el norte de Perú, dentro de la fase de exploración y producción de hidrocarburos. Para la evaluación del trabajo se propusieron diferentes alternativas utilizando la estrategia de opciones genuinas, que añadieron un valor representativamente más prominente que el adquirido por el VAN habitual. Además, se llevó a cabo una investigación cuantitativa del efecto de las variables, por ejemplo, los costes del petróleo y los días de producción, que se afinaron a través del método Montecarlo. Esta investigación se integró incorporado en las opciones reales mediante decisiones estratégicas, por ejemplo, el crecimiento, la contratación y el abandono de un proyecto de emprendimiento bajo límites potenciales de direcciones ascendentes o descendentes e información de probabilidad no sesgada a través de árboles binomiales para cada caso.

“Contratos de riesgo de petróleo, patrones de conducta y desempeño de empresas: Análisis de panel de datos” (Ibarra & Flores, 2017). El trabajo se relaciona con la legislación de la empresa Pemex, el enfoque es que los ingresos petroleros dependen de la producción de crudo y la falencia es que no se invierten en la exploración y explotación de hidrocarburos para desarrollar a futuro y se tienen dos sectores: Empresas Contratistas Globales (IOC) y las Empresas Privadas Nacionales (POC).

En 2014, México llevó a cabo una importante reforma energética (RE) que cambió el panorama del sector energético en el país. Anteriormente, este sector estaba en manos de Pemex y del gobierno. La reforma contempla una norma constitucional que prohíbe otorgar concesiones en este sector. Sin embargo, en el decreto se establece que en los contratos de exploración y producción pueden ser de diferentes tipos, como contratos de servicios, utilidad compartida, producción compartida, licencias o una combinación de estos, de acuerdo con la legislación vigente.

En la parte final del trabajo se ponen algunas implicaciones de las reformas energéticas para México.

Los diferentes tipos de contratos establecidos por la reforma energética en México también especifican la forma de pago correspondiente. En el caso de los contratos de servicios, se acuerda un pago en efectivo. Para los contratos de utilidad compartida, el pago

se establece en un porcentaje de la utilidad obtenida. En los contratos de producción compartida, se establece un porcentaje de la producción como forma de pago, mientras que, en los contratos de licencia, la transmisión onerosa de los hidrocarburos es la forma de pago. Por último, en los contratos de integración se utiliza una combinación de las formas de pago de los contratos anteriores. Para medir el éxito de estos contratos, se consideran modelos indicadores de control (IOC), que miden los ingresos netos y los retornos sobre el patrimonio (ROE).

(Diehl et al ., 2019) presentaron una investigación titulada "10% Increase in oil production through a Field applied APC in a Petrobras ultra-deepwater well". En este estudio, los autores abordan el problema del "Slugging" que se presenta en los pozos petroleros durante el proceso de producción, ya sea en flujo natural o artificial. El Slugging se refiere a cuando la fase gaseosa comienza a tener un mayor volumen que la fase líquida de hidrocarburos. En la producción artificial, el Slugging se presenta cuando se usa el gas lift para mejorar la presión del fondo del pozo. Para solucionar este problema, se instaló una válvula de control de presión en la parte superior de la columna de producción en los pozos de aguas profundas de Petrobras. La válvula permite estabilizar la presión y la producción, evitando así la propagación de una onda oscilatoria en el reservorio que ocasiona las subidas de presión en el fondo del pozo. La estrategia consiste en manejar la inestabilidad de la presión durante la producción de petróleo con el objetivo de mejorar el rendimiento de la producción

El "Informe Anual de Ejecución del Presupuesto General del Estado 2019" presenta información relevante sobre la gestión de Petroecuador, una empresa pública del Estado que recibe financiamiento del presupuesto estatal. En dicho informe se detallan los ingresos petroleros obtenidos, la producción nacional de crudo, los volúmenes de exportación y el precio del crudo de exportación.

Durante el ejercicio fiscal 2019, los ingresos petroleros alcanzaron un valor devengado de \$ 2.371,67 millones, con un precio promedio de exportación de crudo de \$56,18 por barril; dentro de los ingresos petroleros, el más relevante proviene de la venta anticipada de petróleo por \$ 798,16 millones (Ministerio de Economía y Finanzas, 2020).

"La Constitución del Ecuador en su artículo 313", el sector petrolero, es uno de los sectores estratégicos del país, por ello la importancia de evaluar la viabilidad para el incremento de la producción petrolera (Asamblea General Constituyente , 2011).

"La Ley de Hidrocarburos es el estatuto específico para el sector petrolero el cual facilitó la creación de la empresa estatal petrolera". En el art. 2 se menciona el contrato de participación que se adapta a los intereses de las partes, además, en el art. 80 indica que

promoverá el desarrollo sustentable, el respeto a la diversidad cultural, la conservación de la biodiversidad y la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas (Secretaría de Hidrocarburos , 2011).

“La Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la pandemia Covid-19”, Registro oficial (R.O.) No. 587, de 29 de noviembre de 2021. (Registro Oficial Tercer Suplemento No.587, 2021) Son reformas al sector de Hidrocarburos para impulsar las inversiones y empleos. El fortalecimiento de la industria traerá consigo el desarrollo económico nacional. Título X.- Reformas a la ley de Hidrocarburos; Art. 131 en vez del Art. 2.- El estado explorará y/o explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las empresas Públicas de Hidrocarburos.

“Decreto Ejecutivo No. 342 de 13 de febrero de 2022”. - Es el Nuevo Reglamento de aplicación de la Ley de Hidrocarburos, da las directrices para planificar, regularizar y administrar las fases de la Industria de los Hidrocarburos en el Ecuador. (Registro Oficial Tercer Suplemento No. 4, 2022)

Art. 1.- Habla de que los hidrocarburos son patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. La Política Nacional de Hidrocarburos: Se sustentará en principios, entre otros:

La producción de los Hidrocarburos se respalda en el desarrollo sustentable y cuidado del medio ambiente.

Artículo No. 2.-El Estado explorará y desarrollará los reservorios, a través de la Empresa Pública y promoverá la inversión nacional y extranjera, en cualquier fase de la industria hidrocarburífera.

Fortalecer la conectividad del sector hidrocarburífero ecuatoriano en el contexto internacional (Secretaría de Hidrocarburos , 2011).

“Tarifa Básica de transporte por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)”. Registro oficial 509 – Suplemento – 14 de junio del 2019. (Registro Oficial Primer Suplemento NO. 509, 2019)

La función ejecutiva ha emitido una disposición que la Agencia de Regulación y Control de Energía de Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR), establezca el costo de cada barril de petróleo crudo, que se aplica a las empresas nacionales y extranjeras que transporten petróleo o ejerzan actividades hidrocarburíferas, en tal virtud se establece la tarifa para el transporte terrestre, por tubería de los hidrocarburos en el SOTE.

“Ley de Gestión Ambiental”. - R.O. No. 418, de 10 de septiembre del 2004.-
Contenidos importantes:

Artículo 1.- Es la norma macro de la política ambiental del Estado Ecuatoriano y corresponde a todos los que ejecutan acciones relacionadas con el ambiente en general.

Artículos 5 y 10.- Determinan las funciones de Autoridades Ambientales, el Ministerio de Minas y Petróleos a través de su Subsecretaría de Protección Ambiental y Dirección Nacional de Protección Ambiental, junto a otras instituciones que forman parte del “Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental”. En el sistema participará la sociedad civil de conformidad con esta ley.

Artículo 12.- Las instituciones del sistema son las responsables de aprobar, regular, exigirel cumplimiento, supervisar y ejecutar acciones de protección y cuidado ambiental que tendrán que contemplar las operadoras petroleras privadas y públicas (Congreso Nacional Ley de gestion Ambiental, 2004).

“Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria (TULAS)”.Decreto Ejecutivo No. 3516. R.O. Edición especial 2, del 31 de marzo del 2003.

El TULAS es el compendio de normas que establece en forma eficaz y eficiente el rol de la autoridad ambiental nacional del Ecuador, garantizando un ambiente sano y ecológicamente equilibrado. (Registro Oficial Edición Especial Decreto Ejecutivo 3516, 2003)

“Reglamento Sustitutivo Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (RAOHE) Decreto Ejecutivo No. 1215”, publicado en el R.O. No 265, del 13 de febrero del 2001, última modificatoria el 29 de septiembre del 2010; en el artículo No. I describe que el reglamento ambiental y las normas técnicas ambientales incorporadas, se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas cercanas, que se llevan a efecto en el país y regula todas las actividades hidrocarburíferas en todas sus fases que competen al petróleo, sus derivados, gas natural y afines,susceptibles de impactos ambientales en áreas de influencia y definida en cada caso por el estudio ambiental respectivo.

“Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica”. R.O. No 245 del 21 de mayo del 2018.

Crea el fondo para el desarrollo sostenible amazónico que se financiará con una asignación equivalente al 4% del precio de venta por cada barril de petróleo que se extraiga de la circunscripción territorial especial amazónico. (Lcdo. Lenin Moreno Garces - Registro Oficial 245, 2018).

3 CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Fuentes de información

Este estudio realiza una investigación exploratoria, que busca determinar la factibilidad de poder potenciar la producción de petróleo en el Ecuador en el periodo que comprende desde el 2022 al 2026. El estudio contiene información de las siguientes fuentes:

- Páginas web de Ministerios de Energía y Minas, Finanzas, Petroecuador, ARCERNNR y Banco Central,
- Plataformas informáticas Online.
- Instituciones Públicas y privadas de petróleo y afines.
- Plataforma de Investigación (ScienceDirect, Google Académico).
- Repositorios de Universidades.
- Blog de información, entrevistas y conferencias digitales especializadas, nacionales y extranjeras.

Además, se preparará una encuesta a expertos petroleros que definirán cual sería la mejor alternativa para llevar a efecto la potenciación de la producción de crudo del Ecuador. Con el resultado de la encuesta se observará la tendencia que es factible a obtener para el incremental de producción petrolera en el quinquenio 2022 – 2026.

3.2 Detalle de las variables de interés

Producción petrolera: se obtiene en función a los barriles que se extraen anualmente de los campos petroleros de la Amazonía.

Exportación de petróleo FOB: Las ventas internacionales de petróleo mediante despacho Spot, contratos a mediano y largo plazo

Exportación de derivados FOB: Las refinerías de la Costa producen derivados que se exportan en el mercado internacional como el Fuel Oil #6 y Gasóleos, que están siendo considerados para las exportaciones futuras.

Inversión de proyectos de Exploración-Producción: Los trabajos de exploración sirven en forma directa para descubrir estructuras de nuevos reservorios en el subsuelo para lo que se requieren estudios de sísmica, geología y perforación, donde una vez que se encuentran pruebas de evidencia de petróleo se realiza las fases de explotación para su

transportación y comercialización al mercado extranjero; estos son los rubros que emplea Petroecuador en la inversión. (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021, pág. 109)

Activos fijos de Exploración-Producción: Los activos fijos para Exploración-Producción, de Petroecuador, son principalmente los equipos que se utilizan para desarrollar nuevos campos, además de maquinarias, reacondicionamiento de pozos, equipos eléctricos, también consisten licencias informáticas, mobiliario y terrenos.

Las cargas de petróleo para las refinerías: Lo proporciona la Gerencia de Exploración – Producción y consiste en el abastecimiento de petróleo producido de los campos de la Amazonia que son bombeados a las refinerías de Shushufindi, Lago Agrio, Esmeraldas y Libertad.

Regalías por exportaciones de petróleo: La ley de Hidrocarburos Art.49, le permite al Estado tener participación de la producción, por lo que se aplica una normativa que para el caso de Petroecuador es el de 18,5% de tener una producción mayor a 60.000 BPPD.

Costos y Gastos administrativos: La Gerencia de Exploración – Producción tiene aproximadamente 3800 trabajadores que tienen egresos en remuneración, cargas sociales, por otra parte, están los pagos por servicios básicos, arrendamiento, servicios de operaciones complementarios, materiales, suministros y gastos financieros.

Tarifa de Transporte de petróleo: La producción de Petroecuador se traslada a los puertos de exportación a través de dos tuberías, la del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP); la primera tubería es propiedad de Petroecuador y la segunda corresponde a la empresa privada y se rigen por tarifas que lo fija la Agencia de Regulación y Control de Energía de Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

Costos Operativos de producción: Los costos de producción se obtienen de dividir la ejecución presupuestaria OPEX para la producción total de los campos petroleros exclusivamente y se tiene una proyección en base a datos del Ministerio de Economía y Finanzas.

Ley 40 Gravamen del 0,05 USD por el transporte de cada Bbl por el SOTE: La ley 40 es un adicional a la tarifa de transporte de crudo por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, se aplica a todo el petróleo de exportación es 0,05 USD por cada barril

de petróleo que se transporte por el SOTE, favorece a las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos.

Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico: El 21 de mayo del 2018 se promulga la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, se crea el Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico (FDSA) y en el Art.59 dispone que se financiara con el 4% de la cotización del barril del crudo marcador WTI que se aplica al volumen de petróleo que se produzca en la Amazonia.

Contratos con Consorcios con financiamiento: Petroecuador tiene 5 contratos con consorcios con financiamiento que se vinculan a trabajos específicos y son varias empresas que producen petróleo y que están presididas por SCHLUMBERGER en los campos Shushufindi – Aguarico, Auca, Edén Yuturi, Pañacocha, Atacapi – Libertador. Estas empresas entregan una producción anual que es contabilizada como producción de PETROECUADOR.

3.3 Operacionalización de las variables

3.3.1 Requisitos técnicos, proyección de Petroecuador EP.

Los incrementales de producción diaria en el año 2022 estimados en el proyecto de Petroecuador, fueron de 122.300 BPPD y en el 2023 de 213.800 BPPD y el 13,78% en el 2024 al 2026. La manera secuencial de donde provendrá la producción de los campos, se resume a continuación:

- Perforación en pozos de campos en desarrollo.
- Perforación de pozos de relleno (in fill) en campos maduros (Sacha). (Italo Cedeno-Gerente General de PetroecuadorEP, 2022)
- Incorporación de gas asociado y líquidos a la producción nacional (Petroecuador EP, 2022) .
- Reactivación de pozos cerrados en campos del nororiente (Petroecuador Ep, 2022b).
- Recuperación avanzada del petróleo (IOR), para mejorar la producción en pozos maduros. (Petroamazonas , 2019)
- Energía.

3.3.2 Requisitos ambientales

La perforación petrolera de Petroecuador en diversos campos y especialmente el campo ITT bloque 43 se desarrollan con altos estándares ambientales, además desde que

iniciaron las intervenciones en este bloque, EP Petroecuador ha efectuado la reforestación de 7,26 hectáreas en áreas intervenidas en actividades constructivas del nororiente y se efectúa monitoreo biológico permanente para evidenciar la salud y constatación de la flora y fauna existente en la zona (Petroamazonas , 2019).

3.4 Metodología específica

Para el análisis de incremento de la producción de petróleo se consideraron 3 alternativas, siendo el año base el 2021 en el cual la producción al 31 de diciembre se estableció en 372.608 barriles, las alternativas se detallan a continuación:

Alternativa A:

Este caso se plantea bajo las condiciones de que la producción se incrementa de manera constante en los próximos 5 años, es decir, que cada año incrementa 40.000 BPPD pasando de 372.608 BPPD en 2021 a 572.608 BPPD en 2026. Con esta alternativa se estima un incremental de 200 mil barriles de petróleo por día (BPPD) en el periodo 2022 – 2026.

Alternativa B:

Es un escenario optimista planteado por PETROECUADOR, institución que pretende pasar de 372.608 BPPD en 2021 a 495.000 BPPD en 2022 y 708.810 BPPD en 2023, para finalmente establecerse en 762.706 BPPD en 2026. Esta alternativa considera un incremental de producción de 400 mil BPPD en el periodo 2022 – 2026 que es la propuesta de proyección de producción de hidrocarburos de la Gerencia de Exploración y Producción, EP Petroecuador.

Alternativa C:

Mantener la producción actual de PETROECUADOR constante, es decir, durante los próximos 5 años la producción se establecerá en 372.608 BPPD cada año. Este es un Estatus quo en el que no se ejecuta ninguna inversión para fines incrementales de producción petrolera en el periodo 2022 – 2026, sin embargo, es necesario realizar el mantenimiento constante de los equipos, de los pozos petroleros, campos y nuevas perforaciones de pozos, para evitar la caída de la producción base.

Actualmente Petroecuador cubre el 79% de la demanda de las necesidades de petróleo y las empresas privadas cubren el diferencial. Los escenarios fueron planteados bajo las expectativas detalladas por PETROECUADOR y la intuición del investigador que

realiza el presente trabajo y se realiza mediante una encuesta/entrevista para determinar el mejor escenario de incremental de producción petrolera.

