

El petróleo y sus fases en el Ecuador

Sandra Emperatriz Peña Murillo
Eddie Manuel Zambrano Nevárez



ING. SANDRA PEÑA MURILLO MSc.

DOI: [0000-0002-7848-8021](https://doi.org/10.0000-0002-7848-8021)

UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL

E-mail: sandra.penam@ug.edu.ec

La autora nace en 1977, en Guayaquil. Los estudios Universitarios y de Post-grado los cursa en la Facultad de Ingeniería Química, de la Universidad de Guayaquil; obteniendo el título de Ingeniera Química (2000), Magister en Ingeniería Ambiental (2008), Magister en Scientiae de la Ingeniería Química y Aspirante a Doctor en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Química, en la Universidad del Valle. Laboró en Empresas Públicas y Privadas: SGS del Ecuador, Ministerio de Minas y Petróleos, Ministerio del Ambiente, Pacifpetrol, Quibis, Universidad de Guayaquil; donde se desarrolló profesionalmente como: Asistente de Proyectos y Auditorías Ambientales; Laboratorista Control de Calidad en Combustibles (2001–2002); Gerente Propietaria de Laboratorios Peña; Delegada Regional de Protección Ambiental (2003–2009); Consultor y Asesor Técnico Ambiental (2010- Actual); Docente de Petróleo (2014 – Actual); además de: Directora del Dep. de Planificación y Acreditación (2015) y Directora Carrera de Ingeniería Química de la Facultad de Ing. Qca de la Universidad de Guayaquil 2015 – 2018; 2021-actual.



ING. EDDIE ZAMBRANO NEVAREZ, MSc.

DOI: [0000-0003-0358-0402](https://doi.org/10.0000-0003-0358-0402)

UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL

E-mail: eddie.zambranon@ug.edu.ec

Nace en Quevedo 1974 de profesión Ingeniero Químico (2000) Facultad de Ingeniería Química, de la Universidad de Guayaquil. Magister Scientiae en Ingeniería Química de la Universidad de Los Andes, Mérida-Venezuela (2018). Realiza diplomado de seguridad, higiene y salud ocupacional (2008) Facultad de Ingeniería Industrial, de la Universidad de Guayaquil. Se ha desarrollado profesionalmente en la industria de hidrocarburos en Empresas Públicas y Privadas, como Petrobras, Repsol, Quimipac, Solipet y Petroamazonas, desarrollando actividades en las áreas de CSMS (Calidad, seguridad y medio ambiente), tratamientos químicos del petróleo y del gas natural, control de la corrosión, bombeo hidráulico y completación de pozos, Además: Docente de Química en la UPSE (Universidad Península de Santa Elena 2002) y colaborador con la Facultad de Ingeniería Química, dictando cursos de Corrosión (2002 – 2003) Actualmente Docente contratado tiempo completo en la Universidad de Guayaquil, Facultad de Ingeniería Química(Nov-2019; 2022-actual); Facultad de Filosofía y Letras 2019-2021.

El petróleo y sus fases en el Ecuador

Sandra Emperatriz Peña Murillo
Eddie Manuel Zambrano Nevárez

Sandra Emperatriz Peña Murillo
Eddie Manuel Zambrano Nevárez

El petróleo y sus fases en el Ecuador

ISBN: 978-9942-600-63-9

Primera edición 2023

The work was reviewed by academic peers before its editorial process, in case of requiring certification, please request it to: sbores@colloquium-editorial.com.

The production or storage of all or part of this publication, including the cover design, as well as the transmission of the same by any means, whether electronic, chemical, mechanical, optical, recording or photocopying, without the authorization of the copyright holders, is strictly prohibited under the penalties of the law.

Ecuador 2023

Índice

1	CAPITULO	22
1.1	Marco conceptual	22
2	CAPITULO	24
2.1	EXPLORACIÓN DEL PETRÓLEO.....	24
2.1.1	El petróleo	24
2.1.2	Origen y formación del petróleo	25
2.1.3	Descubrimiento del petróleo en el Ecuador	27
2.2	Exploración petrolera.....	29
2.2.1	Obtención De Fotografías O Imágenes Satelitales	33
2.2.2	Sistemas Magnéticos Y Gravimétricos	34
2.3	Exploración Sísmica	34
2.4	Prospectos Petroleros	35
2.4.1	Empresas Privadas Dedicadas A La Exploración Del Petróleo.....	36
2.4.2	Especificaciones Del Crudo Por Las Empresas Privadas Dedicadas A La Exploración Petrolera En El Ecuador	38
2.4.3	Empresas Públicas Dedicadas A La Exploración Del Petróleo	38
2.4.4	Historia de la exploración petrolera en el ecuador.....	41
2.5	Métodos actuales de exploración aplicados en el Ecuador	50
2.5.1	Técnicas de geología de campos	52
2.5.2	Estudios de sísmica 3d bloques 70's	55
2.5.3	Contratación petrolera en la exploración de crudo	56
2.5.4	Formas contractuales	57
2.6	Costos de exploración y su rentabilidad al Estado	59
2.7	Reservas petroleras en el Ecuador	62
2.7.1	Métodos de Exploración	65
2.7.2	Equipos empleados en la exploración.....	67
2.8	Impacto de la exploración petrolera durante la proyección sísmica	68
2.9	Socialización de campañas hidrocarburiíferas con comunidades indígenas	71
2.10	Perspectiva de la exploración petrolera en el país	73
2.11	Exploración en los campos ITT (áreas Tambococha e Ishpingo) y Sacha	74
2.12	Potencial exploratorio remanente.	76

3	CAPITULO	80
3.1	Perforación petrolera	80
3.1.1	Extracción convencional de petróleo	80
3.2	Métodos de perforación	82
3.2.1	Perforación por percusión.....	82
3.2.2	Perforación por rotación	84
3.2.3	Perforación direccional	85
3.2.4	Perforación rotopercutante	86
3.3	Método de Inyección de gas	87
3.3.1	Tecnologías de extracción no convencionales	88
3.4	Equipos empleados en la perforación.....	93
4	CAPITULO	95
	Explotación petrolera	95
4.1	Métodos de explotación	95
4.1.1	Extracción por el método de perforación por rotación	95
4.1.2	Extracción por el método de perforación por percusión	96
4.2	Equipos empleados en la explotación.....	96
4.3	Empresas ecuatorianas encargada de la exploración y explotación de petróleo.....	96
4.4	Proceso de extracción del Petróleo	97
4.5	Instituciones petroleras ecuatorianas.....	100
4.6	IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA ECUATORIANA.....	100
	El mercado petrolero mundial	101
4.7	Fases petroleras	102
4.8	Cadena de la comercialización	103
4.9	Políticas petroleras en el Ecuador	104
	PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETROLEO EN ECUADOR	105
	Combustibles y derivados que se comercializan en el mercado ecuatoriano:.....	106
	PRODUCCIÓN DE DERIVADOS	108
	GASOLINA EXTRA	108
	FUEL OIL 4.....	109
	DIESEL 2	109
	GLP	109
	EXPORTACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO	110

5	CAPITULO	111
5.1	COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO	111
5.1.1	Inicios de las exportaciones petroleras	111
5.1.2	Los precios internacionales Del petróleo	111
	Comercialización de hidrocarburos.	112
5.1.3	Estudio comparativo entre Ecuador y Colombia basado en la tasa de morosidad.	113
	Comercialización de los derivados de petróleo importados.	114
	Volatilidad el precio del petróleo	114
5.2	Economía en Ecuador producto de la comercialización del petróleo.....	115
	PIB	117
	Enfoque de la producción.....	118
	Enfoque del gasto	118
	Enfoque del ingreso.....	118
	PIB real	118
	IPC.....	119
	COMERCIALIZACIÓN DEL PETROLEO EN ECUADOR	122
	Los derivados de petróleo comercializados en Ecuador	123
	Los derivados importados	125
	Demanda de derivado de petróleo en Ecuador.....	126
	Cantidad de derivados producidos	127
	Residuo.....	127
	Gasolina Extra.....	127
	Crudo pesado # 4.....	127
	Diésel # 2.....	128
	GLP	128
	Cantidad de derivados exportados.....	128
	Fuel oil	130
	Nafta.....	130
	Otros.....	130
	Importación por producto de derivados del petróleo.....	132
	Destinos de las exportaciones de derivados del petróleo.	132
	Materias primas procesadas en las refinerías nacionales	133
	Producción nacional de petróleo	135

Comportamiento de las exportaciones e importaciones de derivados de petróleo en Ecuador...	138
Producción de las refinerías del Ecuador	138
Producción por productos de derivados del petróleo en el Ecuador.	140
Resultados	149
6 REFINACIÓN DE PETRÓLEO	162
6.1 PROCESO DE REFINACIÓN DEL CRUDO	162
6.2 PROCESOS CATALÍTICOS USADOS EN EL REFINADO DE PETRÓLEO	163
6.3 TIPOS DE CRAQUEO CATALÍTICO.....	164
6.4 REACCIONES DEL CRAQUEO CATALÍTICO.....	168
6.5 MÉTODO Y/O PROCESOS.....	178

Resumen

El presente proyecto de investigación expone a los combustibles fósiles como la principal fuente de energía para las diversas actividades de la humanidad presentando la situación pasada y futura a nivel mundial en el uso de estos recursos. Uno de los objetivos es conocer las cifras que manejan los diferentes países que lideran el mercado de los combustibles fósiles. El enfoque realizado por anteriores investigaciones refleja que la vida activa de los combustibles fósiles con el pasar de los años irán teniendo una regulación teniendo como base la mitigación del cambio climático y las acciones que se puede tomar frente a esto. Por medio de las cifras de la AIEA podemos identificar que los países de la OCDE son potenciales consumidores de combustibles fósiles para generar energía, aunque de manera actual han comenzado a disminuir las demandas de carbón y se presenta el declive del gas convencional, no se descartará la demanda de combustibles fósiles durante próximos años pero sí se verá desacelerada y para uso exclusivo en ciertas actividades, muchos de los combustibles fósiles alcanzarán el pico de consumo en los próximos años lo cual hará más recurrente a un cambio de energía renovable.

Aunque el progresivo agotamiento de recursos energéticos fósiles, en especial de los llamados de extracción fácil, es un proceso en marcha bastante reconocido durante gran parte del siglo XXI la sociedad mundial continuará con el uso de los combustibles fósiles como fuente de energía principal, para contrarrestar los efectos ambientales que esto significa, a pesar de que muchos países tomarán medidas con el fin de reducir emisiones de gases como CO₂ hasta el año 2050, el uso de las ER comenzará su crecimiento creando un sistema energético mixto entre estos y combustibles fósiles.

El petróleo históricamente para el país ha sido una de las fuentes principales de ingresos, sin embargo, su industrialización, no refleja los mismos resultados que la materia prima. La investigación tiene como objetivo evaluar la incidencia de la producción de derivados en el periodo de tiempo que se ha estimado, cuáles de estos productos son los más relevantes en la comercialización interna, así como la comercialización en el resto del mundo definiendo sus principales destinos y los productos que el Ecuador importa.

Esta investigación está alineada a al análisis de fuentes bibliográficas, la indagación de datos adquiridos de fuentes secundarias para explicar la orientación de los mismos, para lo cual se pueda establecer de manera cuantitativa las diferentes fases del petróleo, las exportaciones e importaciones de derivados del petróleo y su influencia en la balanza comercial del Ecuador.