De manera adicional se realiza un análisis financiero de los escenarios que están afectando al presupuesto de PETROECUADOR al tener que cubrir una deuda que contrajo con empresas asiáticas el Gobierno de Rafael Correa, la que actualmente se encuentra en negociación para extender el plazo de pago acordado hasta 2024 y de esa manera disminuir la cuota que actualmente se paga de forma anual. La información de los estados financieros se extrajo de PETROECUADOR, del Banco Central, del Ministerio de Finanzas y del Ministerio de Energía y Minas e incluso otras fuentes ya mencionadas

Uno de los métodos de investigación es una encuesta/entrevista realizada a 11 expertos del área con la finalidad de identificar el mejor escenario para el incremento de la producción petrolera de manera consciente y realista. La principal plataforma utilizada para las entrevistas fue ZOOM, debido a que las videoconferencias eran lo ideal para este estudio, 9 entrevistas se realizaron bajo este medio, mientras que dos entrevistas restantes se realizaron mediante llamadas telefónicas. Las preguntas se encuentran en el anexo A. El cuestionario está diseñado con el objetivo de que la investigación tenga un respaldo de profesionales petroleros especializados, de tal manera que el instrumento recopile de forma práctica y clara la información. En el análisis, es fundamental efectuar las siguientes consideraciones previas que Petroecuador ha planificado una proyección de hidrocarburos 2022-2026 (Empresa Pública Petroecuador EP, 2022). Proyecta una potenciación de producción de 390.098 BPPD a lo que se agregaría la producción base del 2021 de 372.608 BPPD, dando un total de 762.706 BPPD.

A través de un caso de negocio se busca identificar la mejor alternativa para resolver el problema o para aprovechar una oportunidad empresarial. En un caso de negocio se proponen alternativas las cuales serán evaluadas desde un punto de vista estratégico y financiero una vez que se valoren los avances implementados.

La pertinencia en el planteamiento de alternativas dependerá del entendimiento profundo del problema y oportunidad, así como del conocimiento de los objetivos estratégicos y financieros de la empresa. El desafío es demostrar el valor que generará para el sector hidrocarburífero, la implementación del proyecto de potencialización de la producción de petróleo en el periodo 2022 – 2026, por lo tanto, se valorará los beneficios a obtenerse de la aplicación de la política petrolera por el estado.

Se concluye determinando un flujo de caja donde se estimen ingresos, egresos, costos de exploración – producción y periodo de retorno. El flujo de caja es el flujo de

fondos de efectivo que entra y sale de la caja de una empresa en un plazo definido de tiempo, permite saber si se tiene fondos para pagar las obligaciones para sostener el negocio, no es la rentabilidad. Así mismo se utilizan los indicadores financieros VAN y TIR para determinar el mejor flujo.

VAN. - Es el valor actual neto, indica la factibilidad de un negocio, mide los flujos futuros de ingresos y egresos, descuenta la inversión inicial y calcula si hay una ganancia y si es rentable.

TIR. - Tasa interna de retorno, es el indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión e indica si los capitalistas deben o no invertir en un proyecto. (Perez, 2021)

3.4.1 Caso de Negocio.

El análisis de inversión para aumentar la producción petrolera en Ecuador entre 2022 y 2026 se basa en datos estadísticos de Petroecuador, el plan estratégico empresarial de EP Petroecuador 2021-2025, el informe de rendición de cuentas de EP Petroecuador de 2021 y el Banco Central del Ecuador. Además, se han consultado estudios especializados que permiten conocer las actividades de la empresa estatal. Para entender las dificultades de explorar y explotar los hidrocarburos del Oriente y encontrar opciones para incrementar la producción petrolera de manera fiable, es necesario contar con reservas que respalden dicha acción, especialmente aprovechando el actual aumento de los precios del petróleo WTI.

Para resolver este reto, se realizó una encuesta a tutores, mentores, docentes petroleros y profesionales con experiencia en el sector. A través de este sondeo, se buscó obtener una valoración de potenciación de producción petrolera y, con base en los resultados, sustentar la mejor opción entre tres alternativas planteadas.

4 CAPITULO IV: Resultados

Se realizó una encuesta a un total de 11 expertos, de los cuales el 82% fueron hombres y el 18% mujeres. En cuanto a la formación académica, el 44% de los encuestados contaba con un título de pregrado y el 56% con un título de posgrado. La edad de los expertos osciló entre los 37 y los 75 años, con una edad promedio de 53 años. En términos laborales, el 36% de los expertos trabajaba en relación de dependencia, otro 36% trabajaba de manera independiente y el 27% restante se encontraba jubilado.

Se presentaron un total de tres escenarios. El primero (escenario A) fue elegido por el 45,45% de los encuestados, el segundo (escenario B) fue seleccionado por el 45,45% y, finalmente, el 9,1% seleccionó el escenario C.

En cuanto a los aspectos económicos, los expertos mencionaron lo siguiente:

- El País no cuenta con recursos para invertir en el sector petrolero, requiere de tecnología e inversión extranjera para el Desarrollo de los proyectos. La economía del país depende fundamentalmente de la producción del petróleo, por tal razón es necesario de la inversión extranjera y la aplicación de nuevas tecnologías, para el incremento de su producción en todos los campos. Se necesita de la inversión extranjera para aumentar la producción petrolera, el Ecuador no tiene la capacidad económica, el presupuesto debe ser invertido para el área social, atención médica y educación. Debido a la dificultad de ofrecer un ambiente propicio para inversiones externas, EP Petroecuador tiene capital limitado para invertir.
- Se necesita inversión privada para incrementar la producción, con los constantes cambios del gobierno será difícil conseguir toda la inversión para estar en un escenario B, pero puede ser factible para un escenario A, la guerra de precios de mercado hace que se tomen decisiones erróneas pensando en contratar siempre los más baratos y esto no siempre es lo mejor. Es sumamente complicado, el incremento de producción, hay campos grandes, chiquitos que tienen que estar en constante rehabilitación, el requisito es encontrar campos nuevos, si el gobierno no invierte, habrá huelgas, paros, mantener la producción es dificultoso.

En cuanto a técnicas petroleras mencionaron lo siguiente:

- Se requieren de estudios serios sobre los reservorios de los campos petroleros antiguos que están produciendo mucha agua, además se necesita tecnología para recuperar el petróleo existente en esos campos antiguos, el

ITT tiene petróleo pesado y mucha agua, se necesita mucha tecnología para recuperar la mayor cantidad de petróleo, sin dañar el ambiente.

- Los campos petroleros están en francas declinación, aproximadamente es un 7% anual, se debe incorporar nuevas reservas de nuevos campos y de los actuales incrementar el factor de recobro con tecnología de punta, además de mantener los trabajos de reacondicionamiento e incorporar los cien pozos cerrados. Por la propuesta de la rehabilitación de los pozos cerrados a nivel de todos los campos, así como la perforación de nuevos pozos. Es fundamental realizar el estudio al detalle de cada campo (estudios geológicos, propiedades petrofísicas...etc.). Además, de la elaboración de los modelos estáticos, dinámicos y simulaciones numéricas de yacimiento. Para cumplir con la propuesta del incremento de la producción.
- La inestabilidad, la falta de planificación en ejecución de los proyectos, explotación antitécnica en el ITT, la política de no reponer reservas nuevas. El no desarrollo de nuevos proyectos como Pungarayacu, Bloque offshore, recuperación secundaria y terciaria entre otras son algunas de las causas de no duplicar la producción. Con yacimientos depletados, EP Petroecuador está obligado a explorar nuevas áreas para buscar más reservas, lo que va a tomar un tiempo considerable. Con una buena inversión se contrataría buenos técnicos para el manejo de la producción petrolera. Es decir, tranquilamente Petroecuador podría ejecutar tales trabajos en todos los aspectos.

Transcurrido el año 2022 de que Petroecuador y la Gerencia de Exploración - Producción, propuso el incremental a partir de 2022, en forma escalonada ascendente, se tiene (Ver cuadro No.3 Proyección de hidrocarburos Petroecuador 2022 -2026 (BPPD)).

La proyección quinquenal de Petroecuador es de un potencial de producción de 389.800 BPPD, significa que tiene que tener una planificación que cuente con una base técnica, económica e inversión estatal y/o privada.

El resultado de la encuesta determina que las opciones A y B fueron escogidas por la mayoría de los expertos para el potencial de la producción petrolera de Petroecuador. Las alternativas A y B obtuvieron cada una de las opciones el 45,45% de la preferencia de los encuestados.

La última opción de la indagación a los expertos encuestados es el statu quo. Es decir que se mantenga la producción base de 372.608 BPPD del año 2021 y no se produce

ningún incremental de explotación de petróleo a futuro y tiene el 9,1% de las preferencias de la encuesta. (Petroecuador Ep, 2021)

Todas las tres opciones de mejorar la producción consideran que el Oriente tiene campos maduros y el único en desarrollo es el Ishpingo, Tambacocha – Tiputini (ITT,2016) (Reuters, 2016), esto significa sostener un nivel de mantenimiento que se ha aplicado por mucho tiempo, a pesar de las contingencias que ha tenido Petroecuador y que en un alto grado le ha permitido avanzar lentamente, a pesar de la caída de la producción petrolera.

Para comprender la viabilidad de implementar el presente caso de negocios hasta el año 2026, es necesario conocer los avances que ha logrado Petroecuador hasta la fecha. En este sentido, se presenta un diagnóstico correspondiente al primer bimestre del año 2023.

Cuadro No. 3

Alternativas para potenciar la producción petrolera 2022 - 2026. Datos en barriles de petróleo por día (BPPD)

ESCENARIOS	OPCION 1 MODERADO	OPCION 2 PETROECUADOR	OPCION 3 STATU QUO	PRODUCCION REAL AFINES DE DICIEMBRE BPPD
PROD.BASE 2021	372.608	372.608	372.608	372.608
2022	40.000	122.300	0	375.140
2023	40.000	213.800	0	-
2024	40.000	45.500	0	-
2025	40.000	4.700	0	-
2026	40.000	3.500	0	-
TOTAL	200.000	389.800	0	-

Elaborado: Autor

Fuente: (Petroecuador EP, 2021)

Cuadro No. 4

Producción Petrolera Petroecuador Primer Bimestre 2023.

Meses	Producción media petrolera en BPPD
Enero	396.671
Febrero	359.585
Producción media primer bimestre 2023	378.128

Fuente: (Petroecuadro EP, 2023, pág. 5)

En el 2023 Petroecuador en dos meses elevó el 1,48% de producción y se explica porque a partir del primero de enero del 2023 se ha sumado, a los 22 campos de producción de Petroecuador el bloque 16 y 67 esto significa que hay un incremental 5.520 BPPD.

La Gerencia de Petroecuador tiene planificado el incremental del mega campo Sacha, actualmente reporta 70.000 BPPD y según las autoridades de la empresa estatal podría tener un incremental de 80.000 BPPD en los años 2023 – 2026, pero para ello requerirá una inversión de varios miles de millones de dólares y tecnología.

Con estos resultados de producción las expectativas de potenciar la explotación estatal son mínimas, en esencia la explicación más fiable es que los campos de la Amazonía se mantienen en el escenario de status quo y un leve incremental de producción de petróleo.

Se pone en conocimiento el estudio por el experto Enrique Ramon (Ver Apéndice A - Cuadro No. A2), quien elaboró un análisis sobre reservas petroleras y otro de proyección de explotación del año 2023 al 2028 (Ramon, HISTORIA DE PRODUCCION DE EP PETROECUADOR DEL AÑO 2018 AL 2022 Y PROYECCION DE PRODUCCION DEL AÑO 2023 AL 2028, 2023), donde se llega a explicar que la explotación de petróleo de la Amazonia, a partir del año 2024 cambia de incremental a decremental.

Cuadro No. 5

Producción petrolera Anual Petroecuador 2021-2026 en BPPD

Años	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Petroecuador	373.000	375.000	397.000	393.000	390.000	387.000
INCREMENTAL		2.000	22.000			
DECREMENTAL				-4.000	-3.000	-3.000

Fuente: (Ramon, HISTORIA DE PRODUCCION DE EP PETROECUADOR DEL AÑO 2018 AL 2022 Y PROYECCION DE PRODUCCION DEL AÑO 2023 AL 2028, 2023, pág. 5)

En cuanto al caso de estudio se realizaron dos flujos de caja financieros, uno que no incluye los pagos a las empresas asiáticas (cuadro no.6) y otro que sí incluye los pagos a las empresas asiáticas previstos para los años 2024 y 2025 (cuadro no. 8).

Cuadro No. 6

Flujo de caja con moratoria de preventas petroleras.

Ingreso flujo caja:	2023	2024	2025	2026
Exportación de petróleo FOB USD	4.414.811.975,17	3.665.330.446,00	5.499.666.550,17	5.865.265.646,00
Exportación de derivados FOB	1.181.556.700,00	1.235.304.000,00	1.195.920.700,00	1.195.920.700,00
Inversión proyectos de Exploracion-Produccion	2.524.810.000,00	2.306.370.000,00	1.846.260.000,00	1.846.260.000,00
Activos Fijos para Exploracion-Produccion	9.877.720,88	9.877.720,88	9.877.720,88	9.877.720,88
Carga Refinerías - Valores libro	2.959.832.850,00	2.607.085.000,00	3.665.110.391,67	3.893.624.000,00
Total ingresos de caja	11.090.889.246,05	9.823.967.166,88	12.216.835.362,71	12.810.948.066,88
Egreso de caja				
Regalías por exportaciones de petróleo	1.364.309.292,66	1.160.396.857,51	1.695.483.734,24	1.805.394.584,51
Costos y gastos administrativos	911.344.915,75	892.534.915,75	871.774.915,75	871.774.915,75
Tarifa de transporte (SOTE y OCP)	524.618.881,87	517.515.718,62	557.535.513,15	559.680.440,08
Costos Operativos de producción	1.072.035.800,00	1.053.173.000,00	1.024.878.800,00	1.024.878.800,00
Ley 40 Gravamen de 0,05\$ por el transporte de cada Bbl por el SOTE	3.006.000,00	3.087.500,00	3.023.000,00	3.023.000,00
Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico	370.968.400,00	402.406.400,00	408.694.000,00	414.981.600,00
Contratos de consorcios con financiamiento	1.049.200.000	1.049.200.000	1.049.200.000	1.049.200.000
Preventas de petróleo	0,00	0,00	0,00	0,00
Total egreso de caja	5.295.483.290,28	5.078.314.391,88	5.610.589.963,14	5.728.933.340,34
Flujo del año	5.795.405.955,77	4.745.652.775,00	6.606.245.399,57	7.082.014.726,54

Fuente: (Libertelia, 2017); (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Las siglas VAN corresponden al Valor Actual Neto, mientras que el TIR es la Tasa Interna de Retorno. Ambas fórmulas se relacionan de forma directa con el flujo de caja de los negocios y buscan hacer más preciso el cálculo del tiempo que un negocio tardará en recuperar su inversión inicial (Perez, 2021). La TIR es un indicador de rentabilidades de proyectos o inversiones, de manera que cuanto mayor sea la TIR mayor será la rentabilidad. Realizando el cálculo de la tasa interna de rentabilidad de diferentes proyectos se facilita la toma de decisiones sobre la inversión a realizar (Cigoña).

Después de realizar un análisis de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), se llegó a la conclusión de que ambos flujos son rentables, a pesar de la elevada inversión realizada en 2022. Esto se debe a que se recupera rápidamente dicha inversión, ya que en ambos casos se recupera durante el primer periodo fiscal del proyecto. En este análisis, se utilizó una tasa de interés del 12%, ya que es una tasa referencial comúnmente utilizada en la industria petrolera, según otras tesis. Cabe mencionar que la principal diferencia radica no solo en los pagos a las empresas asiáticas en el flujo, sino que el proyecto indicado en el Cuadro No. 4 tiene un VAN de los \$16.38 mil millones, con una TIR del 3.16%. Esto significa que, por cada dólar invertido, se obtiene un retorno adicional de \$2.16.

Cuadro No. 7

VAN y TIR con alternativa de moratoria de pago de preventas petroleras.

Periodos - años	0	1	2	3	4
Flujo de fondos anual	-1.780.001.814,50	5.795.405.955,77	4.745.652.775,00	6.606.245.399,57	7.082.014.726,54
Saldo actualizado	-1.780.001.814,50	5.174.469.603,37	3.783.205.337,21	4.702.194.987,63	4.500.748.390,25
Saldo actualizado acumulado	-1.780.001.814,50	3.394.467.788,87	7.177.673.126,08	11.879.868.113,70	16.380.616.503,95
TASA	12%				
VAN	16.380.616.503,95				
TIR	3,16				
PR (Periodo de Recuperacion)	0,34				

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Cuadro No. 8

Flujo de caja con ajuste de preventas petroleras cancelación de deuda con empresas asiáticas.