Palabras Claves: Hidrocarburos, derivados del petróleo, Refinarias, Exportaciones, importaciones, producción, petróleo

Abstract

This research project exposes fossil fuels as the main source of energy for the various activities of humanity, presenting the past and future situation worldwide in the use of these resources. One of the objectives is to know the figures used by the different countries that lead the fossil fuel market. The approach carried out by previous research reflects that the active life of fossil fuels over the years will have a regulation based on the mitigation of climate change and the actions that can be taken against this. Through the IAEA figures we can identify that the OECD countries are potential consumers of fossil fuels to generate energy, although currently they have begun to decrease the demand for coal and there is a decline in conventional gas, it will not be ruled out. The demand for fossil fuels in the coming years, but it will slow down and for exclusive use in certain activities, many of the fossil fuels will reach the peak of consumption in the next few years, which will make a change in renewable energy more recurrent.

Although the progressive depletion of fossil energy resources, especially the so-called easy extraction, is a well-recognized ongoing process for much of the 21st century, world society will continue to use fossil fuels as the main source of energy, to counteract the environmental effects that this means, despite the fact that many countries will take measures in order to reduce emissions of gases such as CO_2 until the year 2050, the use of RE will begin to grow by creating a mixed energy system between these and fossil fuels.

Oil historically for the country has been one of the main sources of income, however, its industrialization does not reflect the same results as the raw material. The objective of the research is to evaluate the incidence of the production of derivatives in the period of time that has been estimated, which of these products are the most relevant in the internal commercialization, as well as the commercialization in the rest of the world, defining their main destinations and the products that Ecuador imports.

This research is aligned to the analysis of bibliographic sources, the investigation of data acquired from secondary sources to explain their orientation, for which it is possible to quantitatively establish the exports and imports of petroleum derivatives and their influence on the balance. commercial of Ecuador.

Keywords: Hydrocarbons, petroleum derivatives, Refineries, Exports, imports, production, petroleum

Prólogo

En Ecuador y en el mundo, el consumo de petróleo se mantiene de manera constante, llegando este a considerarse como un punto muy importante en el desarrollo de nuevas tecnologías e infraestructuras donde el mismo se emplee de una manera eficiente y se use por completo generándose el menor desperdicio del mismo, por ello, la comercialización del mismo ha tenido una gran acogida en los recientes años donde puede llegar a abarcar inclusive aproximadamente el 80% de la matriz energética a nivel mundial, sin embargo, esta misma demanda a nivel mundial puede llegar a tornarse un tanto fluctuante, puesto que el precio del petróleo suele incrementarse y disminuirse dependiendo la demanda existente, sin embargo, la oferta se encuentra elevada por lo que el precio del barril tiende a disminuir y con ello pueden ocurrir ciertos problemas a nivel económico en el país que depende de la comercialización del crudo, el presente capítulo trata sobre el PIB, PIB real, IPC, del petróleo y sus derivados, y la volatilidad que este puede llegar a tener en el mercado.

El PIB, PIB real, IPC, del petróleo y sus derivados, y la volatilidad que este puede llegar a tener en el mercado, en donde se determinó que la apreciación del petróleo y su coste está ligado a la demanda existente del mismo, así como también a los productos con que este sea referenciado (para el caso de Oriente y Napo, el WTI), por otro lado, se analizó la incidencia del VAB y como este cambió con respecto a dos trimestres de un mismo año (2020) y las influencias externas que se dieron para que el VAB se redujese a -29,4, del mismo modo la mejora presente para el año 2021 donde se adquirió ingresos adicionales por la venta del crudo.

Abreviaturas

AIEA Organismo Internacional de Energía Atómica

ATR: Reformado autotérmico

CCL: Craqueo Catalítico de Líquidos

CN: Número de Cetano

CR: Crudo Reducido

DO: Diésel Oil

ER Energías Renovables

FCC: Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado

FCCU: Unidad de Craqueo Catalítico

GEA Estudios de Asesoramiento Ambiental

GR: Gases de Refinería

G-20 Grupo de países industrializados y emergentes

HAP: Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos

IPC: Índice de Precio al consumo

MTBE: Éter Metil Terbutílico

OCDE: Organización para Cooperación y Desarrollo Económico

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

PIB: Producto Interno Bruto

RG: Regenerador

RX: Reactor

SMR: Reformado de metano con vapor

SR: Reformado con vapor

ST: Stripper

TPM: Toneladas de peso muerto

VAB: Valor Agregado Bruto

VEHL: Velocidad espacial horaria del líquido

VEHM: Velocidad espacial horaria másica

VGO: Gasóleo de Vacío

WGS: Water Gas Shift (Conversión por turnos)

t: Tiempo de residencia del catalizador en horas

GLOSARIO

BIORREFINERÍAS: Instalaciones industriales equipadas con tecnología encargadas de convertir la biomasa y que emplea procesos para producir de manera simultánea combustibles, productos de origen químico y energía todo esto a partir de biomasa.

COMBUSTÓLEO: Son los residuos que resultan de la refinación del petróleo en crudo, este combinado con otros residuos posee un alto contenido de azufre y comúnmente es utilizado en las mismas refinerías y de manera industrial para generar electricidad.

FUENTES ENERGÉTICAS: Recursos de distintas procedencias que permiten generar electricidad.

GAS CONVENCIONAL: aquel que es extraído por medio de una trampa estructurada, estratificada que se puede combinar con el fin de almacenar hidrocarburos.

GAS INVERNADERO: Son aquellos gases que aportan al aumento del llamado efecto invernadero.

GAS NATURAL: Hidrocarburo cuya formación consta de metano en mayor proporción que otros componentes.

INEXTRICABLE: Que se encuentra fuertemente ligado y es complicado de explicar.

PETROLÍFEROS: Que contiene petróleo o que trabaja con este.

SECUESTRO DEL CARBONO: Absorción a partir de sistemas generalmente naturales como las plantas en gran cantidad encargados de absorber el carbono en el ambiente.

SUBSIDIOS: Ayudas promovidas por los gobiernos que incentivan a realizar compras al consumidor, consiste en la reducción de precios de varios productos.

TASAS ARANCELARIAS: Impuesto que se impone a productos al momento de entrar a un país, siendo este un valor distinto para cada uno.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA: Cambio progresivo de energías ya erradicadas como los combustibles fósiles por aquellas que generan menos contaminación

VAB: El valor agregado bruto, conocido por sus siglas VAB, es una magnitud macroeconómica que mide el valor total creado por un sector, país o región. Esto es, el valor del conjunto de bienes y servicios que se producen en un país durante un periodo de tiempo, descontando los impuestos indirectos y los consumos intermedios **Fuente especificada no válida.**

BUQUE METANERO: barco de transporte marítimo de Gas Natural Licuado (GNL)¹.

CRACKING O CRAQUEO: Proceso de conversión consistente en el rompimiento de moléculas grandes de hidrocarburos en otras más pequeñas con el fin de aumentar la proporción de productos ligeros y volátiles. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como craqueo térmico. Si se utiliza un catalizador se conoce como craqueo catalítico; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno se conoce como un proceso de hidrocrqueo.

GASIFICACIÓN: La producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido².

GASODUCTO: Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales y suministran a una sola o varias regiones.

INMISIÓN: Materiales sólidos, líquidos o gaseosos que junto con el aire se depositan en un lugar determinado de la superficie del suelo o en su proximidad.

INYECCIÓN: Operación mecánica en la que se introduce una mezcla de arcilla, agua y ciertos productos químicos (lodos) de forma continua durante las operaciones de perforación para evacuar los materiales residuales, lubricar y enfriar el trépano, sostener las paredes de los pozos y equilibrar la presión de los fluidos contenidos en las formaciones.

ISOMERIZACIÓN: Proceso de formación de isómeros, es decir, de cuerpos de igual composición química, pero de propiedades físicas diferentes.

LICUACIÓN O LICUEFACCIÓN: Operación que consiste en transformar el gas natural en la zona del yacimiento a su forma líquida con el propósito de transportarlo.

LODOS: Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente de crudo o gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo¹.

Mm³: Millones de metros cúbicos **BARRIL** Una medida estándar para el crudo y para los productos derivados. Un barril = 42 galones USA o 159 litros.

NAFTA: Producto ligero del refino de petróleo, cuyo punto de ebullición es inferior al del queroseno, utilizado como combustible de automóviles o materia prima de la industria petroquímica (p.e, para la elaboración de etileno)¹.

OLEODUCTOS: Tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo³.

PETRÓLEO BRENT: Una mezcla de crudos del Mar del Norte usada como marcador para precio internacional del crudo, de referencia en Europa³.

PLANTA DE INERTIZACIÓN: Instalación para el tratamiento de algunos residuos especiales de las refinerías¹.

PROSPECCIÓN SÍSMICA: Método de prospección que hace posible una visión del subsuelo y de sus estructuras geológicas con miras a la ubicación de yacimientos. Consiste en emitir una señal en la superficie (por ejemplo, una pequeña carga explosiva o la caída de un peso) para provocar una onda de choque que se propaga a través de las capas del subsuelo, reflejándose en cada una de ellas las que se registran al retornar a la superficie. Se simula un pequeño sismo³.

SISMÓGRAFO: Aparato registrador de las vibraciones del subsuelo que se emplea en la búsqueda de hidrocarburos.

SISTEMA DE MEDICIÓN DE EMISIÓN O INMISIÓN: Proceso de medición mediante distintas técnicas de los niveles de emisión o inmisión de los contaminantes de una actividad industrial¹.

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela².

TPM, Toneladas de Peso Muerto: El peso del cargamento, provisiones, combustible y agua que transporta un barco cuando está totalmente cargado.

Introducción

La producción de derivados de petróleo es vital para las distintas actividades productivas en diferentes industrias, y en empresas de servicios (las cuales están muy relacionadas con el transporte). Muchas de las industrias dependen de estos productos originarios del petróleo para el funcionamiento de sus maquinarias y mantenimientos.

La industria petrolera ha sido de gran relevancia para el Ecuador, pero al tratar de producir bienes con valores agregados provenientes de esta materia prima no ha tenido los mismos resultados que al comercializarlo como bien primario.

El petróleo es la principal fuente de energía del mundo de vital importancia en la economía de un país y cualquier plan de desarrollo, crecimiento e industrialización. La historia económica del Ecuador se ha basado en la explotación de recursos naturales tales como el petróleo que se fundó en aspectos productivos que incorporan la producción del crudo y sus derivados. La refinación del crudo, es la fase de transformación en diversos tipos de combustibles para darle un valor agregado y satisfacer las necesidades energéticas del país. La comercialización del crudo y sus derivados es el proceso de venta a los diferentes mercados internacionales.

Han pasado 2 siglos desde que el empresario norteamericano Edwin Laurentine Drake logró perforar el primer pozo para la extracción de combustibles fósiles en Oil Creek, Pennsylvania, dando inicio a lo que se conoció como ‘la fiebre del oro negro’ y el bum del avance de la civilización. Durante la mitad del siglo XVIII gracias a los avances en la

termodinámica, y en otras áreas de las ciencias, surgió la revolución industrial trayendo con ello al carbón fósil junto con el petróleo los motores del desarrollo que hoy conocemos.

Para finales del 2012 la humanidad alcanzó los 7,000 millones de personas, una cifra 7 veces mayor al momento en que se empezó a usar los recursos fósiles. Esto se debió al incremento en el uso de los pesticidas y fertilizantes en la agricultura que derivan directamente del gas natural y de la refinación del petróleo, permitiendo que la productividad agrícola se incrementara enormemente, dependiendo casi el 80 % de la energía mundial exclusivamente de estos recursos fósiles (carbón, gas natural, petróleo).

En este trabajo de investigación se determinará los efectos del incremento en el consumo de los combustibles fósiles con el agotamiento progresivo de las reservas existentes a nivel mundial durante los próximos 30 años. La investigación de esta problemática se realizó por el interés de que la demanda energética mundial de combustibles fósiles es cada vez mayor, reduciendo las reservas existentes posiblemente ocasionando para futuras generaciones una crisis energética, socio-económica y ambientales difíciles de subsanar.

Se mencionará la situación y la producción de los combustibles fósiles. En seguida, se identificará los mayores productores de combustibles fósiles y hasta que tiempo se ha estimado sus reservas. Esto nos conduce no solo a comparar la demanda energética mundial de los combustibles fósiles y ámbitos sociales que depende de sus usos, sino a indicar que la sustitución parcial de la energía a base de recursos fósiles por recursos renovables, prolongaría el tiempo de vida útil de las reservas de los combustibles fósiles.

El diésel es el producto más demandado en el Ecuador, seguido de la gasolina y el gas GLP. Se exporta en gran cantidad la materia prima, y el producto final que es los derivados de petróleo, lo consumimos en gran variedad del exterior.

La producción de derivados de petróleo es baja a comparación de otras industrias. Esto se ve reflejado en las cifras de exportación de estos productos las cuales ha dejado saldos negativos al comparar el ingreso de las importaciones de derivados de petróleo. Las importaciones de estos productos están sujetas a precios elevados la cual ha desfavorecido a la industria nacional, ya que esto implica un aumento de sus costos de producción y a su vez un aumento de sus precios. [1]

Entre la década del 40 y mediados de los 70, el consumo de estas materias primas aumento significativamente y a nivel mundial que se ha convertido en la fuente de energía principal y dominante. En las últimas décadas este recurso se ha destinado como combustibles de motores, de transporte y la obtención de productos químicos, medicamentos, disolventes, plásticos, antisépticos y material sintético lo cual ha representado el 80% para su producción a partir de la década de los 70, la economía ecuatoriana tuvo un giro importante como consecuencia del auge de las exportaciones de petróleo debido al aumento de los precios internacionales del crudo. Lo cual condujo al desarrollo económico ecuatoriano que solo se centraba en un modelo agroexportador hasta ese entonces. [2]

En la investigación realizada en el periodo de estudio el pico más alto para las exportaciones de derivados de petróleo (2010 – 2017) se dio en el año 2011 con \$1.144.895,07 millones de dólares; a partir de ese año las cifras fueron disminuyendo, y desde el año 2015 las exportaciones comenzaron a recuperarse (Banco Central del Ecuador, s.f.). Pero estos ingresos no representan ni el 25% del total de las exportaciones, y siendo el

sector petrolero el que más genera ingresos en exportaciones, pero solo como materia prima, lo que respecta a sus derivados que son generados por procesos de industrialización, estos aportan muy poco en ingresos por exportaciones. En tanto las importaciones de derivados de petróleo representan cifras mayores en comparación a sus exportaciones. Siendo un país que su mayor fuente de ingresos es el petróleo, se tiene deficiencias en su industrialización, y como consecuencia se procede a importar de otros países estos productos provenientes del crudo. Una subida en los precios del crudo afecta en igual medida al costo de los derivados del petróleo que se utilizan en distintas industrias y en los hogares. Para los derivados que Ecuador importa son: gasolina, diésel y gas doméstico, los cuales llegan con precios elevados. El incremento de los precios de derivados de petróleo no solo les afecta a los consumidores regulares, sino también a las distintas empresas.

Para el año 2016 la tendencia de precios se mantuvo, y en ese mismo año, para los meses entre enero y julio el precio del barril fue de 30,7 dólares. Según Santiago Mosquera, profesor de USFQ, el problema no se origina en la industria la cual no es responsable de mantener los precios del barril, el problema radica en que se han acostumbrado a precios más altos. La apreciación del dólar es otra causa de los problemas en la balanza comercial, el Ecuador al ser una economía dolarizada, no puede aplicar o implementar una política monetaria contra-cíclica.

La falta de competitividad del país, fue inmediatamente contestada por el ejecutivo ecuatoriano con el mecanismo de protección de las salvaguardias, lo cual este mecanismo ha ayudado a proteger la producción nacional y disminuir el efecto negativo de la baja del precio del barril de petróleo, y a su vez el otro problema, la apreciación del dólar, principales problemas que afectaban de forma negativa a la balanza comercial. En respuesta a estos

problemas coyunturales el programa económico que ha venido implementado el gobierno de Ecuador se ha basado en garantizar tres principales ejes: la defensa de la producción nacional, la generación de plazas de empleo y apuntalar el esquema de la dolarización. [1]

Según la investigación realizada, el sector industrial para una economía puede ser eje principal para impulsarla al desarrollo, es por este motivo que el sector que más genera ingresos en exportaciones (petrolero) debe dinamizarse hacia la industrialización de esta materia prima. Al desarrollarse un modelo industrializado dinámico, eficiente y eficaz en el sector petrolero, no solo se conseguirá aumentar la demanda interna y externa del producto final, sino que al mismo tiempo se requerirá de más personal capacitado para desarrollar estas funciones con lo cual se aumentaran las ofertas de empleo adecuado, ya que este sector requiere de personas con conocimientos técnicos, los cuales esta industria se los remunerará. En fin, aumentará el crecimiento de las exportaciones, a su vez el crecimiento económico del país, y se incrementará el empleo adecuado.

Los resultados que se obtuvo mediante esta investigación de la incidencia de las exportaciones de derivados del petróleo en la balanza comercial servirán para desarrollar estrategias que conviertan estas exportaciones en una solución para aumentar el superávit que se pudo observar en los dos últimos años de análisis, dejando a un lado la materia prima como fuente principal de ingresos y pasando a la industrialización de este bien. El camino más viable para pasar de ser un país en desarrollo a un país desarrollado es mediante la industrialización en la mayoría de sus sectores, los cuales Ecuador aún sigue dependiendo en el mercado internacional por los ingresos que generan las ventas de sus materias primas. [1]

1 CAPITULO

1.1 Marco conceptual

El petróleo es un complejo formado por la mezcla de modo natural de compuestos hidrocarburíferos mismos que provienen de las rocas. Se debe tener en consideración que este petróleo se formó por medio de la descomposición de materia orgánica, misma que pasó por un proceso que tomó un largo periodo de tiempo, en donde por la influencia de la presión y la temperatura, este se transformó en hidrocarburo.

El tipo de petróleo puede variar dependiendo de las características físicas y químicas que presente, teniendo entre esto el color que presenta debido a la reflexión de la luz, donde aquellos que son más pesados o extra pesados presentan un tono negro en su totalidad, mientras que aquellos que son más livianos tienen una tonalidad blanquecina verdosa.

El uso del petróleo en la actualidad puede variar dependiendo del tipo de empresa que lo adquiera y el proceso que le den en la misma. El petróleo es en la actualidad una fuente importante de energía a nivel mundial, y esto se encuentra sujeto al desarrollo de la tecnología lo que permite aprovecharlo de una forma más eficiente y adquirir derivados del mismo que pueden tener múltiples funciones, desde combustibles para vehículos terrestres, aéreos o marinos, hasta servir como materia prima para elaborar diferentes productos como botellas o aceites lubricantes, entre otros. Se debe tomar en consideración que en la actualidad la matriz energética se encuentra principalmente impulsada por el uso de combustibles fósiles, donde el empleo de los mismos puede llegarse a considerar aproximadamente el 80% de la matriz energética, donde el restante 20% abarca fuentes energéticas provenientes de centrales nucleares, biomasa, hidroelectricidad, entre otras fuentes energéticas renovables [3].

Si bien el petróleo puede ser comercializado en crudo sin algún tipo de alteración, al emplearse un proceso de refinado, este es transformado en diferentes tipos de combustible o derivados, con el fin de satisfacer las necesidades de los consumidores o del país en que se desarrollan o al cual se exportará. La comercialización en general, es el proceso de venta de petróleo, donde en los mercados internacionales se da en forma de crudo, mientras que a nivel nacional o interno del país se da en forma de combustible [4].

La comercialización de tipo interna de los derivados de petróleo comienza con la recepción de los requisitos y requerimientos de las comercializadoras y termina con la facturación de los productos. Las comercializadoras son aquellas personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras que se encuentran autorizadas para comercializar combustibles líquidos derivados de petróleo. De manera que se tenga un control en los tipos de derivados que se pueden llegar a comercializar de manera interna, se ha segmentado a los consumidores de estos derivados de la siguiente manera: Aéreo, Automotriz, Industrial, Pesquero Industrial, Pesca Artesanal, Naviero Nacional, Naviero Internacional, Asfaltos, Solventes.

2 CAPITULO

2.1 EXPLORACIÓN DEL PETRÓLEO

2.1.1 El petróleo

Es un recurso no renovable y fósil, desde su descubrimiento ha contribuido a la humanidad para su propia evolución, así como generador de fuente de energía y materia prima para la industria global. Proviene su significado de dos vocablos latinos: petro = piedra y óleum = aceite, tanto así que es obtenido desde rocas subterráneas que incluyen mezclas de hidrocarburos.

Se dieron los primeros hallazgos en El Ecuador en la costa, en Ancón provincia de Santa Elena explotado por la empresa Anglo a causa de la primera concesión otorgada por el Estado a la misma en 1878, permitiendo que esta empresa inglesa en 1911 explote el primer pozo petrolero, en ese mismo año se crea el código de Minería declarando que el crudo es de propiedad estatal.

En 1967 ya se obtenían alrededor de 2.610 barriles al día en Lago Agrio explotados por Texaco y en 1971 se crea la Ley de Hidrocarburos con la finalidad de regular operaciones por varias concesiones otorgadas y miles de hectáreas destinadas a la exploración en el país. En 1972 el crudo toma relevancia por la cantidad exportada a nivel internacional desde el puerto Balao en Esmeraldas, tanto así que fueron despachados 308.238 barriles al precio inicial de \$2,34, generando considerables ingresos para la economía ecuatoriana.

En 1973 Ecuador integra como titular a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) donde se establecen cuotas en la producción, regularizaciones de precios y demás políticas comerciales para el mercado global. A nivel interno se fortalece el boom petrolero cuya consecuencia se vio reflejada en un incremento del 24% del PIB nacional.

En 1975 por primera vez la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perfora con éxito en el oriente y como resultado de dicho proceso obtuvo 2.066 barriles de crudo, luego para 1976 comienza la explotación en Santa Elena inicialmente con 803 pozos. La bonanza económica en el país tuvo su declive en 1987 por el terremoto en la costa

ecuatoriana, provocando la paralización en la producción ya que rompió el medio de transporte motriz, es decir el Oleoducto Transecuatoriano.