Ingreso flujo caja:	2023	2024	2025	2026
Exportación de petróleo FOB USD	4.414.811.975,17	3.665.330.446,00	5.499.666.550,17	5.865.265.646,00
Exportación de derivados FOB	1.181.556.700,00	1.235.304.000,00	1.195.920.700,00	1.195.920.700,00
Inversión proyectos de Exploracion-Produccion	2.524.810.000,00	2.306.370.000,00	1.846.260.000,00	1.846.260.000,00
Activos Fijos para Exploracion-Produccion	9.877.720,88	9.877.720,88	9.877.720,88	9.877.720,88
Carga Refinerías - Valores libro	2.959.832.850,00	2.607.085.000,00	3.665.110.391,67	3.893.624.000,00
Total ingresos de caja	11.090.889.246,05	9.823.967.166,88	12.216.835.362,71	12.810.948.066,88
Egreso de caja				
Regalías por exportaciones de petróleo	1.364.309.292,66	1.160.396.857,51	1.695.483.734,24	1.805.394.584,51
Costos y gastos administrativos	911.344.915,75	892.534.915,75	871.774.915,75	871.774.915,75
Tarifa de transporte (SOTE y OCP)	524.618.881,87	517.515.718,62	557.535.513,15	559.680.440,08
Costos Operativos de producción	1.072.035.800,00	1.053.173.000,00	1.024.878.800,00	1.024.878.800,00
Ley 40 Gravamen de 0,05\$ por el transporte de cada Bbl por el SOTE	3.006.000,00	3.087.500,00	3.023.000,00	3.023.000,00
Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico	370.968.400,00	402.406.400,00	408.694.000,00	414.981.600,00
Contratos de consorcios con financiamiento	1.049.200.000,00	1.049.200.000,00	1.049.200.000,00	1.049.200.000,00
Preventas de petróleo	0,00	2.979.158.400,00	1.331.530.500,00	0,00
Total egreso de caja	5.295.483.290,28	8.057.472.791,88	6.942.120.463,14	5.728.933.340,34
Flujo del año	5.795.405.955,77	1.766.494.375,00	5.274.714.899,57	7.082.014.726,54

Fuente: (Libertelia, 2017) ; (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

En cuanto al flujo indicado en el cuadro no. 8, el VAN alcanza los \$13.057 millones con una TIR de 2.80%, es decir que por cada dólar invertido tendremos un retorno de \$1.80, este valor parece bajo en comparación a los mencionados anteriormente sin embargo es importante considerar que este flujo incluye altos pagos realizados a las empresas asiáticas que deben realizarse de manera obligatoria puesto que así se establece en los contratos realizados en gobiernos anteriores.

Cuadro No. 9

VAN y TIR con ajuste de preventas petroleras cancelación de deuda con empresas asiáticas.

Periodos - años	0	1	2	3	4
Flujo de fondos anual	-1.780.001.814,50	5.795.405.955,77	1.766.494.375,00	5.274.714.899,57	7.082.014.726,54
Saldo actualizado	-1.780.001.814,50	5.174.469.603,37	1.408.238.500,48	3.754.437.878,36	4.500.748.390,25
Saldo actualizado acumulado	-1.780.001.814,50	3.394.467.788,87	4.802.706.289,35	8.557.144.167,71	13.057.892.557,95
TASA	12%				
VAN	13.057.892.557,95				
TIR	2,80				
PR (Periodo de Recuperacion)	0,34				

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

5 CAPITULO V

5.1 Discusión

El objetivo de este análisis de inversión es identificar las oportunidades para aumentar la producción petrolera en Ecuador en el periodo 2022 – 2026. Para ello, se realizó una encuesta en línea a profesionales especializados en la industria petrolera, mentores y tutores de tesis de ingeniería en petróleos.

El objetivo de la encuesta fue evaluar la percepción de los expertos sobre la facilidad de obtener inversión privada, nacional o extranjera para aumentar la producción petrolera en Ecuador. Para ello, se plantearon los tres escenarios detallados previamente.

Simplificando los resultados del sondeo, los encuestados dieron su opinión y se obtuvo los siguientes resultados: el escenario A y B tuvieron cada una el 45,45% de preferencia, mientras que la alternativa C obtuvo 9,1% de inclinación. Después de examinar la producción petrolera del año 2022 se obtuvo una media de 375.140 barriles de petróleo por día (BPPD). El diagnóstico indica que no hubo crecimiento en la explotación de los campos de la Amazonía, y que la producción se mantuvo prácticamente igual que el 31 de diciembre de 2021, cuando se registraron 372.608 barriles por día.

A pesar de que los encuestados se mostraron optimistas en cuanto al incremental de la producción y de la inversión extranjera, la opción C, que es de cero incremental esta es la realidad que se está observando en la producción de los campos de la Amazonia. Este escenario es contrario a los resultados de la encuesta que se efectuó a los expertos, se tiene incluso que la Gerencia de Petroecuador hablaba de una inversión extranjera de 12.000 millones de dólares en un periodo de 4 años (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022).

La inversión en producción petrolera de EP Petroecuador, ha sido solo estatal y privada muy limitada, se remonta a 2012, es la inversión a través de contratos con consorcios con financiamiento, en cinco activos petroleros importantes de la Amazonia, son campos maduros y no se tratan de nuevos descubrimientos.

Los obstáculos para crecer la producción pueden ser, la Legislación Petrolera, los frecuentes cambios de las altas autoridades en los ámbitos del petróleo, los directivos no son expertos de la materia de petróleo, el riesgo país y corrupción de las autoridades petroleras.

Por lo tanto, recopilando la información de cómo se afecta a la inversión en exploración – producción de Petroecuador se precisa:

1. La falta de inversión extranjera en proyectos de exploración producción y recuperación avanzada del petróleo.
2. Implementar la producción del mega campo Sacha hasta optimizar la explotación a 150.000 BPPD; la producción actual es de 70.000 BPPD (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022).

5.2 Conclusiones

El respaldo de los flujos de caja se sustenta en el estudio de la empresa Petroecuador que produjo 375.140 BPPD en el año 2022; en la Proforma Presupuestaria Anual está considerada de 430.657 BPPD, en el 2023 esto se considera beneficioso por el aumento producción del bloque 16 y 67 de 13.500 BPPD y la nueva producción del campo Ishpingo, este trabajo de tesis acoge la producción del 2023 que ha realizado el Ministerio de Energía y Minas, ya que considera una producción diaria de 430.657 BPPD y se acoge esta estimación hasta el año 2024 – 2026. Como plan de optimizar la producción, se deberá sumar una nueva producción de un incremental del campo Sacha bloque 60 en conocimiento de que la producción del campo Ishpingo no es óptima.

Petroecuador debe definir de forma urgente la solución para obtener más inversión en proyectos de Exploración – Producción y Recuperación mejorada del petróleo para aumentar por lo menos el triple del actual monto de inversión de 1.780.001.814,50 USD anuales en el 2022 en inversión estatal.

Para hacer el flujo de caja del periodo 2023 – 2026 se debe incrementar la producción del bloque 31 y 67 de Repsol, y las potenciaciones futuras del Bloque ITT.

La cotización futuros del petróleo marcador WTI 2023 – 2026, los pronósticos son de bajos precios y por lo tanto para poder pagar la deuda con las empresas Asiáticas, se tendrá que aumentar los volúmenes de barriles de entrega de exportación FOB: ídem los pagos a los consorcios con financiamiento.

Recapitulando desde 1972, el barril de petróleo que costaba 2,34 USD/el Bbl, el petróleo ha servido para financiar en el Ecuador un 43 a 66% el Presupuesto General del Estado (PGE) (Guaranda, 2021).

En la proforma presupuestaria del 2023 se ha considerado el precio del crudo marcador WTI para exportación FOB de petróleo de 64,84 USD, paralelamente se obtuvo una cotización futura del crudo WTI del 2023 – 2026.

Cuadro No. 10

Cotización futura anual petróleo marcador WTI.

Años	Cotización futura promedial anual USD/ Bbl
2023	54,57
2024	47,56
2025	65,96
2026	69,74

Fuente: (WSJ Market, 2022)

Sobre esta base es fundamental considerar que el presupuesto del Estado no puede tener un precio del petróleo de exportación FOB mayor al que se cotiza en los futuros anuales del petróleo WTI (NYMEX – New York Mercantile Exchange), porque de lo contrario el Estado estaría desfinanciado por la falta de aporte de ingresos petroleros (WSJ Market, 2022).

5.3 Recomendaciones

1. Que la Gerencia de Petroecuador, ponga en práctica un control de los justificativos de los gastos en las fases de Exploración – Producción y Recuperación avanzada de petróleo desde la perspectiva financiera para justificar la operación de campos y la inversión en tecnologías y posibles futuras asociaciones con empresas multinacionales petroleras.

6 Bibliografía

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2020). *Reporte de Producción de Petróleo mensual enero - febrero (2021 - 2022)*. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/biblioteca/>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2022). *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/biblioteca/>
- Amtex ec. (Junio de 2022). *PETROECUADOR EP / Homenaje al Ing. Ítalo Cedeño - Gerente General*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=djQ2OwUlnu4>
- Argoti, L. Y. (2018). *Repercusión de los ingresos petroleros en un marco de escasez y bonanza en el Presupuesto General del Estado Ecuatoriano período 2007- 2016*. Obtenido de <https://repositorio.uta.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/28629/1/T4343e.pdf>
- Arroyo, A. P., & Cossío, F. M. (2015). Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo.
- Asamblea General Constituyente . (Julio de 2011). *Constitucion De La Republica Del Ecuador*. Obtenido de https://www.oas.org/juridico/pdfs/mesicic4_ecu_const.pdf
- Banco Central . (Enero de 2023). *INFORMACIÓN ESTADÍSTICA MENSUAL NO. 2051 - ENERO 2023*. Obtenido de ESTADÍSTICAS DEL SECTOR REAL - 4.1.2a Exportaciones de Petróleo de EP Petroecuador (Por tipo de Crudo): <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/Indices/m2051012023.html>
- Banco Central del Ecuador. (Diciembre de 2022). *INFORMACIÓN ESTADÍSTICA MENSUAL NO. 2048 - Enero - Diciembre 2022*. Obtenido de Exportaciones de Petróleo Crudo, por Cuenta: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/Indices/m2048102022.html>
- Barahona, P., & Garnica, S. (Septiembre de 2009). *ESTUDIO Y PROPUESTA DE PERFORACIÓN HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA* . Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1768/1/CD-2373.pdf>
- Bilbao, J. (2017). *Modelo económico del contrato de prestación de servicios petroleros en el Ecuador: análisis y reflexiones (2011-2019) Estudio de caso: Bloque Tarapoa*. Obtenido de <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/14067?show=full>

- Calvopiña, C., & Palma, M. (2012). *Estudio tecnico economico para incrementar la produccion de petroleo en el campo Yuca* . Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4576>
- Campoverde, R. (2021). *Proyecyo Integrador Caso de negocio*. Espiritu Santo.
- Carbajal et al. (30 de junio de 2020). *Evaluacion Económica de Inversión de Pozos Petroleros en Etapa de Desarrollo Mediante Opciones Reales*. Obtenido de <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/653411>
- CELEC EP . (16 de Marzo de 2022). *La Central Cuyabeno en el campo petrolero Bloque-58 inicia su operación comercial con crudo residual 4-marzo-2022*. Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/sala-de-prensa-2/noticias/715-la-central-cuyabeno-en-el-campo-petrolero-bloque-58-inicia-su-operacion-comercial-con-crudo-residual-4-marzo-2022>
- Ceron, I. (2022). *Estatus de la produccion de petroleo enero- agosto 2022 - Gerencia de exploracion y produccion* . Quito.
- Cigoña, J. R. (s.f.). *Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es y cómo se calcula?* Obtenido de <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>
- Congreso Nacional Ley de gestion Ambiental. (Agosto de 2004). *Ley de gestion Ambiental*. Obtenido de <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/LEY-DE-GESTION-AMBIENTAL.pdf>
- Cueva, S., & Ortiz, M. (2013). *Ingresos fiscales por explotacion de hidrocarburos en Ecuador*. Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Ingresos-fiscales-por-explotaci%C3%B3n-de-hidrocarburos-en-Ecuador.pdf>
- Diario Correo. (2021). *Petroecuador y Celec inauguran una central eléctrica con gas asociado, para la Refinería de Shushufindi*. Obtenido de <https://diariocorreo.com.ec/60010/nacional/petroecuador-y-celec-inauguran-una-central-electrica-con-gas-asociado-para-la-refineria-de-shushufindi>
- Diario Expreso. (01 de enero de 2023). *Los bloques 16 y 67 pasaron a manos de Petroecuador este 31 de diciembre de 2022*. Obtenido de Expreso: <https://www.expreso.ec/actualidad/economia/bloques-16-67-pasaron-manos-petroecuador-31-diciembre-2022-145741.html>

- Diario Expreso. (1 de Enero de 2023). *Los bloques 16 y 67 pasaron a manos de Petroecuador este 31 de diciembre de 2022*. Obtenido de <https://www.expreso.ec/actualidad/economia/bloques-16-67-pasaron-manos-petroecuador-31-diciembre-2022-145741.html>
- Diehl et al . (Octubre de 2019). *10% increase in oil production through a field applied APC in a Petrobras ultra-deepwater well*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2019.104108>
- EFE. (05 de Octubre de 2022). *El precio del petróleo WTI sube a USD 87 tras recorte de OPEP*. Obtenido de Primicias: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/wti-sube-oppep-recorte/>
- El Oriente. (Julio de 2022). *Petroecuador suma más de 2.150 barriles del campo Pucuna en Orellana*. Obtenido de <https://www.eloriente.com/articulo/petroecuador-suma-mas-de-2-150-barriles-del-campo-pucuna-en-orellana/36858>
- El Universo. (Mayo de 2022). *Petroecuador incorpora a su producción 3.362 barriles del pozo Shushufindi 231*. Obtenido de <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/mas-produccion-de-crudo-en-el-campo-shushufindi-anuncia-petroecuador-nota/>
- Empresa Pública Petroecuador EP. (2022). *Rehabilitación de los primeros 100 pozos cerrados*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12636>
- Estrada, G. O. (junio de 2011). *DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO APLICANDO TECNOLOGÍA DE NUEVA GENERACIÓN*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3931/1/CD-3641.pdf>
- Flores, J. (2019). *Rejuvenecimiento de campos maduros aplicando alternativas tecnológicas*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2019/175344.pdf>
- Fundacion Ciudadanía y Desarrollo. (Mayo de 2021). *Ingresos petroleros en Ecuador: ¿Puede seguir el país sosteniendo su economía en el crudo?* Obtenido de <https://www.ciudadaniaydesarrollo.org/2021/05/26/ingresos-petroleros-en-ecuador-puede-seguir-el-pais-sosteniendo-su-economia-en-el-crudo/>
- Gerencia de Exploracion y Produccion EP Petroecuador. (marzo de 2022). *Reporte Ejecucion Presupuestaria de egresos e ingresos*, Video. Obtenido de <https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/2022/febrero/soportes/Reporte-Ejecucion-Presupuestaria.pdf>

- Gerencia Petroecuador EP. (Marzo de 2022). *Reporte Ejecucion Presupuestaria de egresos e ingresos 2021*. Obtenido de <https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/2022/febrero/soportes/Reporte-Ejecucion-Presupuestaria.pdf>
- González, S., & Gutierrez, R. (2015). *Análisis comparativo de las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shushufindi del centro oriente ecuatoriano para definir los parámetros óptimos del proceso de perforación*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10822>
- Guaranda, W. (2021). *Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.inredh.org/archivos/pdf/boletin_petroleo_apuntes.pdf
- Hurtado, E. A., & Hidalgo, M. I. (2004). *Análisis Técnico-Económico De La Perforación Direccional De Un Pozo En El Campo Atacapi*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/44117>
- Ibarra, A. Y., & Flores, F. C. (2017). *Contratos de riesgo de petróleo, patrones conducta y desempeño de empresas: Análisis de panel de datos. Contaduría y Administración, 62 (2017), 1523 -1537*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.cya.2017.09.004>
- Ítalo Cedeño-Gerente General de PetroecuadorEP. (2022). *Entrevista Gerente General EP Petroecuador, Ítalo Cedeño en el programa Vera a su manera*. Obtenido de <https://youtube.com/watch?v=YGHTLFoS4KI&feature=share>
- Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador. (enero de 2022). *CPE Ítalo Cedeño, Gerente General de Petro Ecuador-Entrevista en el programa "Vera a su manera"*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=YGHTLFoS4KI>
- Jiménez, R., & Paredes, P. (2017). *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*.
- Lcdo. Lenin Moreno Garces - Registro Oficial 245. (Mayo de 2018). *Ley Organica Para La Planificacion Integral De La Circunscripcion Territorial Especial Amazonica*.
- Lemos, B. (2017). *Análisis de la tendencia del precio del barril del marcador del crudo Ecuatoriano West Texas*.