En el 2003 como una medida especial en materia de transporte e infraestructura para las conexiones a nivel nacional y con una capacidad para transportar 300.000 barriles entra en funcionamiento el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) con 485 kilómetros de extensión. En el 2007 se establece una nueva forma de negociaciones petroleras por parte del Gobierno Central con una ganancia más favorable para el Estado que comprende el 99% y donde el contrato le otorga a la concesión el valor del 1% de la utilidad de lo explotado.[2]

El Ecuador antiguamente de depender de la explotación y exportación del petróleo ya registraba bonanzas por la explotación de minerales de los cuales una de sus iniciales exportaciones y el cual le generaba ingresos a la nación fue el oro cuando todavía éramos colonia española, las principales ciudades que generaban mayor explotación de este mineral eran Cuenca, Zamora, Zaruma lo que le resultaba al país un embarque hacia España de 800.000 2 pesos anuales, después esta cifra empezó a decaer hasta llegar a generarse un saqueo en donde el oro se dio por extinguido.

Después llegó la etapa del cacao que tuvo un corto periodo en su primer ciclo que fue desde 1600 hasta 1615 en donde se logró exportar 1 millón de pesos, luego decaería el precio internacional y eso provocaría que decaiga la exportación del cacao, pero ese no sería el único ciclo del cacao ya que a partir del año 1773 se comenzó nuevamente con las exportaciones del cacao llegando a exportar un total 300.000 pesos.[5], [6]

2.1.2 Origen y formación del petróleo

El petróleo es un compuesto químico que contiene fracciones sólidas, líquidas y gaseosas. Es formado por compuestos llamados hidrocarburos que a su vez son formados por átomos de carbono e hidrógeno y pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y

algunos metales. Se lo encuentra de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar [4].

El petróleo se formó bajo de la tierra hace millones de años. Su nombre se debe a que los antiguos griegos lo llamaban aceite de piedra petra (piedra) óleum (aceite) El origen del petróleo se encuentra ligado con las enormes cantidades de compuestos orgánicos que son depositados actualmente y de manera continua en las cuencas sedimentarias en el mundo. Los restos de organismos microscópicos contienen carbono e hidrógeno grandes cantidades, los cuales constituyen los elementos fundamentales del petróleo (Ramirez). Los factores que se originan para crear la formación del petróleo son los siguientes: ausencia de aire, restos de plantas y animales (sobre todo, plancton marino), gran presión de las capas de tierra, altas temperaturas, acción de bacterias [7].

El hecho de que su origen se ha hecho muy diverso, dependiendo de la combinación de los factores citados anteriormente, provoca que su presencia sea también muy variada: líquido, dentro de rocas porosas y entre los huecos de las piedras; volátil, es decir, un líquido que se vuelve gas al contacto con el aire; semisólido, con textura de ceras. En cualquier caso, el petróleo, de por sí, es un líquido y se encuentra mezclado con gases y con agua [7], [8].

Los restos de animales y plantas, cubiertos por arcilla y tierra durante muchos millones de años, sometidos por tanto a grandes presiones y altas temperaturas, junto con la acción de bacterias anaerobias, es decir, que viven en ausencia de aire provocan la formación del petróleo, [9].

Tabla 1 *Composición del petróleo crudo*

COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO	
Gasolina	31%
Kerosene	10%
Gasoil	15%
Lubricantes oil	20%
Residuo	24%
	100%

Fuente:[10]Composición Petróleo Crudo [10], [11]

2.1.3 Descubrimiento del petróleo en el Ecuador

En 1911, en la región Costa fue perforado el primer pozo de petróleo. En 1922, llega al país la empresa inglesa Anglo, la misma que trabajó en la Península de Santa Elena 67 años explotado, comercializado y refinado el crudo. Texaco en 1967 perforó en la Amazonia el primer pozo comercial. En los años posteriores, se construyó las infraestructuras del Sistema de Oleoducto Trans ecuatoriano SOTE y la Vía Coca.

Texaco en 1990 extrajo el ochenta y ocho % del total de la producción nacional de petróleo y operó el oleoducto. Perforado trescientos noventa y nueve pozos y construyó veintidós estaciones de perforación [12]. En 1971 se habían entregado miles de hectáreas a una media docena de empresas petroleras, sin establecer casi ninguna regulación, ni se habían firmado contratos con estas empresas. En este año el Ecuador fue gobernado por una dictadura militar, la que con un espíritu nacionalista decidió entrar a la OPEP, en efecto, el 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE y la primera exportación fue el 17 de agosto de 1972 con 308.238 barriles a USD. 2,34 el barril, desde el Puerto de Balao en Esmeraldas.

En septiembre de 1989 se creó PETROECUADOR en reemplazo de CEPE y se conformó, un Holding es decir, una matriz y seis Filiales: tres permanentes: Petro producción,

Petro industrial Y Petro comercial; y, tres temporales: Petro península, Petroamazonas y Petro transporte. La novena ronda se produjo en 2002 donde se licitó los campos de la costa, excluyendo los de la amazonia. Para fines del 2002 se termina de construir el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) como parte de la estrategia de expansión de la frontera petrolera. Desde el 2003 el gobierno anuncia la décima ronda petrolera para la concesión de áreas en los territorios de Napo, Pastaza y Zamora Chinchipe, además de la continuación del proyecto ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini) que está situado en el Parque Nacional Yasuní y la Reserva Faunística Cuyabeno [13].

En el 2006 se declaró la caducidad del contrato de explotación del bloque 15 que el estado mantenía con la compañía Occidental. En ese año se alcanzaron precios récords para el crudo a nivel mundial. A inicios del 2007 el nuevo gobierno anuncia la construcción de una nueva refinería en la provincia de Manabí con una capacidad de refinación de 300.000 barriles diarios. En este año también se inicia el intercambio de crudo por derivados con Venezuela (alrededor de 1.5 – 1.6 barriles de crudo de Ecuador por 1 barril de derivados de Venezuela) [14].

En este mismo año se renegociaron los contratos petroleros con la Hispano- Argentina Repsol, la francesa Perenco, la Brasileña Petrobras, la china Andes Petroleum y la compañía de capital estadounidense afincada en Panamá City Oriente. A pesar de la propuesta inicial publicada mediante decreto presidencial, en el cual se señalaba que Ecuador negociaría una ganancia del 99 % frente al 1% del precio diferencial fijado en el contrato de concesión, el acuerdo final fue el cambio de naturaleza del contrato que pasó de ser el crudo de propiedad de las empresas, a otro de prestación de servicios, en que el estado paga por la extracción de

crudo tras la presentación de las facturas, además de someter eventuales divergencias a un centro de mediación en Chile [15].

2.2 Exploración petrolera

La búsqueda de hidrocarburos en territorio ecuatoriano y posterior explotación, tiene como objetivo incrementar el potencial económico en el país. Las industrias petroleras privadas y estatales tienen gran afinidad estratégica para explorar las reservas de petróleo, que consiste en localizar las capas de rocas sedimentadas en el subsuelo con ayuda de estudios geológicos y geofísicos en las cuencas orientales del Ecuador.

Inicialmente los primeros esfuerzos de encontrar petróleo se dieron en la provincia de Santa Elena, hasta el yacimiento de nuevos pozos petrolíferos descubiertos en la Amazonía ecuatoriana. En la actualidad, este recurso natural ha sido de mucha utilidad para el hombre por la inmensa cantidad de derivados que se puede obtener al refinar el hidrocarburo; sin embargo, el petróleo al estar ubicado en una zona oriental, los ecosistemas han sido afectados por su explotación [8], [16]. Las leyes ecuatorianas respaldan toda forma de vida y reconoce que tienen el mismo derecho que los seres humanos, el medio ambiente no puede verse afectado por la extracción de recursos agotables a largo plazo [17].

El Departamento de Estudios de Hidrocarburos, en el año 1911 se realiza el primer pozo petrolero en la península de Santa Elena, mencionado anteriormente, gracias a las actividades exploratorias de la compañía Anglo Ecuadorian Limited, en aquel entonces, el pozo Ancón 1, arrojó una producción de 42 barriles de petróleo diarios. Entre 1940 y 1967 se realizaron más de 1.500 perforaciones en la Península de Santa Elena por parte de la compañía Anglo

y 9 pozos exploratorios por parte de ADA que dieron como resultado el descubrimiento de gas natural en el Golfo de Guayaquil [18].

En la exploración sísmica de petróleo y gas natural los especialistas geofísicos utilizan instrumentos como los geófonos e hidrófonos que tienen como función detectar posibles yacimientos de fuente energética y son ubicados en la superficie terrestre y marina. Por otro lado, existen técnicas sísmicas tridimensionales con alta resolución que permiten obtener fotografías del subsuelo en su posición real, incluso en situaciones estructurales complejas [19].

Es relevante mencionar el momento en el cuál en Ecuador se determinó la existencia del petróleo, esto se dio en el año 1911 en Ancón, ubicado en la Península de Santa Elena. Sin embargo, no se comercializó hasta 1928 aunque en pequeñas cantidades (Petroecuador, 2006). Las características del crudo encontrado lo definían como liviano y comprendía un rango de 30 y 40 °API, estas perforaciones se realizaron con equipos traídos desde Inglaterra.

Cuando el suceso de perforar por primera vez los yacimientos en la península, esto comenzó a ser tema de alto interés, por lo que el presidente electo de 1921 José Luis Tamayo expidió lo que se conoce hoy en día como la primera ley sobre yacimientos de hidrocarburos.

Las exploraciones petroleras en Ecuador comenzaron desde 1928 hasta 1959, en el litoral ecuatoriano y en la región Amazónica. Varias compañías como Shell, Estándar Oil, California Oil, Tennessee y la Western Geophysical Co, obtuvieron más de 5 millones de hectáreas en nuevas concesiones para realizar exploraciones petroleras (Petroecuador, 2006). Debido a que estas actividades no dieron resultados comerciales, se produjo la declinación de los primeros pozos, ya que el crudo en Santa Elena se empezó a agotar y

Anglo Ecuadorian Limited solo producía para el consumo local (Galarza, 2002). Se puede decir que la explotación petrolera surgió verdaderamente en el año de 1972, y de ahí nace el nombre de la era del “boom petrolero” (EP Petroecuador, 2019).

La exploración de petróleo en el Ecuador comenzó con el descubrimiento del primer pozo petrolero en Santa Elena, años más tarde hubo nuevas concesiones para la exploración petrolera tanto en litoral ecuatoriano, como en la zona amazónica. La exploración en la Amazonía Ecuatoriana comenzó a partir de la década de los cincuenta, identificando yacimientos de crudo pesado en la zona centro sur amazónico (EP Petroecuador, 2019).

La exploración es la actividad desarrollada por el contratista con el objetivo de determinar la existencia de hidrocarburos ya sean líquidos o gaseosos, su cantidad y calidad empleando estudios geológicos, geoquímicos, geofísicos, sísmica 2D y 3D, sondajes exploratorios y otras actividades. Para llevar a cabo estas actividades es necesario desarrollar una solicitud donde la empresa establece una propuesta respecto al área de interés ante el Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador, que incluyan la inversión comprometida, duración de períodos de exploración, explotación y régimen de retribución.

Este proceso inicia con una consulta a la empresa acerca de su capacidad financiera, manera de financiamiento del proyecto, esquema de retribución, régimen tributario que al final son consultados con organismos del estado ecuatoriano, para establecer si existe o no un impedimento respecto al área solicitada o si se lleva a cabo exitosamente el proceso de exploración petrolera y plasmar los requisitos y condiciones del contrato (EP Petroecuador, 2015).