- Ley 40-Ley de Creación de Rentas Sustitutivas. (3 de Mayo de 1984). *Decreto Legislativo 162, publicado en el Registro Oficial 736*. Obtenido de <https://vlex.ec/vid/ley-40-ley-creacion-645314033>
- Ley de Hidrocarburos - Art. 49. (1978). Obtenido de <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/05/Ley-de-Hidrocarburos-1978.pdf>
- Libertelia. (2017). *Como hacer y analizar un flujo de caja en excel | Emprende | Libertelia*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=5YGu1eyplbA>
- Lozada, A. L. (2009). *Incrementar la producción en pozos fracturados campo Palo Azul, reservorio Hollin*.
- Ministerio de Economía y Finanzas . (2022). *INFORME ANUAL DE EJECUCION PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO 2021*. Obtenido de https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/03/Informe-Ejecucion-PGE_2021_VF31032022.pdf
- Ministerio de Economía y Finanzas. (2020). Presupuesto General del Estado.
- Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado. (2023). *Justificativo proforma Presupuesto General del Estado 2023*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbhhttps://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/11/Anexo-1_Justificativo-Proforma-2023.pdf
- Molina, D., & Cañete, R. (Septiembre de 2014). *MODELO DE CONTROL DE COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA LOS CAMPOS CUYABENO - VHR DE LA PETROAMAZONAS EP*. Obtenido de <https://repositorio.uisrael.edu.ec/bitstream/47000/992/1/UISRAEL%20-%20EC%20ADME%20-%20378.242%20-%20158.pdf>
- Mónica Orozco - Primicias. (2022). *Schlumberger se lleva la mejor tajada en cinco contratos petroleros*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/en-exclusiva/schlumberger-contratos-petroecuador-ecuador/>
- Orna, P. (2011). *ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE EP-PETROECUADOR AL SNI* . Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/3996?mode=full>
- Orozco, M. (15 de septiembre de 2022). *Ecuador venderá otros 28 millones de barriles de petróleo a China*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/petroleo-ecuador-china-petrochina-contratos/>

Perez, A. (Abril de 2021). *VAN y TIR, dos herramientas para la viabilidad y rentabilidad de una inversión*. Obtenido de <https://www.obsbusiness.school/blog/van-y-tir-dos-herramientas-para-la-viabilidad-y-rentabilidad-de-una-inversion#:~:text=Las%20siglas%20VAN%20corresponden%20al,en%20recuperar%20su%20inversi%C3%B3n%20inicial.>

Petroamazonas . (2019). *Reporte Gerencial 2019*.

Petroamazonas EP. (Febrero de 2020). *REPORTE GERENCIAL 2019*. Obtenido de <https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/cuentas/2020/Informe%20de%20Rendici%C3%B3n%20de%20Cuentas%20PAM%202020.pdf>

Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre. (2022). *Informe estadístico Enero - diciembre 2022*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/01/INFORME-ESTADISTICO-DICIEMBRE-2022.pdf>

Petroecuador EP - Presupuestos. (Enero de 2022). *Información sobre el presupuesto anual*. Obtenido de https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/lotaip/transparencia_2022.html

Petroecuador EP. (Septiembre de 2020). *Arrancan trabajos de perforación en el campo Parahuacu, provincia de Sucumbíos*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=13231>

Petroecuador EP. (Agosto de 2020). *Arrancan trabajos de perforación en el campo Vinita, provincia de Sucumbíos*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=13035>

Petroecuador Ep. (2021). *INFORME ESTADÍSTICO ENERO - DICIEMBRE 2021*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/03/INFORME-ESTADISTICO-ENERO-DICIEMBRE-2021.pdf>

Petroecuador EP. (2021). *INFORME RENDICIÓN DE CUENTAS 2021*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/03/23.03.2022-INFORME-RENDICION-DE-CUENTAS-2021.pdf>

Petroecuador EP. (Febrero de 2022). *EP Petroecuador inició la campaña de perforación en Coca Payamino, Orellana*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12199>

- Petroecuador EP. (2022). *Inversion Gas Asociado*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Nota-Boleti%CC%81n-Inversio%CC%81n-Gas-Asociado.pdf>
- Petroecuador Ep. (2022b). *Inversión Pozos Cerrados* . Obtenido de . <https://www.eppetroecuador.ec/wp->
- Petroecuador EP Enero - Diciembre. (Diciembre de 2022). *INFORME ESTADÍSTICO ENERO - DICIEMBRE*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/01/INFORME-ESTADISTICO-DICIEMBRE-2022.pdf>
- Petroecuadro EP. (2023). *Informe estadístico enero - febrero*. Obtenido de <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/INFORME-ESTADISTICO-FEBRERO-2023.pdf>
- Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR . (Marzo de 2021). *Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR 2021-2025*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/07/Plan-Estrategico-Empresarial-2021-2025-APROBADO.pdf>
- Presidente Constitucional de la Republica del Ecuador . (2010). *Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas*.
- Primicias Ec. (20 de Junio de 2022). *Petroecuador acelera renegociación de las dos preventas con Petrochina*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/petroecuador-renegociacion-petrochina-preventas/>
- Ramon, E. (20 de julio de 2022). Conferencia virtual Analisis de produccion y potencial de campos en el Ecuador . Otawa, Canadá.
- Ramon, E. (2023). *HISTORIA DE PRODUCCION DE EP PETROECUADOR DEL AÑO 2018 AL 2022 Y PROYECCION DE PRODUCCION DEL AÑO 2023 AL 2028*. Quito.
- Registro Oficial - Segundo Suplemento No. 599. (16 de Diciembre de 2021). *Registro Oficial - Segundo Suplemento No. 599*. Obtenido de <https://www.registroficial.gob.ec/index.php/registro-oficial-web/publicaciones/suplementos/item/15883-segundo-suplemento-al-registro-oficial-no-599>

Registro Oficial Edición Especial Decreto Ejecutivo 3516. (31 de Marzo de 2003). *TEXTO UNIFICADO DE LEGISLACION SECUNDARIA DE MEDIO AMBIENTE*. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/DECRETO%20EJECUTIVO%203516%20-%20TULSMA.pdf

Registro Oficial Primer Suplemento NO. 509. (14 de Junio de 2019). *Tarifa Básica de transporte por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano* . Obtenido de https://www.registroficial.gob.ec/index.php/registro-oficial-web/publicaciones/suplementos/item/11740-suplemento-al-registro-oficial-no-509

Registro Oficial Tercer Suplemento No. 4. (16 de Febrero de 2022). *Decreto Ejecutivo No.342-2022 – Reglamento de aplicación de la Ley de Hidrocarburos*. Obtenido de https://www.fielweb.com/App_Themes/InformacionInteres/Decreto_Ejecutivo_No._342.pdf

Registro Oficial Tercer Suplemento No.587. (29 de Noviembre de 2021). *TERCER SUPLEMENTO NO. 587 LEY ORGÁNICA PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOSTENIBILIDAD FISCAL TRAS LA PANDEMIA COVID-19*. Obtenido de http://esacc.corteconstitucional.gob.ec/storage/api/v1/10_DWL_FL/eyJYXJwZXRhJm8iLCJ1dWlkIjoim2E4YTNiNTktNzQ0My00ZmU0LWFIMmMtOWZjNjJjODI1MDhknBkZiJ9

Reuters. (septiembre de 2016). *Ecuador inicia fase de producción en polémico bloque petrolero ITT*. Obtenido de Reuters: https://www.reuters.com/article/petroleo-ecuador-yasuni-idLTAKCN11D2J2

Sapag, N. (2011). *Proyectos de Inversion Formulación y Evaluación*. Pearson Educación.

Secretaría de Hidrocarburos . (Noviembre de 2011). *Ley de Hidrocarburos* . Obtenido de http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/NORMATIVA_HIDROCARBURIFERA.pdf

Torres, W. (Abril de 2022). *Arranca la producción de petróleo en el campo Ishpingo, en el ITT*. Obtenido de https://www.primicias.ec/noticias/economia/produccion-petroleo-campo-ishpingo-itt/

Tv Legislativa. (2022). *Gerente General de Petroecuador - Ítalo Cedeño - Sesión 759 - Informe a la Asamblea Nacional sobre rotura de los Oleoductos y costos de reparación*. Obtenido de https://www.youtube.com/watch?v=FjckitZu8vc

Vallejo, K. (27 de Mayo de 2019). *Optimización de tiempos de reacondicionamiento mediante la gestión por procesos y mejora continua*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20238>

Vera, C. (2022). *CPE Ítalo Cedeño, Gerente General de Petroecuador - Entrevista en el programa "Vera a su manera"*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=M20ML6bvakU>

WSJ Market. (2022). *Crude Oil WTI (NYM \$/bbl) Front Month*. Obtenido de <https://www.wsj.com/market-data/quotes/futures/CRUDE%20OIL%20-%20ELECTRONIC/contracts>

7 CAPITULO VII: APENDICES

Apéndice A - Consideraciones para la construcción del caso de negocio	1
Apéndice B - Ingresos de flujo de caja	5
Apéndice C - Ingresos por exportaciones FOB de Petróleo 2022	6
Apéndice D - Exportaciones de derivados 2022	13
Apéndice E - Inversiones proyectos de Exploración – Producción.	15
Apéndice F - Activos Fijos para Exploración – Producción.	16
Apéndice G - Cargas en Refinerías Valores libro en USD 2022.	18
Apéndice H- Egresos de flujo caja	20
Apéndice I- Costos y Gastos administrativos de Exploración – Producción.	22
Apéndice J- Transporte de petróleo por el SOTE y OCP con fines de exportación FOB crudo Oriente y Napo.	24
Apéndice K- Costos Operativos de Producción y proyección periodo 2023 -2026.	28
Apéndice L- Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico (FDSA) 2022 y proyección para el periodo 2023 – 2026	30
Apéndice M- Contratos de Consorcios con financiamiento periodo 2022 – 2026.	33
Apéndice N- Preventas petroleras con empresas asiáticas.	37

Apéndice A - Consideraciones para la construcción del caso de negocio

El problema de los campos petroleros del Oriente es que son pozos de campos maduros que tienen de 40 a 50 años de producción continua y que están en franca declinación.

1.- Las reservas de petróleo a diciembre del 2019 son de 34.110 millones de barriles (Bbls).

2.- La producción acumulada de petróleo a diciembre del 2021 es de 5.412 millones Bbls.

3.- El factor de recobro hasta diciembre del 2021 de los reservorios es de: 16%, (Ramon, Conferencia virtual Analisis de produccion y potencial de campos en el Ecuador , 2022).

Evolución de la producción del petróleo de Petroecuador del año 2010 – 2022, se presenta seguidamente:

Cuadro No. A1

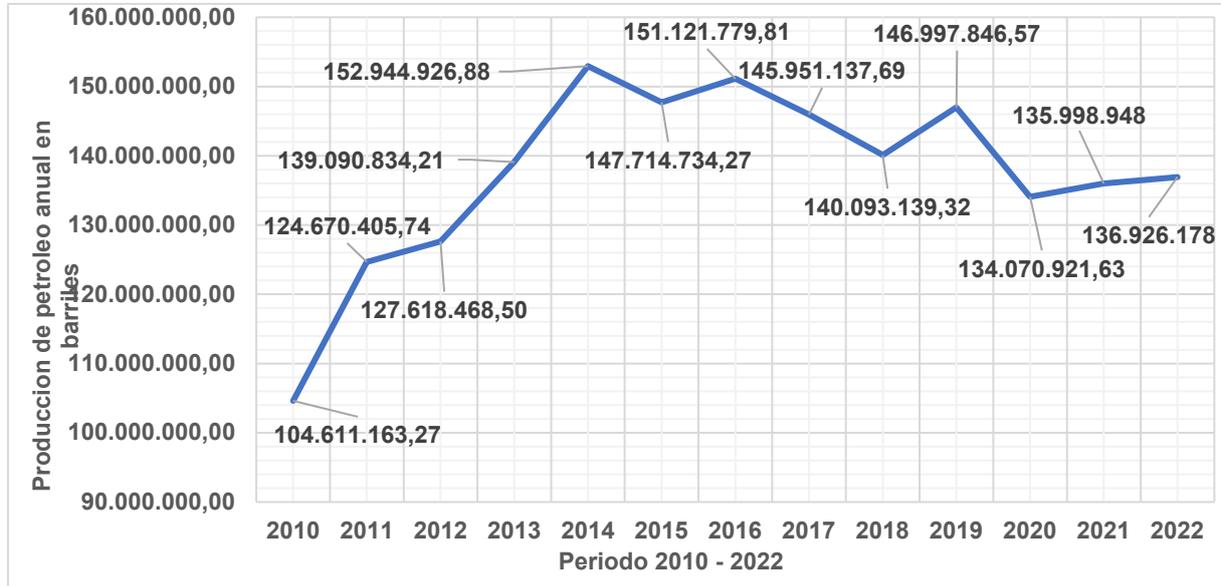
Producción Petróleo Petroecuador EP (Bbls)

Años	Producción de Petróleo
2010	104.611.163,27
2011	124.670.405,74
2012	127.618.468,50
2013	139.090.834,21
2014	152.944.926,88
2015	147.714.734,27
2016	151.121.779,81
2017	145.951.137,69
2018	140.093.139,32
2019	146.997.846,57
2020	134.070.921,63
2021	135.998.948,00
2022	136.926.178,00

Elaborado: Autor Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2022) ARCERNNR.

Ilustración No. A1

Producción de Petróleo de activos de Petroecuador EP.



Elaborado: Autor Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2022)

En el gráfico No. A1, se identifican las fluctuaciones de la producción petrolera de Petroecuador EP:

- Crece desde el 2010 al 2014
- Crece muy levemente 2016,2019,2021, 2022;
- Decrece en 2015; entre el 2017 al 2018 y el 2020.

Entre 2021 y 2022 no hay decrecimiento de producción de petróleo (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2022)

Un objetivo que es indispensable analizar en la explotación petrolera es el evitar la caída de la producción que se presenta desde el año 2014, por lo que se requiere una inversión en importantes trabajos de mantenimiento que hagan posible el cambio y la subida de la producción y esto debe ser necesario para los cinco años que comprenden el periodo 2022 al 2026, esta condición es esencial para los tres escenarios del presente caso de negocios, por lo que la inversión estatal y/o extranjera deben estar guiadas hacia las siguientes actividades (upstream):

- Rubro1.- Perforaciones de desarrollo.
- Rubro 2.- Centrales de procesamiento de fluidos de producción (facilidades de superficie de producción petrolera).

- Rubro 3.- Reacondicionamiento de pozos (Workover)
- Rubro 4.- Recuperación avanzada de petróleo (IOR).
- Rubro 5.- Energía eléctrica.

La Empresa estatal Petroecuador tiene el respaldo de los reportes oficiales de reservas de petróleo insitu, además se han hecho estudios de las reservas de todas las áreas petroleras del Oriente que están distribuidas en activos petroleros como se detalla a continuación en el cuadro No. A2:

Cuadro No. A2

Reservas de Petroecuador por activos y factor de recobro.

ACTIVO	PETROLEO ORIGINAL POES DIC 2019	PRODUCCION ACUMULADA DIC 2021 MBN	FACTOR RECUPERACION A DIC 2021 (%)	API
BLOQUE 43: ACTIVO ITT	6.547	107	2	14,1
BLOQUE 57: ACTIVO SHUSHUFUNDI	5.997	1.440	24	27,3
BLOQUE :61 ACTIVO AUCA	5.649	703	12	25,6
BLOQUE 60: ACTIVO SACHA	5.158	1.041	20	26,6
BLOQUE: ACTIVO LIBERTADOR	2.460	481	20	29
BLOQUE 15: ACTVO INDILLANA	1.681	299	18	21,8
BLOQUE 56: ACTIVO LAGO AGRIO	1.440	266	18	36,4
BLOQUE 12: ACTIVO EDEN YUTURI	1.342	337	25	19,8
BLOQUE 58: ACTIVO CUYABENO	1.326	237	18	27,2
BLOQUE 7: ACTIVO COCA-PAYAMINO	1.007	210	21	22,4
BLOQUE 18: ACTIVO PALO AZUL	604	151	25	26,8
BLOQUE 21: ACTIVO YURALPA	484	56	12	14,3
BLOQUE31: ACTIVO APAIKA	210	23	11	18
BLOQUE 49: BERMEJO	205	61	30	36,4
TOTAL EMPRESA PUBLICA	34.110	5.412	16	23,8

Fuente: (Ramon, Conferencia virtual Analisis de produccion y potencial de campos en el Ecuador , 2022) Datos en millones de barriles (MBN)

La justificación del incremento de producción mediante perforaciones de desarrollo se sustenta en las reservas de los campos del Oriente y Petroecuador ha emprendido en el periodo de enero a diciembre del 2022 y ha perforado 117 pozos para evitar la declinación rápida de la producción en los siguientes activos:

ITT, Auca, Sacha, Coca, Shushufindi, Cuyabeno, Palo azul, Lago Agrio y Libertador.

Los datos estadísticos de perforación de Petroecuador EP obtenidos del año 2022 y estudiando repositorios de Universidades y Politécnicas de tesis de economía e ingeniería de petróleos, ha facilitado calcular los costos que se incurren en la inversión en perforación, son 524.955.839 USD (Ver cuadro No. A3). (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022).

Cuadro No. A3

Costos de perforación en USD en Activos de Petroecuador EP 2022.