La exploración petrolífera dentro de las industrias, es de vital importancia ya que de ella dependen los hallazgos de hidrocarburos ubicados en el subsuelo. Esto consiste en realizar estudios pertinentes en busca de yacimientos de petróleo en volúmenes comerciales y permiten a los especialistas seleccionar el lugar que consideren más idóneos para perforar un pozo exploratorio. Todo esto debe realizarse bajo leyes territoriales y ambientes que garanticen el respeto total del ecosistema [20].

32

que brindan información acerca de formaciones rocosas y la posible existencia de depósitos naturales (Penagos, 2016). Sin embargo, existen varias fases y/o métodos para realizar esta búsqueda hidrocarburífera:

2.2.1 Obtención De Fotografías O Imágenes Satelitales

Esto permite elaborar mapas geológicos en los que se identifiquen áreas determinadas, como vegetación, corrientes de aguas, fallas geológicas y anomalías térmicas. Estas imágenes dan una idea de las zonas que podrían tener las condiciones adecuadas para la presencia de petróleo.

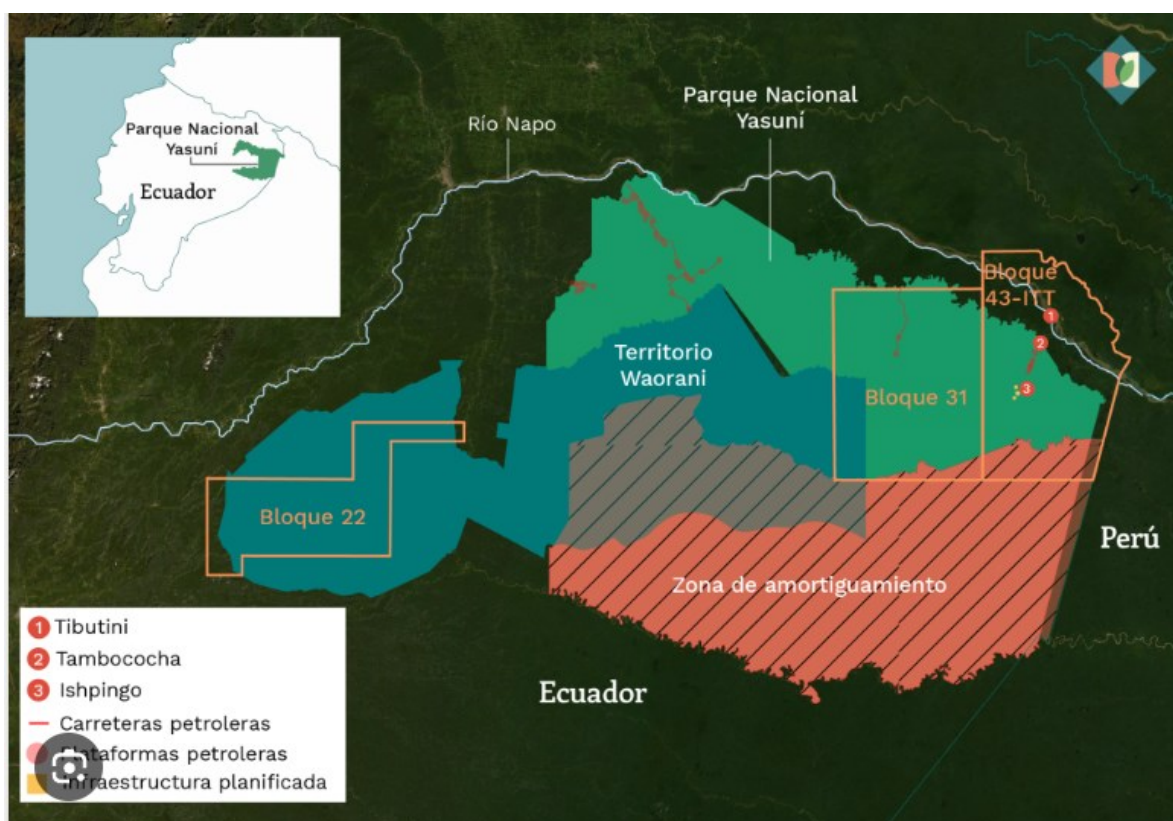


Ilustración 2. Ejemplo de Mapa Base. Amazonía Ecuatoriana.
Nota. La ilustración muestra el mapa base del parque Yasuní (Maaproject, 2019).

2.2.2 Sistemas Magnéticos Y Gravimétricos

Se utilizan aviones con gravímetros y magnetómetros para recabar información que permita conocer los tipos de rocas de subsuelo.

Luego los geólogos estudian el área seleccionada y toman muestra de las rocas que están en la superficie para su correcto análisis tales como los de densidad de las rocas, etc. Estos estudios permiten una aproximación de la capacidad de generación de hidrocarburos que puede existir en un lugar [21].

2.3 Exploración Sísmica

Este tipo de exploración es la más importante ya que permite conocer con mayor exactitud la presencia de las trampas en el subsuelo, creando temblores artificiales mediante explosiones subterráneas colocando explosivos especiales en excavaciones de poca profundidad mientras que en la superficie se cubre el área con aparatos de alta sensibilidad que son los geófonos los cuales están conectados entre sí por cables a una estación central de recepción, al explotar se genera ondas sísmicas que atraviesan la capa subterránea y regresa a la superficie, en este momento los geófonos captan estas vibraciones y las envían a la estación central donde con ayuda de computadoras se va divisoando el interior de la tierra similar a un electrocardiograma, estos datos recolectados en este proceso de exploración servirá como fuente de estudio de los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras, para luego determinar cuáles son las zonas en las que se puede encontrar hidrocarburos [6], [21].

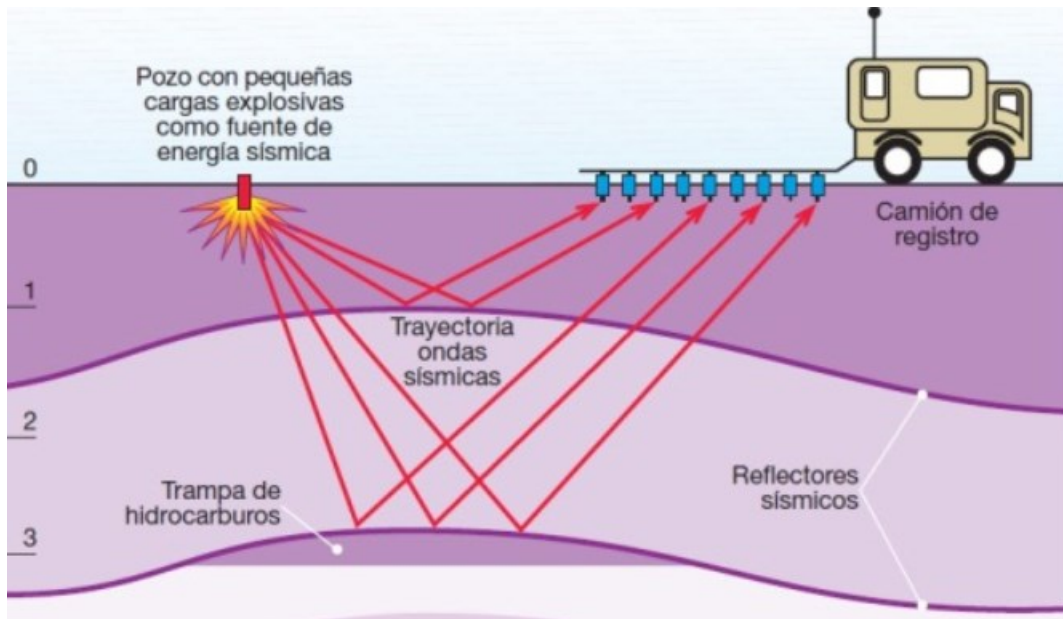


Ilustración 3. Exploración sísmica en superficie terrestre

Nota. La imagen representa un ejemplo de exploración sísmica general [20](Penagos, 2016).

2.4 Prospectos Petroleros

No existe un método exacto para descubrir los lugares que tengan yacimientos de petróleo por esto se realizan tareas previas del estudio del terreno, pero los métodos empleados de acuerdo al tipo de terreno serán geológicos o geofísicos, de la misma manera ocurre en el agua para las exploraciones marítimas, sin embargo, este tipo de estudio exigen que los aparatos de medidas estén ubicados en el mar, deben estar contruidos con materiales que resistan la corrosión del agua del mar.

2.4.1 Empresas Privadas Dedicadas A La Exploración Del Petróleo

Agip Oil Ecuador B.V

AOE es una empresa multinacional petrolera que se estableció en el Ecuador en el año 2000 como contratista de prestación de servicios de riesgos con PETROECUADOR, forma parte de las empresas que aportan a la explotación petrolera en el Ecuador y su objetivo es la exploración, exportación, perforación y producción de hidrocarburos desde el campo Villano en el bloque 1 ubicado en la provincia de Pastaza, la cual entrega al SOTE Y OCP el crudo extraído y procesado desde la localidad [22].

Andes Petroleum Ecuador LDT

AEP es una empresa dedicada a la exploración y producción de petróleo en el Ecuador desde el año 2006, creada por las empresas estatales chinas National Petroleum Corp. (CNPC, 55%) y China Petrochemical Corp. (45%), opera en el bloque Tarapoa y en la estación de almacenamiento y transferencia en Lago Agrio perteneciente a Sucumbíos [23].

Enap Sipetrol S.A

ENAP es una empresa pública perteneciente al estado de Chile cuyo objetivo principal es la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inició en Ecuador en el año 2005, posee contratos de servicios en la Amazonía en los bloques Mauro Dávalos Cordero y paraíso Biguno Huachito en el Coca provincia de Francisco de Orellana (Bnaméricas, 2018).

Repsol Ecuador S.A

Es una multinacional energética y petroquímica española introducida en el territorio ecuatoriano en el año 2001, dedicada a actividades como la exploración, producción, transporte, refino de petróleo y gas además de la producción y comercialización de derivados de petróleo, productos petroquímicos, GLP y venta de gas natural, opera en el bloque 16 y 67 del parque nacional Yasuni [24].

Petroriental S.A

Es una empresa creada en 1977 con capital chino, dedicada a actividades como la exploración y explotación de hidrocarburos, opera en los bloques 14, 17 y Shiripuno en la Amazonía Ecuatoriana desde el año 2010 [22].

Gente Oil Ecuador

La empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. es dedicada a la producción de hidrocarburos crudos en estado gaseoso y comercialización de gas natural, extracción de condensados, drenaje y separación de fracciones líquidas y desulfurización de gas, opera en el bloque Singue en la provincia de Sucumbíos, desde el año 2012 [22].

Orion Oil S.A

Es una empresa internacional de inversión petrolera, dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos y también a la producción de productos refinados, opera en los

bloques 53 compuesto por el campo Mira y el campo Ocano y en el bloque 54 compuesto por los campos Eno y Ron, desde el año 2014 [25].