Bloque/ activo	Campo	COSTO DOLARES	Nº DE POZOS (ENE-DICI)	COSTOS PERFORAC POR CAMPO
43	ITT ¹ - <u>ISHPINGO- TAMBOCOCHA – TIPUTINI -IMUYA</u>	5.275.000,00	28	145.302.273
61	<u>AUCA² -CULEBRA – YULEBRA - YUCA- TORTUGA- ARMADILLO- CONONACO - CHONTA</u>	4.003.994,00	19	76.075.886
60	<u>SACHA³</u>	5.240.703,00	18	94.332.654
7-21	<u>COCA⁴ - PAYAMINO, YURALPA - OSO - GASELA</u>	4.857.142,86	17	81.688.312
57	<u>SHUSHUFINDI⁵ -AGUARICO – DRAGO - COBRA</u>	4.519.824,00	13	57.853.747
58-59	<u>CUYABENO⁶ -TIPIHCA - SANSAHUARI – VINITA-VHR</u>	3.091.525,88	10	32.320.498
44	<u>PALO AZUL⁷- PUCUNA - PATA</u>	1.198.835,00	7	8.391.845
56	<u>LAGO AGRIO⁸ - PARAHUACO GUANTA-DURENO - BERMEJO</u>	3.095.233,00	1	3.095.233
57	<u>LIBERTADOR-ATACAPI⁹-SECOYA- PACAYACU</u>	3.078.742,00	1	3.078.742
TOTALES COSTOS DE PERFORACION 2022			117	524.955.839

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022)+ Nueve trabajos investigación

Cuadro No. A4

Proyección de perforación de pozos 2023 -2026

Años	Pozos a perforar anuales	Reacondicionamiento de pozos anuales
2.022	117	643
2.023	128	643
2.024	115	643
2.025	108	643
2.026	108	643

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Es esencial que los trabajos de reacondicionamiento no se reduzcan de los 643 trabajos anuales.

¹ Parámetros campo ITT (Torres, 2022)

² Parámetros campo Auca (González & Gutierrez, 2015)

³ Parámetros campo Sacha (Barahona & Garnica, 2009)

⁴ Parámetros campo Coca (Petroecuador EP, 2022)

⁵ Parámetros campo Shushufindi (El Universo, 2022)

⁶ Parámetros campo Cuyabeno (Petroecuador EP, 2020); (Molina & Cañete, 2014)

⁷ Parámetros campo Palo Azul (El Oriente, 2022)

⁸ Parámetros de campo Lago Agrio (Petroecuador EP, 2020)

⁹ Parámetros de campo Atacapi (Hurtado & Hidalgo, 2004)

Apéndice B - Ingresos de flujo de caja

El estudio de los ingresos de flujo de caja se fundamenta en cinco ítems que son los siguientes:

Cuadro No. B.1

Ingresos de flujo de caja 2022

Ingreso caja:	2022
Exportación de petróleo FOB	8.653.566.941,48
Exportación de derivados FOB	1.061.967.918,00
Inversión proyectos de Exploración-Producción	1.780.001.814,50
Activos Fijos para Exploración-Producción	8.924.652,90
Carga Refinerías - Valores libro	4.933.126.927,43
Total ingresos de caja	16.437.588.254,31

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

El método consiste en determinar cuánto significa las exportaciones de petróleo y de derivados, la inversión proyectos de Exploración – Producción y las Cargas de refinerías – Valor libro en los años 2022 – 2026 que se lo va a correlacionar en la discusión del caso de negocio.

Apéndice C - Ingresos por exportaciones FOB de Petróleo 2022

Las cifras en dólares por exportación de petróleo del año 2022 según datos del Banco Central son de 8.653.566.941,48 USD (52,64% de ingresos).

Cuadro No. C1

Exportaciones de petróleo en barriles y USD 2022 Petroecuador EP.

MESES	TOTAL EXPORTACION FOB 2022 Bbls	Cotización marcador WTI USD/Bbls 2022	TOTAL EXPORTACION FOB USD 2022
Enero	7.891.064	77,63	612.579.506,50
Febrero	7.519.727	84,67	636.658.648,40
Marzo	8.192.643	100,38	822.405.892,29
Abril	8.576.601	94,71	812.255.819,34
Mayo	7.859.474	101,32	796.302.149,96
Junio	8.681.191	104,40	906.323.912,25
Julio	8.300.070	87,47	726.001.254,67
Agosto	8.326.973	83,28	693.485.520,74
Septiembre	7.593.093	77,61	589.263.236,00
Octubre	8.759.652	80,52	705.313.202,82
Noviembre	8.745.089	75,37	659.084.914,63
Diciembre	10.026.510	69,21	693.892.883,81
TOTAL	100.472.086		8.653.566.941,48

Fuente: (Banco Central , 2023)

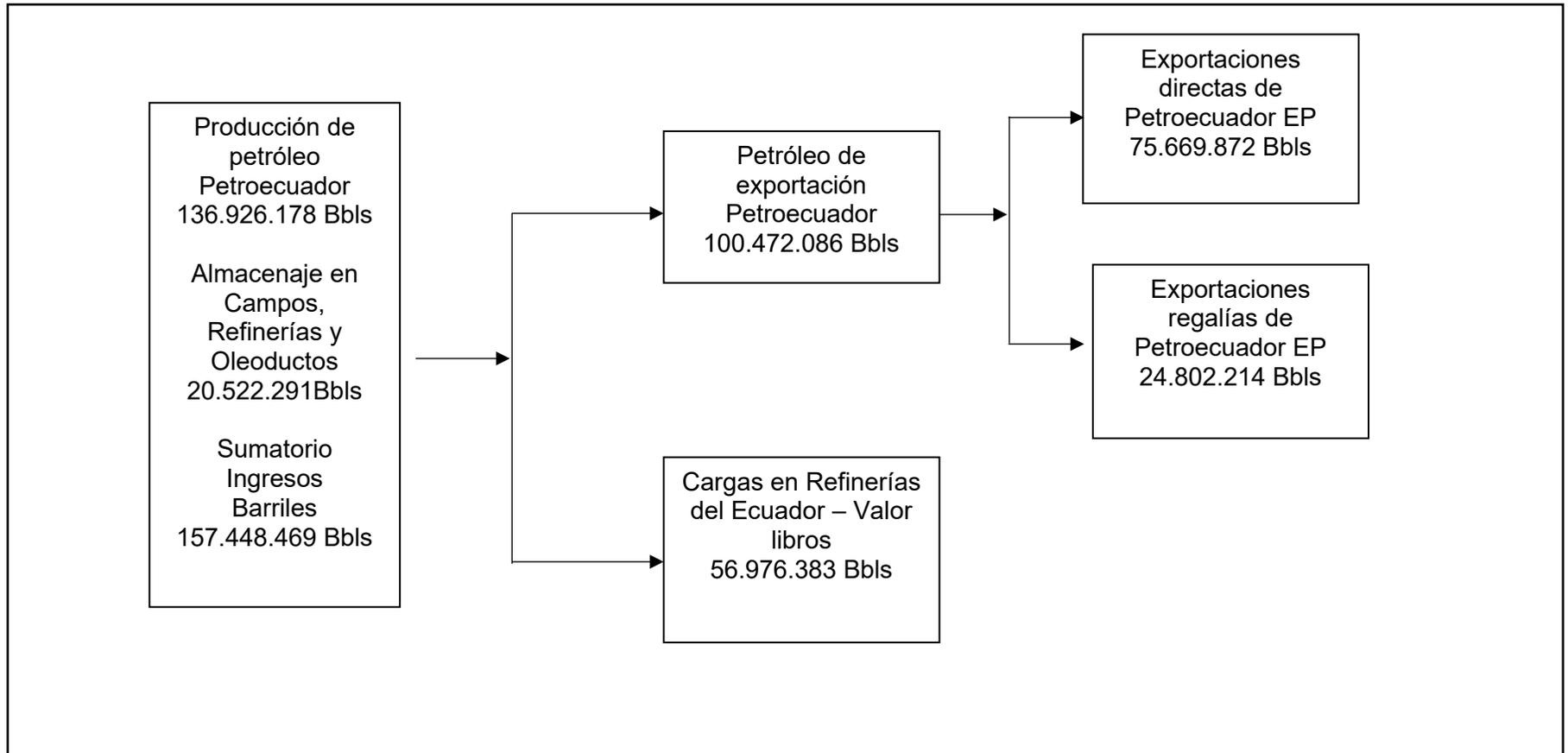
Exportaciones FOB de Petróleo 2022.....8.653.566.941,48 USD

Petróleo en Bbls
de exportación FOB.....100.472.086,00
Precio ponderado petróleo WTI
2022 USD/Bbls.....86,13

Petroecuador en el año 2022 produjo 136.926.177 Bbls, los ingresos que representan en dólares 8.653.566.941,48 USD, corresponden a los valores de exportación FOB, es el valor bruto de ingreso de Petroecuador.

Ilustración No. C1

Distribución en Volumen en Barriles de la producción petrolera de Petroecuador EP 2022.



Fuente: (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022); (Banco Central del Ecuador, 2022)

Se profundiza a continuación sobre los datos de producción petrolera:

En la Ilustración No. C1 se hace un balance en Bbls de la producción de los campos de Petroecuador (136.926.178 Bbls), los volúmenes de exportación (100.472.086 Bbls) y una parte de la producción de petróleo se emplea en las cargas de refinerías de Libertad, Esmeraldas y Shushufindi (56.976.383 Bbls).

Se tiene en la Ilustración No. 1 se detallan los valores en dólares de la producción de petróleo de Exportación FOB, Derivados y Cargas a las Refinerías.

Cuadro C2

Producción petrolera en barriles, volúmenes de exportación FOB y cargas en refinerías 2022.

Meses	Producción mensual de petróleo campos Petroecuador 2022	Exportación FOB de petróleo 2022 Petroecuador EP	Cargas en refinerías 2022 Petroecuador EP
ene	11.007.063	7.891.064	4.349.146
feb	10.423.602	7.519.727	4.770.502
mar	12.018.353	8.192.643	5.247.450
abr	11.613.651	8.576.601	5.176.465
mayo	11.992.322	7.859.474	4.813.155
jun	9.537.633	8.681.191	4.703.211
jul	11.609.468	8.300.070	4.673.422
ago.	11.947.102	8.326.973	4.571.598
sep.	11.481.018	7.593.093	4.649.764
oct	11.966.242	8.759.652	3.995.535
nov	11.475.286	8.745.089	4.852.905
dic	11.854.437	10.026.510	5.173.229
TOTAL	136.926.177	100.472.086	56.976.383

Fuente: (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022); (Banco Central del Ecuador, 2022)

Adendum ingresos por exportaciones FOB futuros 2023-2026.

Definición de los volúmenes de exportación FOB Petroecuador 2023-2026.

La producción de Petroecuador se proyecta incrementar en el 2023 en 55.500 BPPD llegando a 157.190.000 Bbls anuales y esta explotación se estabiliza del 2023 al 2026 en 157.190.000 Bbls anuales. (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023).

Cuadro No. C3

Proyección de producción anual de petróleo Oriente y Napo de los campos de Petroecuador en barriles.

Proyección Prod. Anual de petróleo Oriente y Napo	2023	2024	2025	2026
Crudo Oriente	105.317.300	105.317.300	105.317.300	105.317.300
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	51.872.700	51.872.700	51.872.700
Prod. Amazónica	157.190.000	157.190.000	157.190.000	157.190.000

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023).

El crudo Napo representa el 33% y el 67% corresponde al crudo Oriente de la producción total, lo que significa que de crudo Oriente se tiene 105.317.300 y del Crudo Napo 51.872.000 barriles. Las exportaciones de petróleo tienen dos tipos de crudo WTI: Crudo Oriente < 24 API y el Crudo Napo < 18 API.

Al volumen de producción nacional de crudo Oriente se le quita aproximadamente 60 millones de Bbls para cargas de refinerías lo que significa el saldo exportable de 45.167.300 Bbls aproximadamente en el 2023. Petroecuador debe entregar petróleo Oriente a las refinerías (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021), donde se determina los volúmenes para entregas anuales.

Cuadro No. C4

Volúmenes en barriles de Crudo Oriente de cargas de refinación y volúmenes de crudo Oriente de exportación FOB.

Años	2023	2024	2025	2026
Crudo Oriente	105.317.300	105.317.300	105.317.300	105.317.300
Crudo Oriente carga de refinerías	60.120.000	61.750.000	60.460.000	60.460.000
Crudo Oriente Exportable FOB	45.197.300	43.567.300	44.857.300	44.857.300

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023).

Las cargas a refinerías se definen por el Plan Estratégico Empresarial 2021-2025. La información del 2026 es igual a la del 2025.

Cuadro No. C5

Volúmenes de petróleo en barriles de Petroecuador exportables anuales. (Secuencia cuadro No.C3 y No. C4)

Crudo Oriente y Napo Exportable FOB	2023	2024	2025	2026
Crudo Oriente Exportable FOB	45.197.300	43.567.300	44.857.300	44.857.300
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	51.872.700	51.872.700	51.872.700
TOTAL	97.070.000	95.440.000	96.730.000	96.730.000

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023); (Banco Central , 2023).

Para completar los volúmenes totales de exportación FOB son el exportable FOB de crudo oriente más la producción de crudo napo que se detalla en el cuadro No. C5. Para establecer los valores USD futuros del petróleo Oriente y Napo en el periodo 2023 – 2026 se necesita saber la cotización del crudo marcador WTI, estos valores lo elaboran la NYMEX (New York Mercantile Exchange), la EIA (Energy International Agency), Banco Mundial, etc. Por lo tanto, se ha investigado la cotización futura del WTI 2023 -2026.

Cuadro No. C6

Proyección Cotización futura crudo marcador WTI crudo Oriente y Napo 2023 - 2026.

Petróleo de exportación FOB	2023 Datos en Bbls	Cotización WTI USD/Bbl	Exportación FOB USD
Crudo Oriente	45.197.300	49,23	2.225.157.240,04
Crudo Napo	51.872.700	42,21	2.189.654.735,13
Datos en Bbls y USD	97.070.000		4.414.811.975,17
2.024			
Crudo Oriente	43.567.300	42,22	1.839.411.406,00
Crudo Napo	51.872.700	35,20	1.825.919.040,00
Datos en Bbls y USD	95.440.000		3.665.330.446,00
2.025			
Crudo Oriente	44.857.300	60,62	2.719.268.216,54
Crudo Napo	51.872.700	53,60	2.780.398.333,63
Datos en Bbls y USD	96.730.000		5.499.666.550,17
2.026			
Crudo Oriente	44.857.300	64,40	2.888.810.120,00
Crudo Napo	51.872.700	57,38	2.976.455.526,00
Datos en Bbls y USD	96.730.000		5.865.265.646,00

Fuente: (Banco Central , 2023)

Penalización del crudo Oriente y Napo de exportación FOB con el crudo marcador WTI de Estados Unidos.

El petróleo en la zona de América se lo compara con el crudo de Estados Unidos que se llama West Texas Intermediate que se lo cotiza en el Nymex. El crudo WTI tiene 39,36 API el contenido en porcentaje de azufre en peso es de 0,24%, es un crudo dulce.

El petróleo WTI se cotiza de 2 a 4 dólares por arriba del petróleo Brent. El petróleo ecuatoriano WTI tanto el Oriente como el Napo contiene:

- Crudo Oriente de exportación API >23,14 hasta 23,47 y el porcentaje del contenido de azufre en peso es de 1,34%
- Crudo Napo de exportación API > 16,84 hasta 17,82 y el porcentaje del contenido de azufre en peso es de 1,93%.

Por esta calidad del petróleo en un análisis en las exportaciones FOB petróleo del año 2022 se tiene el precio referencial Nymex y los dos tipos de crudo ecuatoriano los que se penalizan de acuerdo a los parámetros que difieren del WTI marcador.

Caso ecuatoriano:

Cuadro No. C7

Comparativo de penalización del crudo Oriente y Napo de exportación FOB 2022 y referenciados al WTI marcador de Estados Unidos.

Meses	Precio WTI marcador 2022 USD/Bbl	Precio WTI Crudo Oriente de exportación FOB 2022 USD/Bbl	Precio WTI Crudo Napo de exportación FOB 2022 USD/Bbl
Enero	83,16	79,71	74,91
Febrero	91,70	86,47	80,76
Marzo	108,52	102,85	96,21
Abril	101,77	98,31	89,28
Mayo	109,86	104,15	97,58
Junio	114,36	107,40	101,05
Julio	100,25	89,23	84,98
Agosto	91,57	86,53	78,69
Septiembre	84,00	80,12	73,87
Octubre	87,26	83,72	74,62
Noviembre	84,15	79,07	69,61
Diciembre	76,50	71,47	63,17

Fuente: (Banco Central , 2023)

Cuadro No. C8

Penalización de los crudos exportables FOB Oriente y Napo 2022 con relación crudo WTI.

	API media anual 2022 USD/ Bbl	Penalización media anual 2022 USD/Bbl
Media anual 2022 cotización marcador WTI USD/Bbl	94,43	
Media anual 2022 Crudo oriente Exportación FOB USD/Bbl	89,09	5,34
Media anual 2022 Crudo Napo Exportación FOB USD/Bbl	82,06	12,36

Fuente: (Banco Central , 2023)

Apéndice D - Exportaciones de derivados 2022

Las exportaciones FOB que ayudan a incrementar los ingresos por ventas internacionales de Fuel Oil No.6 lo que corresponden a 14.047.147 Bbls que dan un valor de ingresos por 1.061.967.918 USD.

Cuadro No. D1

Exportaciones de derivados 2022.

Meses	Bbls.	US\$
Enero	1.156.232	86.010.421
Febrero	944.539	74.300.533
Marzo	1.519.986	140.016.072
Abril	1.521.857	134.154.531
Mayo	1.519.869	141.220.065
Junio	1.346.977	126.724.597
Julio	1.140.180	91.538.832
Agosto	942.659	67.377.513
Septiembre	1.107.209	61.790.722
Octubre	949.200	45.465.049
Noviembre	947.842	48.722.591
Diciembre	950.597	44.646.992
TOTAL	14.047.147	1.061.967.918

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022)

En el presupuesto se reporta como ejecutado por exportación 1.017.320.926,80 de ingresos por ventas internacionales de Fuel Oil No.6.

Cuadro No. D2

Exportación de derivados (Fuel Oil No.6)

Meses	Presupuesto Inicial	Ejecutado
Enero- Diciembre	860.365.445,00	1.017.320.926,80

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Adendum Proyectos de exportación de derivados anual futuros 2023-2026.

Cuadro No. D3

Proyección de Volúmenes en barriles de derivados de exportación FOB futuros.

Proyección Prod. Anual export. de derivados (Fuel Oil No. 6) futuros 2023-2026	2023	2024	2025	2026
Exportación Fuel Oil No.6 Futuros en Bbls	15.390.000	16.340.000	15.580.000	15.580.000
Exportación Gasóleo Futuros en Bbls	170.000	0	170.000	170.000
Total, exportación de derivados futuros 2023-2026	15.560.000	16.340.000	15.750.000	15.750.000

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Cuadro No. D4

Cotización en USD de derivados futuros 2023-2026

	Cotización 2023
Fuel. Oil. # 6 USD/Bbls.	75,6
gasóleo USD/Bbls	106,31

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022)

Cuadro No. D5

Proyección exportación de derivados 2023-2026

Fuel Oil No. 6 Y Gasóleo futuros 2023-2026	2023	2024	2025	2026
Fuel Oil No. 6	1.163.484.000	1.235.304.000	1.177.848.000	1.177.848.000
Gasóleo	18.072.700	0	18.072.700	18.072.700
Total exportación derivados futuros 2023-2026	1.181.556.700	1.235.304.000	1.195.920.700	1.195.920.700

Fuente: (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022)

Observaciones:

El plan estratégico Empresarial de Ep Petroecuador, cubre el periodo 2021-2025, se ha tomado para el 2026, ídem de la del 2025.

Apéndice E - Inversiones proyectos de Exploración – Producción.

El presupuesto de Petroecuador de Inversión Proyectos de Exploración-Producción ejecutado en el 2022 tiene un monto de.....1.780.001.814,50 (10,83% del ingreso de caja).

Cuadro No. E1

Presupuesto en USD de Petroecuador por inversión de proyectos de exploración – producción 2022.

Meses – 2022	Propuesto Inicial	Ejecutado	Cumplimiento
Enero – Diciembre	2.136.554.093,30	1.780.001.814,50	83,31%

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Adendum Inversiones proyectos de Exploración – Producción 2023 – 2026.

Cuadro No. E2

Inversión en USD de Proyectos de Exploracion-Produccion futuros 2023-2026.

Proyección Inversión Anual	2.023	2.024	2.025	2.026
USD.	2.524.810.000	2.306.370.000	1.846.260.000	1.846.260.000

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021, pág. 109)

Observaciones:

El plan estratégico Empresarial de Ep Petroecuador, cubre el periodo 2021-2025, se ha tomado para el 2026, ídem de la del 2025.

Apéndice F - Activos Fijos para Exploración – Producción.

Los conceptos que cubren esta denominación son los que corresponden a los bienes y derechos como: Maquinaria, Equipos de computación, Licencias, Equipos de Transporte, Mobiliario, Herramientas y Terrenos. En el concepto de activos de Exploración – Producción se tiene un rubro exclusivo de esta Gerencia para el 2022 son: 233.777,80 USD.

Hay activos fijos que se reparten en varias Gerencias como Transporte, Refinación, Comercio Nacional, Exploración – Producción y Resto. Considerando el número de trabajadores de las Gerencias que laboran en Petroecuador se ha ponderado la participación en este ítem de Activos Fijos que se detallan en el cuadro No. F1 que contienen los ítems de los activos de propiedad de Petroecuador y el Cuadro No. F2 que se ponderan los valores en dólares de los bienes a cada filial de Petroecuador.

Cuadro No. F1

Distribución de Activos fijos Petroecuador EP 2022.

MAQUINARIA Y EQUIPOS	6.440.844,30
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN, COMUNICACIONES Y ELECTRÓNICOS	485.703,30
LICENCIAS Y PAQUETES INFORMÁTICOS	634.395,20
FLOTAS Y EQUIPOS DE TRANSPORTE	0,00
MUEBLES Y ENSERES - MOBILIARIO	0,00
HERRAMIENTAS	227.463,60
TERRENOS	16.692.931,90
TOTAL	\$24.481.338,30

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

Cuadro No. F2

Distribución de activos fijos 2022 es: 24.481.338,30 USD de Petroecuador en función número de trabajadores y Gerencias 2022.

Gerencias Petroecuador	Empleados y Trabajadores	Participación	6 Subpartidas activo fijo: Maq, Equipo, Lic., Transp, Muebles, Herrami, Terrenos
Exploración – Producción	3.446,00	35,50%	8.690.875,10
Transporte	1.085,00	11,20%	2.741.909,89
Refinación	1.040,00	10,70%	2.619.503,20
Comercialización Nacional	497,00	5,10%	1.248.548,25
Resto	3.639,00	37,50%	9.180.501,86
Total	9.707,00	100%	24.481.338,30

Fuente: (Petroecuador EP - Presupuestos, 2022)

A la Gerencia de Exploración – Producción tiene activos fijos por.....	8.690.875,10 USD
Activos fijos exclusivos pertenecientes a Exploración – Producción	233.777,80 USD
TOTAL, ACTIVOS FIJOS	8.924.652,90 USD

Adendum para los Activos Fijos 2023 – 2026.

En virtud de que Petroecuador, se hizo cargo de la Exploracion-Produccion de los bloques No. 16 y 67, se aplica el mecanismo de distribución de activos en función del número de trabajadores, se agrega a la nómina de Petroecuador 368 obreros e ingenieros que operaban en Repsol y se aproxima que el valor residual de los activos de los bloques 16 y 67 ascienden aproximadamente 953.067,98 USD, estas cifras se agrega a los activos fijos de la Gerencia de Exploración – Producción.

TOTAL ACTIVOS FIJOS 2022	
Exploración -Producción	8.924.652,90 USD
Valor residual activos fijos	
Bloque 16 y 67	953.067,98 USD
Total de activos fijos de Petroecuador para el 2023.....	9.877.720,88 USD

Valor que se mantendrá constante en el periodo 2023 – 2026.

Apéndice G - Cargas en Refinerías Valores libro en USD 2022.

Petroecuador entrego en el 2022: 56.976.383 Bbls de petróleo Oriente a las refinerías y esto representa que el valor del petróleo siempre está relacionado con el precio del crudo marcador WTI en USD/Bbls, una cotización ponderada es de 86,13 USD/Bbls, que se obtiene del Informe estadístico de Petroecuador EP, lo que significa un valor del petróleo entregado a las refinerías de \$4.933.126.927,43.

Cargas de petróleo en USD	
a las refinerías	4.933.126.927,43
Cargas de petróleo en Bbls	
a las refinerías	56.976.383,00
Precio ponderado del Barril de petróleo WTI	86,13 USD/Bbls

Cuadro No. G1

Cargas a refinerías Valores libro en USD.

Meses	Cargas en Bbls refinerías 2022 Petroecuador EP	Precio USD/Bbls 2022	Valores en USD de las cargas de Petróleo a las refinerías 2022
ene	4.349.146	77,63	337.624.203,98
feb	4.770.502	84,67	403.918.404,34
mar	5.247.450	100,38	526.739.031,00
abr	5.176.465	94,71	490.263.000,15
mayo	4.813.155	101,32	487.668.864,60
jun	4.703.211	104,4	491.015.228,40
jul	4.673.422	87,47	408.784.222,34
ago.	4.571.598	83,28	380.722.681,44
sep.	4.649.764	77,61	360.868.184,04
oct	3.995.535	80,52	321.720.478,20
nov	4.852.905	75,37	365.763.449,85
dic	5.173.229	69,21	358.039.179,09
TOTAL	56.976.383		4.933.126.927,43

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022)

Cuadro No. G2

Adendum Cargas de petróleo Oriente a refinerías valores libro futuro 2023-2026

Años	Carga petróleo Oriente a refinerías Petroecuador EP	Precio Ponderado WTI Referencial USD/Bbl	Valores en USD de las cargas a las refinerías
2023	60.120.000	\$49,23	\$2.959.832.850,00
2024	61.750.000	\$42,22	\$2.607.085.000,00
2025	60.460.000	\$60,62	\$3.665.110.391,67
2026	60.460.000	\$64,40	\$3.893.624.000,00

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Referencias tomadas del Plan Estratégico Empresarial de Ep Petroecuador 2021-2025 con una extensión al 2026 con los mismos datos del 2025.

Apéndice H- Egresos de flujo caja

Regalías por exportaciones de petróleo.

El artículo 49 de la ley de hidrocarburos dispone que mensualmente el estado debe recibir parte de la producción bruta de petróleo, le permite tener una mayor participación, si la producción promedia es más elevada y se aplica la siguiente normativa (Ley de Hidrocarburos - Art. 49, 1978).

1.- Si la producción promedial del mes respectivo de Petroecuador es < 30.000 barriles diarios (BPD), el porcentaje de las regalías sobre la producción bruta es el 12,5%.

2.- Si la producción promedial de Petroecuador en el mes es de \geq 30.000 y no llegue a 60.000 BPD, la regalía es del 14%

3.- Si la producción promedial de Petroecuador en el mes es de \geq 60.000, la regalía es del 18,5%. Para el Estado y aplicara la ley a través del Ministerio de Energía y Minas.

La regalía del año 2022 se obtiene de los montos de la producción promedial de los meses del periodo 2022, se tienen entonces 2.116.497.330 USD. De donde surge el nombre de regalías Oriente y regalías Napo, que provienen de los yacimientos de la Amazonia de donde se extrae el petróleo y tiene relación con la calidad de grado API. (El crudo Oriente > 24 API y el crudo Napo <18 API).

Cuadro No. H1

Exportaciones FOB de regalías en USD de Petroecuador EP 2022.

Petróleo Oriente regalías USD	Petróleo Napo regalías USD	Petróleo Oriente y Napo regalías USD
91.890.199	22.957.364	114.847.563
163.439.054	0	163.439.054
107.178.080	19.172.346	126.350.426
73.056.322	53.358.168	126.414.490
293.965.964	49.123.440	343.089.404
117.719.283	71.935.573	189.654.856
30.517.698	0	30.517.698
73.077.366	26.647.318	99.724.684
176.797.912	33.063.709	209.861.621
227.843.218	17.194.609	245.037.827
169.723.294	40.723.977	210.447.271
257.112.436	0	257.112.436
1.782.320.827	334.176.503	2.116.497.330

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2022)

Cuadro No. H2*Adendum de regalías por exportación de petróleo 2023-2026.*

Petróleo de exportación FOB		Volúmenes de Regalías	Cotización WTI USD/Bbl	Exportación FOB USD pro Regalías
2023				
Crudo Oriente	105.317.300	19.483.701	49,23	959.223.166,66
Crudo Napo	51.872.700	9.596.450	42,21	405.086.126,00
Datos en Bbls y USD	157.190.000	29.080.150		1.364.309.292,66
2.024				
Crudo Oriente	105.317.300	19.483.701	42,22	822.601.835,11
Crudo Napo	51.872.700	9.596.450	35,20	337.795.022,40
Datos en Bbls y USD	96.410.000	29.080.150		1.160.396.857,51
2.025				
Crudo Oriente	105.317.300	19.483.701	60,62	1.181.110.042,52
Crudo Napo	51.872.700	9.596.450	53,60	514.373.691,72
Datos en Bbls y USD	96.690.000	29.080.150		1.695.483.734,24
2.026				
Crudo Oriente	105.317.300	19.483.701	64,40	1.254.750.312,20
Crudo Napo	51.872.700	9.596.450	57,38	550.644.272,31
Datos en Bbls y USD	96.690.000	17.887.650		1.805.394.584,51

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023)

Apéndice I- Costos y Gastos administrativos de Exploración – Producción.

La filial Gerencia de Exploración – Producción tiene 3.446 trabajadores, lo que representa el 35,5% del rol de funcionarios del total de las Gerencias de Petroecuador, el monto total de lo que se ha destinado a costos y gastos es de 1.767.522.135,70 USD y el impacto que tiene de estos egresos significan 627.470.358,17 USD, que se aplica a la Gerencia de Exploración – Producción, lo restante les compete a las Gerencias de transporte, refinación, comercio nacional y el resto.

Cuadro No. I1

Costos y Gastos de Petroecuador en función de la Gerencia de Exploración – Producción 2022.

Gerencias Petroecuador	Empleados y Trabajadores	Participación	Ponderado Costos y Gastos
Exploración – Producción	3.446	0,355	627.470.358,17

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022)

Adendum proyección de costos y gastos de exploración producción 2023 – 2026.

En el ejercicio económico del año 2023 la Gerencia de Exploración- Producción inicio con 3.442 trabajadores, sin embargo 368 ingresaron el 1 de enero del 2023, con la autorización de las autoridades de Petroecuador y la Gerencia de Exploración – Producción, pasando a colaborar en los bloques 16 y 67.y ellos extrabajadores de Repsol y fueron contratados por la empresa estatal. El Plan Estratégico empresarial de Petroecuador considera para el año 2023, el nuevo personal exRepsol.

Cuadro No. I2

Incremento de costos y gastos de exploración – producción.

Costos y gastos 2023	Personal Petroecuador	Personal Bloque 16 y 67	Personal Total
823.320.000,00	3.442		
88.024.915,75		368	
911.344.915,75			3.810

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021, pág. 110) (Diario Expreso, 2023)

Cuadro No. 13

Adendum proyección de costos y gastos de exploración producción 2023 – 2026.

Proyección	2023	2024	2025,00	2026,00
Costos y Gastos 2023 -2026	823.320.000,00	804.510.000,00	783.750.000,00	783.750.000,00
Incremental Costos y Gastos 2023 -2026	88.024.915,75	88.024.915,75	88.024.915,75	88.024.915,75
TOTAL	911.344.915,75	892.534.915,75	871.774.915,75	871.774.915,75

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021, pág. 110); (Diario

Expreso, 2023)

Apéndice J- Transporte de petróleo por el SOTE y OCP con fines de exportación FOB crudo Oriente, Napo; bombeo a refinerías y estaciones SOTE.

La producción de petróleo del Ecuador se traslada a los puertos de exportación utilizando dos sistemas de oleoductos el Sote (estatal) y el OCP (privado). Petroecuador transporta el petróleo de exportación a través del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) que se inicia en Lago Agrio y termina en Balao (Esmeraldas), el cual tiene una capacidad de bombeo de 360.000 BPPD, transporta el petróleo Oriente < de 24 API. La fijación de los costos de transporte rige por medio de la tarifa básica de bombeo que la establece la Agencia de Regulación y Control Energético de Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR) por intermedio de la resolución ARCH-2019-0281-RES de 14 de junio de 2019.

Existen dos parámetros para fijar la tarifa; la básica que es de 2,5317 USD/Bbl; el segundo factor a considerar es la adecuación de la tarifa de ajuste flete, se basa en distancia, gravedad API, contenido de azufre en porcentaje en peso y el factor de cotización en dólares del crudo transportado, cuando el precio se supera los \$50 el barril en comparación con el precio WTI Americano, se considera y no se aplica este factor cuando el crudo ecuatoriano desciende el límite arriba indicado. Se detalla a continuación el Cuadro No. J1 de los costos de Transporte de petróleo por el SOTE.

Cuadro No. J1

Petróleo bombeado por el oleoducto Transecuatoriano SOTE 2022.