2.4.2 Especificaciones Del Crudo Por Las Empresas Privadas Dedicadas A La Exploración Petrolera En El Ecuador

Tabla 2. Especificaciones del crudo producido por empresas privadas en el Ecuador

Empresa	Bloque	Área de operación	Población afectada
Amoco/Mobil	18	Provincia de Sucumbíos. Afecta el área protegida del Cayambe-Coca.	Quichua y colonos.
Arco	10 y 24	Provincia de Pastaza y Morona Santiago. Afecta el Parque Nacional Sangay	Quichua, Shiwiar, Achuar, colonos.
BHP	3	En la región de la costa, explota gas en el mar.	Pesquerías locales
City	27	Provincia de Sucumbíos. Reserva Faunística. Afecta al Cuyabeno.	Siona y colonos
CGC	2 y 23	Provincia del Guayas, Pastaza.	Campesinos Quichua
Elf	14 y 17	Provincia del napo. Afecta el parque Nacional Yasuni.	Huaorani
Occidental	15	Provincia de Napo y Sucumbíos. Reserva de Limoncocha	Secoya y Siona y colonas
Oryx	7 y 21	Provincia de Napo y Pastaza	Quichua y Huaorani colonos
Perez Companc	Sucumbíos y Napo	Colanes, Quichua, Huaorani y colonos	
Santa Fe	11	Provincia de Sucumbíos Parque del Gran Sumaco	Quichua y colonos
Tripetrol	1,4,28	Provincia del Guayas en la costa de Pastaza y Napo. Afecta al Parque del Llanganales en la Amazonia	Quichua y Campesinos
Triton	19	Provincia de Napo y Sucumbíos. Afecta al Parque del Llanganales	Colonos

Nota. Esta tabla muestra los °API y la producción diaria del crudo producido por diferentes empresas privadas en el Ecuador [25], [26].

2.4.3 Empresas Públicas Dedicadas A La Exploración Del Petróleo

Petroamazonas (EP)

Esta es una compañía que se especializa en múltiples actividades como la exploración y explotación del crudo. Esta empresa es una sociedad privada, pero está afiliada al gobierno por medio de la ley orgánica de empresas públicas con el decreto ejecutivo No.314 (Petroamazonas, 2020).

Las actividades que realizan se pueden dividir en:

Adquisición Nuevas Áreas Y Campos Locales: La empresa busca obtener una gran participación con empresas alianzas al momento de la obtención de nuevos lugares [20].

Adquisición De Sísmicas 2D y 3D

- Adquieren al menos 1.500 km de sísmicas 2D.
- Adquieren al menos 10.000 km² de sísmica 3D (On shore y Off Shore) en territorios que se mantienen en funcionamiento.
- Adquieren 400 km² de microsísmica pasiva y geoquímica.

Perforación De Pozos

Se realiza la respectiva explotación de los pozos una vez obtenidos los resultados por la gerente en operaciones de exploración.

Petroecuador (EP)

EP Petroecuador es una empresa estatal ecuatoriana que se maneja en operaciones tanto como refinación, transporte y almacenamiento, y comercialización del crudo (Petroecuador, 2020).

En los años 70 hicieron su primera compra de acciones en la compañía Gulf. Entre los años 1975 y 1976 la petrolera realizó sus primeras actividades con un mapeo on shore y off shore. Lo cual en 1975 mismo año de los mapeos se realizó la perforación de un pozo exploratorio llamado 18-B Fanny. Y en la prueba se estimó un valor de producción a diario de 2066 barriles. Su método era realizar los estudios geológicos y geofísicos en los yacimientos, luego pasa a realizar perforaciones exploratorias con el fin de conocer si realmente hay petróleo.

Si en los campos donde se hizo la prueba exploratoria llegara a poseer petróleo, se procedía a la búsqueda del crudo por medio de perforaciones avanzadas para delimitar geológicamente la estructura y posterior a eso realizaba perforaciones más profundas para la extracción [22]

En el Ecuador, los procesos de exploración de petróleo se llevan a cabo a través de diferentes etapas: Adquisición y análisis de datos geológicos: Se recopilan datos geológicos y geofísicos para identificar áreas prometedoras para la exploración petrolera. Esto puede incluir estudios sísmicos, levantamientos Aero geofísicos y análisis de muestras de suelo y rocas. Perforación de pozos de exploración: Una vez identificadas las áreas potenciales, se perforan pozos de exploración para confirmar la presencia de petróleo y evaluar la calidad y cantidad de este. Estos pozos pueden ser exploratorios o de delimitación, dependiendo de la fase del proceso.

Evaluación de los resultados de la perforación: Los datos obtenidos de los pozos de exploración se analizan cuidadosamente para determinar la viabilidad comercial del yacimiento. Se evalúa la calidad y cantidad del petróleo, así como la geología y características del yacimiento.

Desarrollo del yacimiento: Si se determina que un yacimiento es comercialmente viable, se procede al desarrollo de este. Esto implica la planificación y construcción de la infraestructura necesaria, como plataformas de producción, sistemas de transporte y facilidades de procesamiento.

Producción y monitoreo: Una vez que el yacimiento está en producción, se extrae el petróleo y se realiza un monitoreo continuo para evaluar el rendimiento del yacimiento y realizar ajustes según sea necesario. Esto implica el seguimiento de la producción, la presión del yacimiento y otros parámetros relevantes.

2.4.4 Historia de la exploración petrolera en el Ecuador

Los primeros descubrimientos de petróleo en Ecuador fueron elaborados por los aborígenes de la costa sur del país, particularmente en lo que hoy es la provincia de Santa Elena. Estos depósitos están alojados en areniscas del Neógeno y las trampas de petróleo son predominantemente de fallas y estratigráficas. En el año de 1878, a un ciudadano colombiano de nombre M. G. Mier se le otorgó la primera concesión para extraer sustancias bituminosas en el municipio de Santa Elena. En el año de 1885 Salvatore Viggiani consolidó los derechos de varios comerciantes en esta zona.

En el año 1886 se promulgó la primera ley minera ecuatoriana, reconociendo la propiedad privada de la superficie de los terrenos donde se ubicaban las minas. En 1890 se emitió una enmienda que permitía arrendar las minas hasta por cinco décadas, pero fue derogada en 1901. En 1902 Salvatore Viggiani se le fueron otorgados derechos sobre los yacimientos Las Conchas, Carolina y Santa Paula, que luego pasaron a la Compañía Carolina de PETROLEO.

En 1909 se firmó un contrato con Granville Dune con el fin de explorar y explotar yacimientos para la obtención de petróleo, asfalto y gas natural. En ese año también se adquirieron los derechos de búsqueda y extracción de petróleo de 23 campos. En 1911 se descubrió el primer pozo petrolero llamado Ancón 1 en Santa Elena, marcando el inicio de la industria petrolera en el Ecuador.

A lo largo de los años, se otorgaron concesiones a diferentes compañías y se realizaron descubrimientos en distintas áreas del país. La producción petrolera experimentó un crecimiento significativo, especialmente a partir de 1927, cuando la compañía Anglo alcanzó su máximo nivel de producción en la región de Santa Elena. Sin embargo, la demanda nacional superó la capacidad de producción, lo que llevó a la búsqueda intensiva de hidrocarburos en el país y a la concesión indiscriminada a compañías privadas y particulares bajo la Ley de Petróleo de 1937.

En resumen, los primeros descubrimientos de petróleo en Ecuador fueron realizados por los indígenas en la provincia de Santa Elena. A lo largo de los años, se otorgaron concesiones y se realizaron descubrimientos en diversas áreas del país. La producción petrolera experimentó un crecimiento significativo, pero la demanda nacional superó la capacidad de producción, lo que llevó a la búsqueda intensiva de hidrocarburos en el país. (Escobar Joan Josep et al., 2022)

Descubrimiento y actividad petrolera en la Región Amazónica ecuatoriana

La cuenca subandina en la Amazonía ecuatoriana es una zona de gran interés científico y económico, ubicada en medio de la cordillera de Los Andes y por Guayana y Brasil en los escudos. Se extiende geográficamente de norte a sur, alcanzando las fronteras con Perú y

Colombia. En esta región, se encuentran afloramientos de arenas con alta carga de petróleo muy denso y asfalto recorriendo los ríos Jodachi, Hollín y Napo.

Los depósitos de petróleo en la Amazonía del Ecuador son de origen cretácico. La formación Hollín, junto con niveles superiores de areniscas de las formaciones Napo y Tena, constituyen las rocas almacén. Es probable que la roca madre sea originado de la formación Napo. En sí las trampas de petróleo están constituidas por pliegues simples sin inclinación y fallas geológicas, las trampas estratigráficas constituyen una alta capacidad de desarrollo.

En el año 1921, fue otorgada la primera concesión en la región amazónica a la Leonard Exploration Company, que tenía una duración de más de cinco décadas y abarcaba un área de 25,000 km² para estudiar y explotar la zona. Sin embargo, la concesión se canceló después de 16 años debido a la negativa de la empresa a pagar una deuda de 126,000 sucres al Estado. Otras compañías como Royal Dutch Shell, Standard Oil y Minas y Petróleos del Ecuador se sumaron a los estudios y descubrimientos de reservas de hidrocarburos en la cuenca amazónica.

En 1940, Shell exploró la cuenca del Amazonas en Ecuador y perforó varios pozos exploratorios. En 1948, la empresa devolvió parte de la concesión al Estado, argumentando la falta de petróleo en la región. Posteriormente, se concedieron nuevas concesiones a favor del Consorcio Estándar Royal.

En 1960, el país confirió una autorización de ceder 4,350,000 hectáreas a la asociación Minas y Petróleos del Ecuador, que generó controversias debido a diversas irregularidades. Esta concesión se transfirió posteriormente al Consorcio Texaco-Gulf, con desconocimiento

del gobierno nacional y autorización del mismo. Estos acontecimientos llevaron a la creación de impuestos y la caducidad de contratos.

A comienzos del año 1972, el área petrolera se transformó en el elemento central de la economía ecuatoriana. Se produjo un apogeo en los envíos de petróleo y otros mercados agroindustriales, lo que generó una fortaleza de la parte externa y el aforo financiero del país. Sin embargo, la caída repentina del precio del petróleo en la década de 1980 provocó una disminución significativa del Producto Interno Bruto (PIB).

En resumen, la cuenca subandina en la Amazonía ecuatoriana ha sido objeto de concesiones y exploraciones petroleras desde principios del siglo XX. Estas actividades han tenido un impacto significativo en la economía del país, con períodos de bonanza y desafíos debido a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo.

Estos datos nos dan a entender que el país, si bien no se encuentra entre los principales productores del mundo, es un país que basa su economía en el petróleo y los ingresos petroleros financian políticas sociales, laborales, agrícolas y eléctricas.

El crudo que actualmente se extrae en la región amazónica para su exportación tiene un valor API promedio de 26° en donde originalmente era un crudo liviano de 29°, pero este se ha vuelto escaso. El país también exporta crudo semipesado a 19° API conocida como Napo.[20]

Se pueden observar estas etapas a lo largo de la exploración petrolera, en el oriente, por ejemplo. En la primera etapa, que abarcó hasta los sesentas, aunque no se encontraron acaparamientos comerciales de petróleo, se reconoció que la cuenca era una cuenca sedimentaria con potencial petrolero. Esto se basó en la presencia de manaderos superficiales,

un espesor sedimentario significativo, la presencia de una posible roca madre, con un gran poderío reservativo, una capa de roca cubriente y una estructura geológica asociada a la evolución de los Andes. Durante esta etapa, los esfuerzos de exploración de la empresa Shell culminaron en el hallazgo de petróleo en el depósito Tena Basal que forma parte del pozo Tiputini Shell.

En el segundo período (1967-1972), se concedió la cuenca como una importante zona petrolera con el hallazgo de los campos Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y el gran campo Auca, lo que resultó en una de las mayores incorporaciones de almacenamientos en la tradición petrolera del país.