MESES	Expor tación crudo oriente (Bbls)	Grado API	Cotizaci on WTI	Ajuste Flete transporte SOTE 2022	Tarifa básica Sote	Tarifa Integral
Ene	10.360.021	23,37	79,71	18.916.534,11	26.228.465,17	45.144.999,28
Feb	9.200.243	23,19	86,47	18.888.085,81	23.292.255,20	42.180.341,02
Mar	10.080.476	23,14	102,85	21.709.046,79	25.520.741,09	47.229.787,88
Abr	9.614.819	23,34	98,31	20.356.048,47	24.341.837,26	44.697.885,73
May	10.095.899	23,44	104,15	21.681.988,84	25.559.787,50	47.241.776,33
Jun	7.379.794	23,47	107,40	15.982.616,02	18.683.424,47	34.666.040,49
Jul	9.824.014	23,34	89,23	20.263.734,13	24.871.456,24	45.135.190,37
Ago	9.931.735	23,21	86,53	20.384.295,94	25.144.173,50	45.528.469,44
Sep	9.397.368	23,24	80,12	18.913.176,48	23.791.316,57	42.704.493,04
Oct	10.452.107	23,24	83,72	21.261.713,48	26.461.599,29	47.723.312,77
Nov	9.909.940	23,21	79,07	19.895.994,09	25.088.995,10	44.984.989,18
Dic	10.203.895	23,14	71,47	20.053.649,33	25.833.200,97	45.886.850,31
TOTAL	116.450.311			238.306.883,49	294.817.252,36	533.124.135,85

Fuente: (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022); (Banco Central , 2023)

Nota: El contenido en porcentaje de azufre en peso es de 1,34% según el Banco Central del Ecuador, para el cálculo de la tarifa de Transporte por el SOTE.

Se necesita explicar en detalle que el Oleoducto SOTE bombea petróleo a las refinerías y crudo para el consumo interno, además de transportar el crudo Oriente de exportación FOB a Esmeraldas.

Cuadro No. J2

Proyección de petróleo Oriente de exportación en Bbls para cargas de refinación y estaciones SOTE 2023 - 2026

Años	2023	2024	2025	2026
Crudo Oriente Exportable FOB	45.197.300	43.567.300	44.857.300	44.857.300
Ref Esmeraldas	35.346.673	35.346.673	35.346.673	35.346.673
Ref Libertad	13.697.968	13.697.968	13.697.968	13.697.968
Estaciones SOTE	671.607	671.607	671.607	671.607
Petróleo de exportación, crudo cargas refinerías y estaciones SOTE	94.913.548	93.283.548	94.573.548	94.573.548

Fuente: (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022)

Se facilita el cuadro siguiente sobre la proyección de los costos futuros de transporte de petróleo por el SOTE periodo 2023 – 2026; para abreviar los cálculos se explica que el crudo que se transporta tiene un contenido de porcentaje en peso de azufre de 1,58%.

Cuadro No. J3

Proyección costos futuros de transporte de petróleo por el Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) 2023 – 2026 en USD.

Años	Exportación crudo oriente - Bbls	Grado API	Cotización WTI	Ajuste Flete transporte SOTE 2022	Tarifa básica Sote	Tarifa Integral
2023	94.913.548	23,40	49,23	173.318.674,39	240.292.629,47	413.611.303,87
2024	93.283.548	23,40	42,22	170.342.182,15	236.165.958,47	406.508.140,62
2025	94.573.548	23,40	60,62	207.096.083,68	239.431.851,47	446.527.935,15
2026	94.573.548	23,40	64,40	209.241.010,61	239.431.851,47	448.672.862,08

Fuente: (Petroecuador EP Enero - Diciembre, 2022); (Banco Central , 2023)

El segundo medio de transporte ecuatoriano por oleoductos es a través de la empresa privada OCP y se utiliza para crudos pesados, la tarifa fijada es de 2,14 USD/Bbls. (Primicias Ec Monica Orozco, 2022).

Se respaldan los volúmenes de transporte por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), de acuerdo al Informe Estadístico de Petroecuador EP pág. 20 se documenta que se ha bombeado 55.001.043 Bbls de crudo de 16,7 - 17,6 API durante el 2022.

Cuadro No. J4

Proyección de costos de transporte de crudo pesado por el OCP.

AÑOS	Exportación crudo Napo (Bbls)	Tarifa básica USD/Bbl OCP	Costo Transporte OCP USD
2022	55.001.043	2,14	117.702.232
2023	51.872.700		111.007.578
2024	51.872.700		111.007.578
2025	51.872.700		111.007.578
2026	51.872.700		111.007.578

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Volúmenes de petróleo que se transportaron en el año 2022 y la proyección de bombeo de petróleo Oriente y Napo del 2023 – 2026 en el SOTE y OCP.

Cuadro No. J5

Proyección en barriles del transporte por el SOTE crudo Oriente y OCP crudo Napo 2022 - 2026.

Años	Crudo Oriente Exportable FOB + Cargas Refinerías Costo Transporte SOTE Bbls	CRUDO NAPO Exportable FOB TRANSPORTE OCP Bbls	CRUDO ORIENTE Y NAPO TRANSPORTADO SOTE y OCP Bbls
2022	116.450.311	55.001.043	171.451.354
2023	94.913.548	51.872.700	146.786.248
2024	93.283.548	51.872.700	145.156.248
2025	94.573.548	51.872.700	146.446.248
2026	94.573.548	51.872.700	146.446.248

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Costos reales de evolución del transporte de petróleo del SOTE y OCP 2022- 2026.

Cuadro No. J6

Costos de transporte del crudo por el SOTE y OCP en USD 2022 y proyección 2023 – 2026.

Años	Costo transporte SOTE USD	Costo transporte OCP USD	(SOTE + OCP) USD Transporte petróleo Petroecuador
2022	533.124.135,85	117.702.232	650.826.368
2023	413.611.303,87	111.007.578	524.618.882
2024	406.508.140,62	111.007.578	517.515.719
2025	446.527.935,15	111.007.578	557.535.513
2026	448.672.862,08	111.007.578	559.680.440

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Apéndice K- Costos Operativos de Producción y proyección periodo 2023 - 2026.

La Gerencia de Exploración - Producción ha invertido en explotación en el año 2022 contemplando las siguientes fases: perforación, facilidades de producción, reacondicionamiento de pozos, recuperación. avanzada de petróleo y energía. La alternativa que se comparte para evitar la caída de producción y estabilizarla hasta el año 2026 es el de realizar una secuencia de actividades de campo que se plantean en el Plan Estratégico Empresarial de EP Petroecuador 2021 -2025

Se admite como meta llegar 430.000 BPPD con el justificativo del aumento de producción por el bloque 16 y 67, que pasaron a ser operados por Petroecuador en el 2023, donde se sabe que Repsol producía 13.500 BPPD y el objetivo que se ha trazado Petroecuador es de subir en 40.000 BPPD con el incremento de perforaciones de pozos petroleros en el campo Ishpingo.

En el Plan Estratégico Empresarial de Ep Petroecuador en los años 2021 – 2025 en las proyecciones se tienen que los costos operativos de producción son:

Cuadro No. K1

Proyección Costos Operativos de producción Petroecuador EP.

Años	Proyección Producción Bbls	Costos operativos de producción USD/Bbl	Costos operativos de Producción USD
2023	157.190.000	6,82	1.072.035.800,00
2024	157.190.000	6,70	1.053.173.000,00
2025	157.190.000	6,52	1.024.878.800,00
2026	157.190.000	6,52	1.024.878.800,00

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021, pág. 100)

En resumen, para poder mantener la producción se requiere mantener los gastos en trabajos de perforación, facilidades de producción, reacondicionamiento de pozos, recuperación avanzada de petróleo y energía.

Se deberá mantener los presupuestos para los costos operativos de producción.

Ley 40 gravamen de 0.05 de dólar por el transporte de cada Bbl por el SOTE.

La Ley 40, Ley de creación de rentas sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos; el gravamen es el 0,05 de dólar por cada barril de petróleo crudo que se transporte por el SOTE, (Ley 40-Ley de Creación de Rentas Sustitutivas, 1984) es un adicional a la tarifa de transporte, se excluye del crudo destinado al consumo interno (cargas de refinerías). Para el periodo 2022 las rentas sustitutivas son:

Cuadro No. K2*Bbls de petróleo Petroecuador EP de exportación transportados por SOTE.*

Año 2022 MESES	Bbls de petróleo Exportación Transporte SOTE	Gravamen 0,05 USD/ Bbl	Tributo 0,05 USD/Bbl Transporte SOTE
Enero	7.891.064	0,05	394.553,20
Febrero	7.519.727	0,05	375.986,35
Marzo	8.192.643	0,05	409.632,15
Abril	8.576.601	0,05	428.830,05
Mayo	7.859.474	0,05	392.973,70
Junio	8.681.191	0,05	434.059,55
Julio	8.300.070	0,05	415.003,50
Agosto	8.326.973	0,05	416.348,65
Septiembre	7.593.093	0,05	379.654,65
Octubre	8.759.652	0,05	437.982,60
Noviembre	8.745.089	0,05	437.254,45
Diciembre	10.026.510	0,05	501.325,50
TOTAL	100.472.086		\$5.023.604,35

Fuente: (Banco Central , 2023)**Adendum Ley 40 para provincias Napo, Esmeraldas y Sucumbios.****Cuadro No. K3***Ley 40 adicional Creación de Rentas Sustitutivas.*

Años	Bbls de petróleo Exportación Transporte SOTE	Gravamen 0,05 USD/ Bbl	Tributo 0,05 USD/Bbl Transporte SOTE
2.023	60.120.000	0,05	3.006.000,00
2.024	61.750.000	0,05	3.087.500,00
2.025	60.460.000	0,05	3.023.000,00
2.026	60.460.000	0,05	3.023.000,00

Fuente: (Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR , 2021)

Apéndice L- Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico (FDSA) 2022 y proyección para el periodo 2023 – 2026

El 21 de mayo del 2018 en el Registro Oficial 245 se promulgo la Ley Orgánica para la planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica. En la parte sustantiva en el Art. 59 que se refiere a fondos que dispone que se financiara con el 4% de la cotización WTI y el volumen de petróleo que se produzca y se asignara para el Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico. En ningún caso la asignación a la que se refiere será inferior a 2 USD por cada barril de petróleo (Art.59 y Art.60).

Con los datos que se han obtenido de producción petrolera en el 2022 el FDSA es:

Cuadro No. L1

Producción petrolera de Petroecuador en barriles, cotización WTI de exportación FOB y Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2022.

Meses	Producción mensual de petróleo campos Petroecuador 2022 Bbls	Cotización del WTI mensual 2022 – USD/Bbl	4% de venta del Bbl WTI - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2022 - USD
ene	11.007.063	77,63	3,11	34.179.132
feb	10.423.602	84,67	3,39	35.302.655
mar	12.018.353	100,38	4,02	48.256.091
abr	11.613.651	94,71	3,79	43.997.155
mayo	11.992.322	101,32	4,05	48.602.483
jun	9.537.633	104,4	4,18	39.829.155
jul	11.609.468	87,47	3,50	40.619.207
ago.	11.947.102	83,28	3,33	39.798.186
sep.	11.481.018	77,61	3,10	35.641.672
oct	11.966.242	80,52	3,22	38.540.872
nov	11.475.286	75,37	3,01	34.595.692
dic	11.854.437	69,21	2,77	32.817.823
TOTAL	136.926.177			472.180.125

Fuente: (Lcdo. Lenin Moreno Garcés - Registro Oficial 245, 2018); (Petroecuador EP - Informe estadístico Enero - diciembre, 2022); (Banco Central , 2023)

Cuadro No. L2

Proyección asignación para Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico con ajuste periodo 2023 – 2026

Proyección Prod. Anual	2023 Bbls	Cotización futuro WTI USD/ Bbl	4% de venta del Bbl WTI - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2022 - USD	Ajuste Art. 60 FDSA - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2023 - USD
Crudo Oriente	105.317.300	49,23	1,97	207.390.827,16	2,00	210.634.600,00
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	42,21	1,69	87.581.866,68	2,00	103.745.400,00
Prod. Amazónica	157.190.000			294.972.693,84		314.380.000,00

Proyección Prod. Anual	2024 Bbls	Cotización futuro WTI USD/ Bbl	4% de venta del Bbl WTI - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2022 - USD	Ajuste Art. 60 FDSA - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2024 - USD
Crudo Oriente	105.317.300	42,22	1,69	177.859.856,24	2,00	210.634.600,00
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	35,20	1,41	73.036.761,60	2,00	103.745.400,00
Prod. Amazónica	157.190.000			250.896.617,84		314.380.000,00

1. Observaciones para el 2023 y 2024 se debe tomar en consideración el Art. 60 en el segundo párrafo indica que en ningún caso la asignación será inferior a 2 USD por cada barril de petróleo producido en la Amazonia, por lo procede el ajuste.

Continuación Cuadro No. L2

Inversión asignación para Fondo de Desarrollo Sostenible Amazónico 2023 – 2026.

Proyección Prod. Anual	2025 Bbls	Cotización futuro WTI USD/ Bbl	4% de venta del Bbl WTI - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2025 -USD
Crudo Oriente	105.317.300	60,62	2,42	255.373.389,04
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	53,60	2,14	111.215.068,80
Prod. Amazónica	157.190.000			366.588.457,84

Proyección Prod. Anual	2026 Bbls	Cotización futuro WTI USD/ Bbl	4% de venta del Bbl WTI - USD	Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico 2026 -USD
Crudo Oriente	105.317.300	64,40	2,58	271.297.364,80
Crudo Napo Exportable FOB	51.872.700	58,37	2,33	121.112.379,96
Prod. Amazónica	157.190.000			392.409.744,76

Fuente: (Lcdo. Lenin Moreno Garces - Registro Oficial 245, 2018); (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023).

Apéndice M- Contratos de Consorcios con financiamiento periodo 2022 – 2026.

En conocimiento de la información de la Gerencia de Petroecuador sobre la cantidad de producción de petróleo que se agrega a la producción de Petroecuador proveniente de Consorcios con financiamiento que datan entre el 2012 hasta la fecha y se vinculan a cinco contratos de servicios firmados con la empresa Schlumberger, donde se suscriben contratos por servicios específicos con financiamiento, lo que significa que el Consorcio produce petróleo con varias compañías afines y presididas por Schlumberger en los siguientes campos:

Shushufindi - Aguarico
operado por el Consorcio SFF.....Schlumberger y Tecpetrol

Auca es operado por.....Schlumberger y Shaya

Eden Yuturi y Pañacocha
es operado porSchlumberger y Kamana Services

Atacapi – LibertadorSchlumberger y Pardaliservices

El consorcio y las empresas contratistas arriba indicadas cobran por el volumen de barriles producidos por encima de una curva base y a cambio reciben una tarifa por barril que es pagado por el Estado, sin embargo, hay una distinción con respecto Schlumberger y a la petrolera Shaya Ecuador, en que la contratista cobra por la extracción del cien por ciento del petróleo del campo Auca. (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Es importante mencionar que Petroecuador para el caso de los consorcios con financiamiento ha determinado una asignación anual de producción de petróleo para los consorcios con financiamiento que es contabilizada dentro de la producción de Petroecuador.

Cuadro No. M1

Producción anual de petróleo 2022 y proyección para el 2023 al 2026 de contratos de consorcios con financiamiento con Petroecuador.

	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026
Proyección de producción futura anual petróleo Consorcios con financiamiento en Bbls	34.240.000	34.240.000	34.240.000	34.240.000	34.240.000
Proyección de producción futura anual petróleo Consorcios con financiamiento en USD	1.049.200.000	1.049.200.000	1.049.200.000	1.049.200.000	1.049.200.000

Fuente: (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Los consorcios petroleros con financiamiento de Schlumberger y sus filiales tienen suscrito con Petroecuador cinco contratos de servicio entre el 2012 y julio del 2022 y siguen vigentes en el actual gobierno.

A partir del 2012 el contrato se inicia con los campos de Shushufindi - Aguarico y Atacapi – Libertador. En el año 2015 se amplió con el campo Eden Yuturi, más adelante se adhiere al contrato el campo Auca y finalmente en el 2019 el campo Pañacocha.

La proyección de producción de los consorcios con financiamiento 2023 – 2026, se ha considerado como base los barriles producidos y los ingresos de los consorcios de las cifras correspondientes al año 2022, no se considera una elevación de la producción porque no hay proyectos de conocimiento que se van a hacer incrementales de producción de petróleo a futuro en los cinco contratos de Schlumberger con Petroecuador.

Como complemento a la producción anual de los Consorcios con financiamiento se reproducen los valores de producción en barriles y los valores en USD, periodo 2012- 2022.