La tercera etapa, que abarcó desde 1972 hasta 1982, estuvo caracterizada por la actividad experimental predominante de la CEPE empresa estatal. Durante este período, CEPE precisó un gran éxito con el develamiento del campo Libertador, que se convirtió en el cuarto campo más grande en términos de almacenamientos en la cuenca.

En la cuarta etapa, conocida como la etapa de madurez exploratoria, tanto Petroecuador (anteriormente CEPE) como las compañías particulares mundiales han llevado a cabo una extensa exploración, primariamente en las áreas del norte y centro de la cuenca. Esta etapa se ha caracterizado por una disminución en el éxito de los descubrimientos, una reducción en las extensiones de los programas de exploración y un aumento en el peso de los crudos encontrados.

La época dorada de la exploración petrolera en el Ecuador

Las superficies de producción son grupos de campos formados por uno grande, del que toma su nombre, y otros campos, en su mayoría de menor tamaño. La Gerencia de Exploración y Producción desarrollada en 2012 por las actividades de exploración y producción de petróleo de EP Petroecuador abarcando una superficie de 740.100 hectáreas. Las empresas privadas poseen más de 3,9 millones de hectáreas. La inclusión del bloque 15 agregó 200,000 acres al estado, que se restarán de lo que es de propiedad privada [27], [28], [29].

YACIMIENTOS DESCUBIERTOS

CONSORCIO CEPE-TEXACO

La Compañía Texaco-Gulf, que en 1976 pasó a denominar- se Consorcio CEPE-Texaco, perforó entre 1967 y 1986 un total de 28 pozos de exploración, de los cuales 18 estuvieron fructíferos, lo que arrojó un porcentaje de éxito del 64 por ciento. De estas perforaciones exploratorias, las realizadas en la última década son las siguientes:

CORPORACIÓN ESTATAL PETROLÍFERA ECUATORIANA (CEPE)

Las actividades de exploración de CEPE entre 1981 y 1983 radicaron en levantamientos estratigráficos y la perforación de 34 pozos de muestreo en las arenas bituminosas de Pungarayacu. Este trabajo le permitió estimar las reservas de alrededor de 300 millones de barriles de crudo de 7° a 12 API.

Entre 1984 y 1987 se efectuó la interpretación de imágenes de radar de la zona sur del flanco subandino y durante 1988 y 1989 ha concentrado sus esfuerzos en la geología de campo y fotogeología del área Bermejo. Los trabajos sismográficos realizados entre 1981 y 1988 estos registraron 7.475 km. de líneas sísmicas de un programa iniciado en 1976 y que totalizó un registro de 13.282 km. El número de pozos perforados en este periodo fue de 19 pozos exploratorios, lo que permitió hallar nuevos campos, los que junto a los descubiertos a fines de la década anterior incrementaron las reservas del país en 277.3 millones de barriles.

[15]

BLOQUES PETROLEROS EN LA AMAZONÍA

La estatal Petroecuador ha descubierto 18 millones de barriles de petróleo en la Amazonía, lo que compensará parcialmente la disminución de las reservas que ya están siendo explotadas, según un comunicado difundido ayer. La compañía dijo que las reservas se descubrieron mediante la perforación en los pozos Chonta, Cobra y Aguarico en el Amazonas. En un comunicado la empresa informo que el volumen de las reservas de petróleo compensaría las reservas agotadas y que estas brindaran al estado mayores ingresos. Había cinco millones de barriles de petróleo en el pozo Chonta, lo mismo en Cobra y ocho millones en Aguarico. Según la empresa, las reservas probadas totales en 2010 fueron de casi 4.693 millones de barriles. Petroecuador es el segundo mayor productor de petróleo de Ecuador después de la también estatal Petroamazonas, y produjo alrededor de 152.000 barriles diarios de los más de 500.000 barriles que se extrajeron del subsuelo del país en 2011.

De acuerdo con el informe del Ministerio del Ambiente al presidente Rafael Correa sobre la explotación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT), actualmente hay seis bloques petroleros operando en el Parque Nacional Yasuní. Estos son el Bloque 15 (Indillana), el Bloque 12 (Edén Yuturi-Pañacocha) y el Bloque 31 (Apaika Nenke), los cuales son operados por Petroamazonas. Los bloques 67 (Tivacuno) y 16 (Iro) también son operados por Repsol. Y finalmente el Bloque 14 (Nantu), operado por la petrolera estatal china PetroOriental. Según Medio Ambiente, estos bloques cuentan con “una gestión ambiental acorde a la normatividad vigente para la preservación del ecosistema y el respeto a las comunidades en cuanto a impactos directos e indirectos”. Los bloques que cruzan el Yasuní tuvieron una producción global de 51,5 millones de barriles el año pasado. Eso es más del 25% de la producción nacional total en 2012. Sin embargo, no todos los campos dentro de los bloques petroleros están reservados. Dentro de estos bloques operaban las empresas Oxy, Elf, YPF, Maxus, Conoco, Pérez Compac y Petrobras [15], [30]

Lago Agrio: Situada en Sucumbíos. Que conserva los campos: Guanta y Lago Agrio.

Libertador: Encontrado en Sucumbíos, constituye los campos: Víctor, Atacapi, Hugo Ruales, Parahuacu, Frontera, Cuyabeno, Secoya, Sansahuari, Tapi, Shuara, Tetete, Shushuqui, Pichincha, Singué, Peña Blanca, Ocano y Chanangue.

Shushufindi: Situado en Sucumbíos. Tiene los campos: Shushufindi, Limoncocha y Aguarico.

Auca: Situado en las provincias de Orellana, Napo y Pastaza. Tiene los campos: Cononaco, Auca, Auca Sur, Auca Este, Conga, Anaconda, Puma, Culebra, Armadillo, Yuca, Conga Sur, Yulebra y Rumiya.

Sacha: Situado en Orellana, comprende las fuentes Sacha, Pucuna y Paraíso. Es operado por la empresa de economía mixta Operaciones Río Napo, empresa fundada por EP Petroecuador con el 70% de las acciones y el estado venezolano de PDVSA con el 30%.

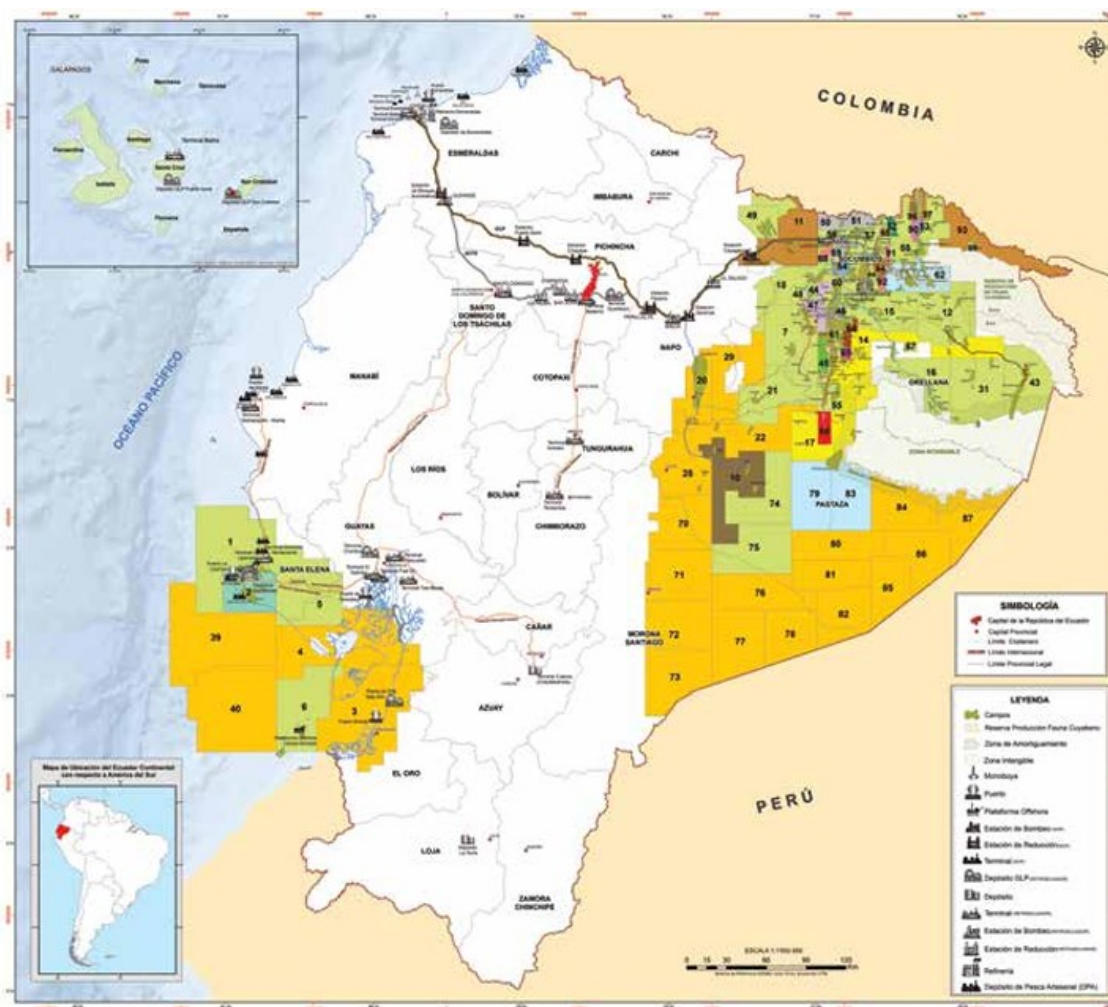
Cada una de estas áreas fueron transferidas a Petroamazonas EP, donde las empresas privadas antes administradas las entregaron a PetroEcuador EP, antes denominada Petroamazonas EP, como resultado de la reforma a la ley de hidrocarburos.

Ecuador es un país petrolero en donde su principal actividad económica es la venta de crudo, al ser este un recurso no renovable y con un mercado internacional en constante demanda se trata de incrementar constantemente las reservas de petróleo mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos.

La exploración es la primera fase en la obtención de hidrocarburos en donde a través de métodos geológicos y geofísicos se busca localizar las capas de rocas sedimentarias en el subsuelo. La metodología consiste en perforar el suelo para la recolección de muestras de terreno y con estas estudiar los estratos, analizarlos y realizar una carta geológica que definirá la posibilidad de encontrar petróleo en esa zona [20]

Las reservas principales no solo son de crudo, sino que también el país extrae gas natural siendo estas importantes para el sector energético de distintas ciudades y empresas. En Ecuador las principales zonas de exploración y explotación se encuentran ubicadas en el oriente, amazonia y una parte en la zona costera del Ecuador, estando las más extensas zonas de explotación ubicadas en el oriente ecuatoriano.

Ilustración 4. Mapa petrolero del Ecuador



[20]

2.5 Métodos actuales de exploración aplicados en el Ecuador

Como es conocimiento de muchos, la búsqueda de crudo se trata del hallazgo de diferentes capas de rocas sedimentarias en el subsuelo a través de diferentes alternativas de localización como lo son, la geología y la geofísica, siendo una de las actividades más relevantes aplicadas en los últimos 40 años. Se excava la superficie para recoger varias muestras de tierra y examinar las distintas capas; con estos análisis se elabora una carta geológica, con la cual se describe la probabilidad de encontrar crudo.