Cuadro No. M2

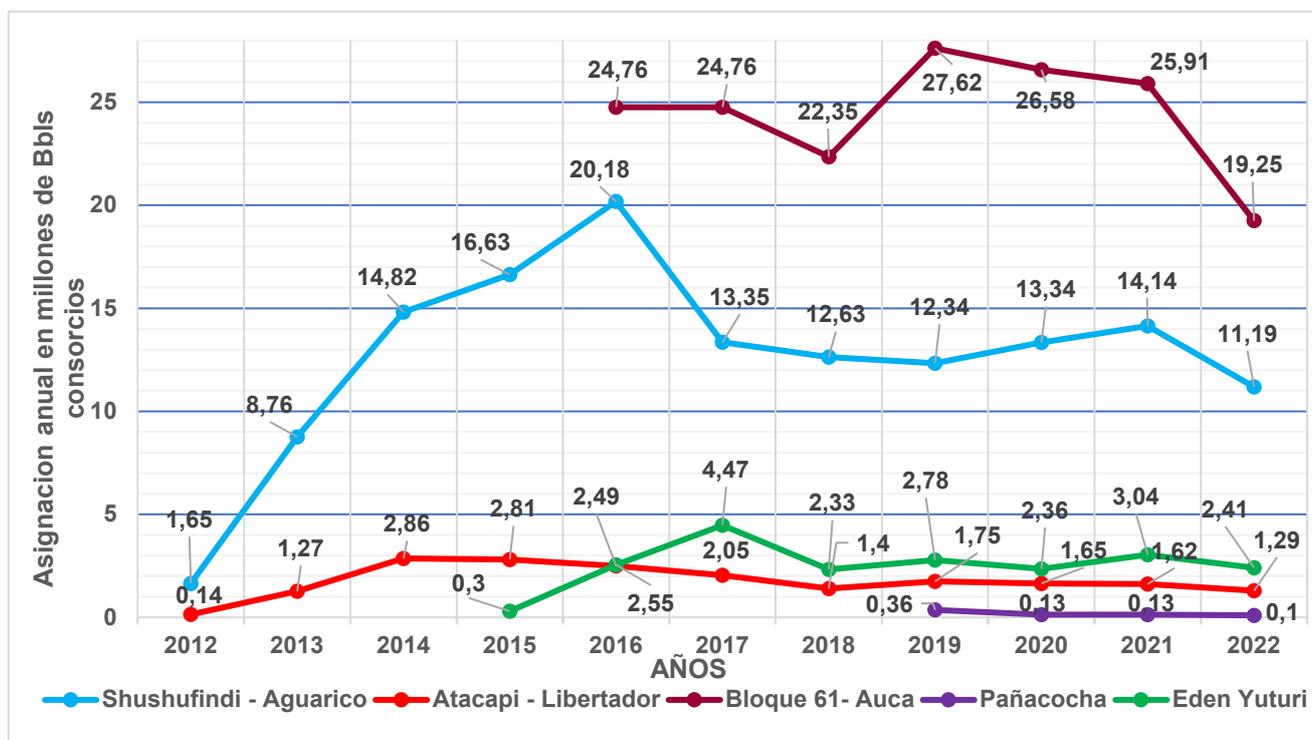
Asignación de producción de cinco contratos de consorcios con financiamiento en Bbls 2012 – 2022. Cifras en millones de Bbls.

Años	Shushufindi - Aguarico	Atacapi - Libertador	Bloque 61- Auca	Eden Yuturi	Pañacocha	TOTAL Bbls Anuales
2012	1,65	0,14				1,79
2013	8,76	1,27				10,03
2014	14,82	2,86				17,68
2015	16,63	2,81		0,30		19,74
2016	20,18	2,49	24,76	2,55		49,98
2017	13,35	2,05	24,76	4,47		44,63
2018	12,63	1,40	22,35	2,33		38,71
2019	12,34	1,75	27,62	2,78	0,36	44,85
2020	13,34	1,65	26,58	2,36	0,13	44,06
2021	14,14	1,62	25,91	3,04	0,13	44,84
2022	11,19	1,29	19,25	2,41	0,10	34,24
TOTAL	139,03	19,33	171,23	20,24	0,72	350,55

Fuente: (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Ilustración No. M1

Asignación de producción de contratos de consorcios con financiamiento en millones de Bbls.



Fuente: (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Cuadro No. M3

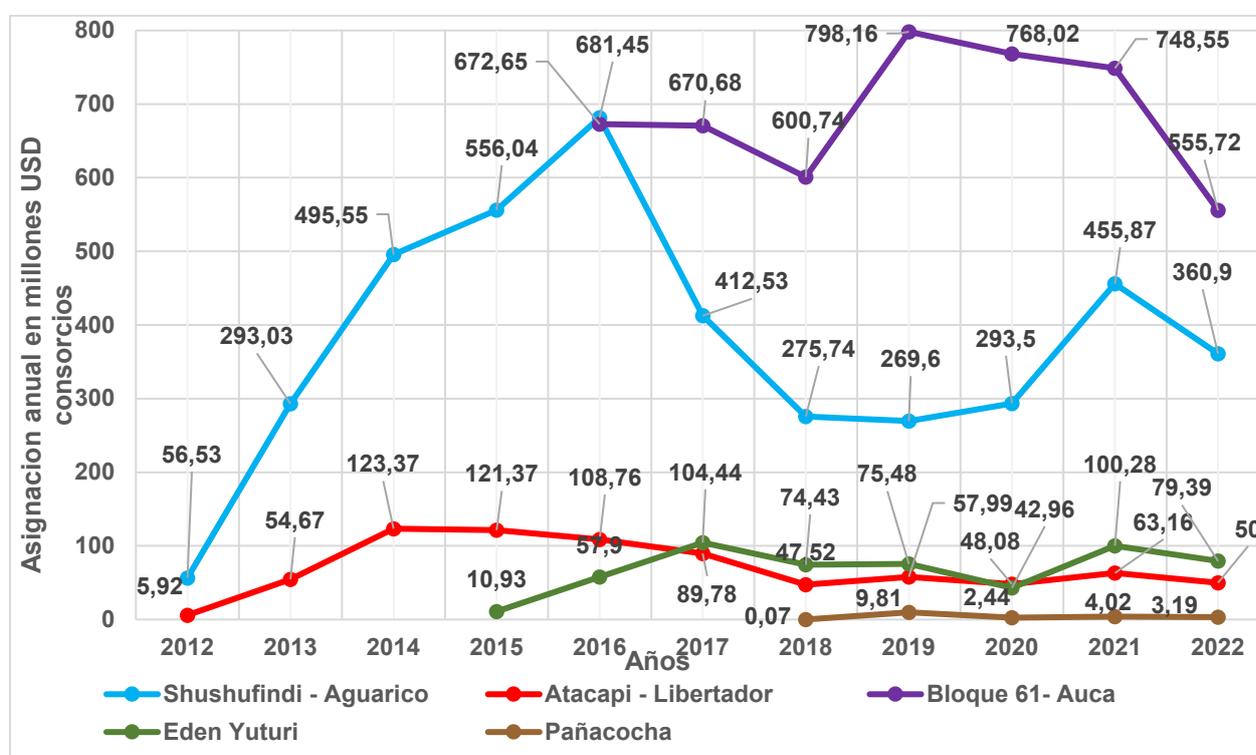
Asignación de producción de contratos de consorcios con financiamiento en millones de USD.

Años	Shushufindi - Aguarico	Atacapi - Libertador	Bloque 61- Auca	Eden Yuturi	Pañacocha	TOTAL USD Anuales
2.012,00	56,53	5,92				62,45
2.013,00	293,03	54,67				347,70
2.014,00	495,55	123,37				618,92
2.015,00	556,04	121,37		10,93		688,34
2.016,00	681,45	108,76	672,65	57,90		1.520,76
2.017,00	412,53	89,78	670,68	104,44		1.277,43
2.018,00	275,74	47,52	600,74	74,43	0,07	998,50
2.019,00	269,60	57,99	798,16	75,48	9,81	1.211,04
2.020,00	293,50	48,08	768,02	42,96	2,44	1.155,00
2.021,00	455,87	63,16	748,55	100,28	4,02	1.371,88
2.022,00	360,90	50,00	555,72	79,39	3,19	1.049,20
TOTAL	4.150,74	770,62	4.814,52	545,81	19,53	10.301,22

Fuente: (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Ilustración No. M2

Asignación de producción de contratos de consorcios con financiamiento en millones de USD.



Fuente: (Mónica Orozco - Primicias, 2022)

Apéndice N- Preventas petroleras con empresas asiáticas.

Las empresas asiáticas con las que Petroecuador mantiene preventas petroleras son: Petrochina, Petrochina/CFB, Unipetec, y PTT2 (Petrotailandia).

En el año 2022 Petroecuador analizó las cifras de los compromisos con las preventas petroleras con las empresas asiáticas.

Basado en la información de Petroecuador del Gerente General, se desprende lo que sigue:

El Gobierno ecuatoriano se comprometió a través de Petroecuador a pagar a un consorcio de empresas petroleras asiáticas 154.310.000 Bbls en periodo 2022 – 2024. En el año 2022 debió pagar 71.480.000 Bbls, los saldos deudores de los 2023 y 2024 son 62.640.000 y 20.190.000 Bbls. Sin embargo, en la Proforma del Presupuesto General del Estado (PGE) del año 2023 en la página 81, textualmente se cita “Las obligaciones por la venta anticipada de petróleo, se cancelan en el presente ejercicio fiscal, razón por la cual no se asignan valores en la proforma 2023.” (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023); No se explica si se firmó un contrato para la extensión del plazo para el pago de las preventas petroleras.

Petroecuador en el año 2022 produjo para la exportación 100.472.086 Bbls y en el año 2023 se espera producir petróleo para exportación FOB 97.040.000 Bbls de un total de 157.190.000 a producirse en la Amazonia, de acuerdo al estudio del caso de negocio, se considera los volúmenes para exportación en el periodo 2023 – 2026:

Cuadro No. N1

Volúmenes en Bbls de exportación FOB periodo 2023 -2026.

Crudo Oriente producción	2.023	2.024	2.025	2.026
Producción Amazonia	157.190.000	157.190.000	157.190.000	157.190.000
Exportación FOB	105.317.300	105.317.300	105.317.300	105.317.300

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023).

Cuadro No. N2

Preventas petroleras con empresas asiáticas en Bbls.

Empresas Petroleras asiáticas	2022	2024	2025	Total
Petrochina	7.280.000	6.480.000	5.570.000	19.330.000
Petrochina /CFB	39.100.000	33.840.000	10.970.000	83.910.000
Unipet III	3.200.000	2.880.000	3.650.000	9.730.000
PTT2	21.900.000	19.440.000	0	41.340.000
Subtotal de compromisos empresas asiáticas	71.480.000	62.640.000	20.190.000	154.310.000

Fuente: (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022)

El saldo deudor de los compromisos con las empresas asiáticas de 82.830.000 Bbls de los años 2024 – 2025, no se conoce como se ha renegociado los acuerdos que Ecuador tiene con Petrochina, Petrochina/CFB, Unipet y Petrotailandia.

Por información anterior no hay datos que nos de el conocimiento de como se ha extendido el plazo de los contratos en la renegociación, por lo tanto, me abstengo de opinar de cómo se va a realizar los pagos de preventas de petróleo a futuro en el periodo 2024 – 2026; a excepción de la moratoria de pago de preventas del año 2023.

Cuadro No. N3

Preventas petroleras 2022 en USD.

Empresas Petroleras asiáticas	2022 Bbls exportación FOB	Precio Promedio WTI USD/ Bbl	Total preventas petroleras USD
Petrochina	7.280.000		627.026.400,00
Petrochina /CFB	39.100.000	86,13	3.367.683.000,00
Unipet III	3.200.000		275.616.000,00
PTT2	21.900.000		1.886.247.000,00
Subtotal de compromisos empresas asiáticas	71.480.000		6.156.572.400,00

Fuente: (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022)

Discusión de moratoria de preventas petroleras con tres empresas asiáticas.

Las empresas asiáticas deben recibir 154.310.000 barriles de petróleo hasta el año 2024, por lo tanto, se ha preparado dos escenarios para entender cómo afecta al flujo de caja de Petroecuador y facilitar su flujo de efectivo, por lo cual se sugiere dar dos alternativas: una moratoria hasta el año 2026 y la otra cancelando en los años 2023 al 2025 lo que resta de la deuda con las empresas asiáticas.

Cuadro No. N4

Escenario uno de moratoria de preventas petroleras con empresas asiáticas.

Empresas Petroleras asiáticas	2022	2023	2024	Abono parcial
Petrochina	7.280.000	0	0	7.280.000
Petrochina /CFB	39.100.000	0	0	39.100.000
Unipet III	3.200.000	0	0	3.200.000
PTT2	21.900.000	0	0	21.900.000
Subtotal de compromisos empresas asiáticas	71.480.000	0	0	71.480.000

Fuente: (Ministerio de Economía y Finanzas-Justificativo Proforma Presupuestaria General del Estado, 2023); (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022)

En el año 2023 el Gobierno en la Proforma Presupuestaria del Estado (PGE) indica que no se cancelan en el ejercicio fiscal 2023 razón por la cual no se asignan valores en la proforma.

Cuadro No. N5

Escenario considerando la cancelación de la deuda de las preventas con empresas asiáticas en el periodo 2024 -2025 volúmenes en Bbls.

Empresas Petroleras asiáticas	2024	2025	Cancelación saldo deudor
Petrochina	6.480.000	5.570.000	12.050.000
Petrochina /CFB	33.840.000	10.970.000	44.810.000
Unipet III	2.880.000	3.650.000	6.530.000
PTT2	19.440.000	0	19.440.000
Subtotal de compromisos empresas asiáticas	62.640.000	20.190.000	82.830.000

Fuente: (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022)

Cuadro No. N6

Escenario dos considerando la cancelación de la deuda de las preventas con empresas asiáticas en el periodo 2024 -2025 volúmenes en USD.

Empresas Petroleras asiáticas	2024	2025	Cancelación saldo deudor
Subtotal de compromisos empresas asiáticas Bbls	62.640.000	20.190.000	82.830.000
Cotización Futura WTI USD/Bbl	47,56	65,95	
Proyección de preventas petroleras 2024 -2025 en USD	2.979.158.400	1.331.530.500	4.310.688.900

Fuente: (Ítalo Cedeño-Gerente General Petroecuador, 2022)

8 CAPITULO VIII: ANEXOS

Anexo A

Ficha de entrevista para encuesta sobre el Análisis de inversión para potenciar la producción petrolera ecuatoriana en el periodo 2022-2026.

La presente encuesta tiene como objetivo analizar los diferentes escenarios sobre la inversión para potenciar la producción petrolera de Ecuador en el periodo 2022-2026. Se trata de conocer los criterios profesionales de los especialistas a encuestar con respecto al tema a tratar. No le tomará más de 20 minutos, la información obtenida será manejada con total confidencialidad y utilizada para los fines de este estudio, de antemano agradezco su colaboración.

1. Genero

Femenino	<input type="checkbox"/>
Masculino	<input type="checkbox"/>

2. Estado Civil

Soltero	<input type="checkbox"/>
Casado/Pareja de hecho	<input type="checkbox"/>
Divorciado/Separado	<input type="checkbox"/>
Viudo	<input type="checkbox"/>

3. Edad

4. Nivel de educación

Pregrado	<input type="checkbox"/>
Posgrado	<input type="checkbox"/>
Doctorado	<input type="checkbox"/>

5. Estatus laboral

Trabaja en relación de dependencia	<input type="checkbox"/>
Trabaja de manera independiente	<input type="checkbox"/>
Desempleado	<input type="checkbox"/>
Jubilado	<input type="checkbox"/>

FAVOR SELECCIONE (LA OPCION) EL ESCENARIO QUE SEA FACTIBLE PARA PETROECUADOR EP, POTENCIAR LA PRODUCCION PETROLERA DURANTE EL PERIODO 2022-2026 EN EL ECUADOR.

<input type="checkbox"/> ALTERNATIVA A POTENCIACION MEDIA BAJA	<input type="checkbox"/> ALTERNATIVA B EP PETROECUADOR Proyección para incrementar la producción	<input type="checkbox"/> ALTERNATIVA C STATUS QUO POTENCIACION NINGUNA.
INCREMENTAL ANUAL BARRILES DE PETROLEO POR DIA (BPPD), QUINQUENIO 2022-2026 2022.....40.000 2023.....40.000 2024.....40.000 2025.....40.000 2026.....40.000 TOTAL..... 200.000	INCREMENTAL ANUAL BPPD QUINQUENIO 2022-2026 2022.....107.000 2023.....228.000 2024.....45.000 2025..... 4.000 2026..... 3.000 TOTAL..... 387.000	Petroecuador mantendrá la producción base de petróleo de 372.608 BPPD del año 2021, durante el quinquenio 2022-2026, En el periodo del quinquenio, deben realizarse trabajos de perforación, reacondicionamiento de pozos, recuperación avanzada de petróleo, de suspender no se mantendrá estable la producción.

Petroecuador EP. En el periodo del 2021, mantuvo una producción promedio de petróleo de 372.608 BPPD.

A continuación, encontrará un espacio opcional para que exponga su punto de vista para explicar su decisión sobre el escenario que ha elegido como encuestado:

Puede dar su opinión sobre las razones económicas en el espacio de una línea.

Puede dar su opinión sobre las razones técnicas-petroleras en el espacio de una línea.