A continuación, se realiza la exploración sísmica que no es más que la simulación de pequeños temblores en las capas de tierra subterráneas, utilizando explosivos a cortas profundidades y en el caso del mar, se emplean cañones contenidos con aire comprimido. Dichas explosiones causan ondas vibratorias que son captadas en tierra por equipos altamente sensibles denominados geófonos, estos registran los datos finales en forma de redes lineales, que evidencian una toma subterránea de las capas de tierra. Con estos resultados, se determina la probabilidad de realmente encontrar yacimientos. Existen otras tecnologías sísmicas, como la tridimensional de elevada resolución que nos posibilitan la obtención de fotografías del subsuelo en la posición original de estos, inclusive en circunstancias estructurales un poco más complicadas.

Al resultar positivos los datos finales obtenidos en la perforación exploratoria, se procederá con un programa de perforación de pozos, denominados "de avanzada", que se utilizan para demarcar las estructuras de manera geológica y, después, se inician con los pozos de desarrollo que tienen la finalidad de explotar el territorio petrolero.

Se llama pozo exploratorio a la primera perforación en un territorio geológico nunca explorado. Cuando se le da el visto bueno al hallazgo del pozo exploratorio, se fabrica el recorrido de entrada y se traslada los materiales y equipos que se necesitarán en este trabajo.

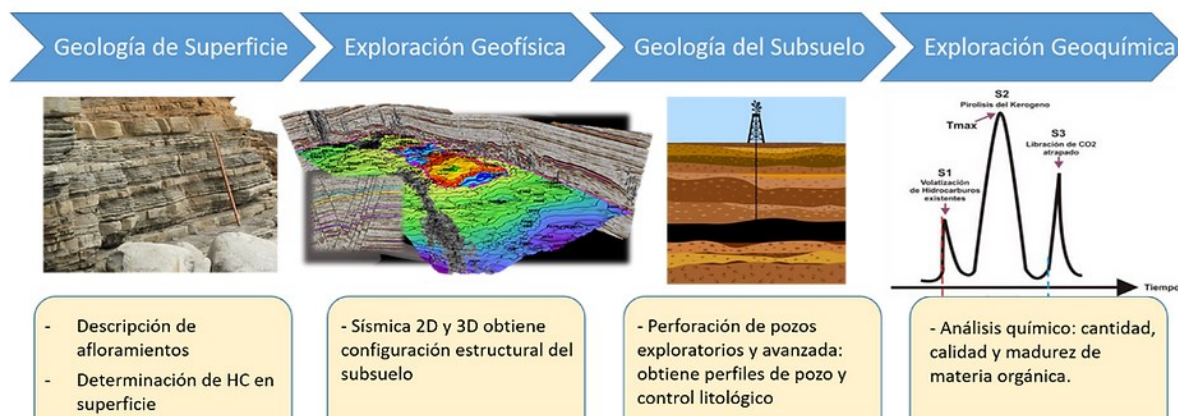
Podemos encontrar dos técnicas utilizadas comúnmente en la perforación: la primera "a percusión¹⁰", siendo la más arraigada y poco empleada actualmente, la segunda técnica es "a rotación¹¹", muy utilizada hoy en día.

2.5.1 Técnicas de geología de campos

En nuestro país, encontramos la parte sedimentaria primordial en el Cretácico, con las formaciones de hollín y Napo, ubicadas a mayores profundidades (8 mil pies / 2,438 metros); es por esto, que se convierte en un verdadero desafío la indagación y la perforación de pozos, necesitando de tecnologías geológicas óptimas para la obtención de mejoras.

El estudio geológico en exploración, se lleva a cabo iniciando una secuencia de observaciones como las que mostramos a continuación: geología de superficie, que hace uso de métodos como la definición de rocas o la evidencia de crudo o gas en tierra; exploración geofísica, para adquirir partes sísmicas que presentan las distintas capas sedimentarias subterráneas; geología del subsuelo, mediante la perforación de los pozos de exploración y de avanzada, en los cuales se extraen cascajos del pozo; exploración geoquímica, empleando varios tipos de metodología química para definir la calidad, madurez y cantidad del material orgánico natural que, nos muestre la existencia de una roca madre (ver Ilustración 5). Dichos análisis son aprovechados para evaluar si un territorio es de índole económica y se compara con la dificultad existente en la obtención de petróleo de las capas subterráneas mediante la perforación.

Ilustración 5. Técnicas de Geología de exploración



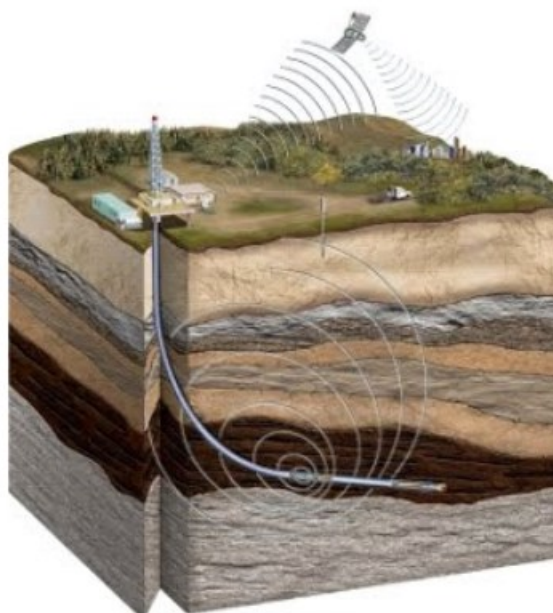
Fuente: [4], [7], [20]

Se realizan análisis en la unidad geológica del pozo: monitoreo litológico, lista de índices de perforación, registros cromatográficos gaseosos y de petróleo. El guiado litológico se trata en el entendimiento de rocas perforadas mediante los cascajos, lo que funcionalmente nos beneficia para advertir de la existencia de muy duras rocas que pueden ocasionar daños muy serios a los equipos de perforación como lo son los taladros. El listado de los parámetros de perforación nos ayuda con la detección de condiciones anormales, como las pérdidas de fluidos en litologías permeables, obstrucción de las tuberías, falta de aseo del pozo, diferencias de presión en formaciones porosas y tasas de perforación reducidas.

En el monitoreo cromatográfico gaseoso se lleva a cabo los estudios de las concentraciones y el tipo de sustancia gaseosa para definir el modelo de crudo en el yacimiento. En el caso, de la existencia de elevadas concentraciones de sustancias volátiles, se da aviso sobre las probabilidades de explosiones de índole catastrófico como también de las arremetidas de pozo. El estudio exhaustivo del crudo que se encuentra en el pozo se trata de un análisis de fluorescencia del petróleo pegado con disolventes sobre el cascajo o los

granos de arenisca mediante el corte de estos, con esto distinguimos el tipo de crudo y la fluidez con la que se mueven en los poros del yacimiento.

Ilustración 6. Técnicas de Geología de desarrollo en perforación de Pozos



Fuente: [10], [31], [32]

El estudio acerca de la estabilidad del pozo hace referencia al monitoreo geo mecánico, en el cual se analizan los pequeños cortes o los cascajos de perforación y los resultados de recorridos del pozo; utilizando un programa muy avanzado que determina movimientos gráficos que nos presentan las áreas de valor crítico de muy poca estabilidad. Estos estudios se han incorporado con mayor incidencia en la perforación, a causa de la presencia de algunos pozos antes encontrados en campos desarrollados presiona a que los nuevos pozos encontrados que vayan a hacer perforados alcancen una geometría mucho más complicada en la prevención de la colisión o contacto entre estos.

Cuando se trata de la identificación de monitoreos electrónicos recopilados en herramientas de perforación (LWD), evalúan las características de las formaciones geológicas, como el tipo de roca, las cimas de varias formaciones geológicas, el entorno del

depósito, los kilómetros de profundidad y la existencia de crudo en el yacimiento durante la perforación [33]. En pozos horizontales, este tipo de registro permite perforar con seguridad dentro del yacimiento porque es posible saber si la roca petrolífera se está perforando en la dirección antes mencionada; lo que facilita la producción de petróleo.

2.5.2 Estudios de sísmica 3d bloques 70's

El portafolio incluye 52 prospecto de mapeo ya definidos y 10 nuevos prospectos de exploración en definición, claramente interpretados por la antigua EP Petroamazonas y la actual EP PetroEcuador entre 2007 y 2017. Están cerca de los establecimientos de campos administrados por la Corporación Estatal, lo que permite perforación y conexión rápida a producción.

Las reservas estimadas de petróleo de estos prospectos de exploración ascienden a 1,180 millones de barriles aproximadamente y se ubican en los bloques 7, 15, 21, 31, 56, 57, 58 y 59 de la Cuenca Este, cuyas reservas se han determinado libres de riesgo (basado en Swanson, pronóstico, valoraciones medias). Dependiendo del éxito de la encuesta, las reservas estimadas pueden aumentar en más del 60% de la estimación en el lugar.

El plan para perforación de pozos de exploración se previó que iniciase mitad del año 2022, como partida con los campos identificados en el Bloque 31, los cuales contienen reservas de 730 millones de barriles.

Esto es el equivalente a hacer levantamientos sísmicos 3D en bloques 70s que actualmente no están explorados. Esto se lleva a cabo a través de un contrato de exploración tipo TEA: un contrato de licencia por el cual el empresario explorará el área determinada con sus propios recursos en el futuro, acordado con el gobierno de Ecuador; a cambio, el

empresario tiene a su disposición la información obtenida como resultado de la investigación y la primera oportunidad de celebrar un contrato para la búsqueda y explotación del área en estudio. (Arauz-Jaramillo, 2022)

2.5.3 Contratación petrolera en la exploración de crudo

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos y la Ley Especial de Petroecuador, la empresa estatal tenía por objeto ejecutar, controlar y administrar todas las actividades relacionadas con la industria de los hidrocarburos: exploración, producción, transporte, almacenamiento, refinación y expendio interno y externo de hidrocarburos del petróleo y sus derivados. Hasta 2009, PetroEcuador operaba como una sociedad de cartera compuesta por tres subsidiarias principales: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial.

La planificación de actividades en reforma de las leyes enunciadas por el poder ejecutivo de la República del Ecuador y llevada a cabo por el Ministerio de Energía y Minas de ese entonces; preservar e incrementar las reservas; fabricar la base de tratados, comercialización internacional de hidrocarburos e inversiones rentables, coordinación y seguimiento de operaciones de empresas subsidiarias, suscripción de contratos de exploración y extracción de petróleo con empresas nacionales e internacionales; realización de auditorías internas, capacitar a sus empleados, realizar investigaciones técnicas y el mantenimiento del equilibrio ecológico, son el conjunto de servicios primordiales de PetroEcuador.

La Dirección de Exploración y Producción de EP PetroEcuador fue creada en 2010 mediante el Decreto Ejecutivo N.315 emitido en abril del mismo año. Esta entidad es responsable de la exploración y producción de crudo. Administra campos de hidrocarburos asignados a la empresa antes mencionada y transporta crudo y gas a los principales centros

de almacenamiento y distribución. El desafío siempre es aumentar las reservas y recuperarlas, en caso de ser necesario.

El conjunto de rondas licitatorias internacionales petroleras apareció por la necesidad del Estado en dedicar la exploración de petróleo en lugares relativamente nuevos, uno de los principales objetivos presentados en la Ley de Hidrocarburos para extender la búsqueda y explotación de petróleo con la inclusión de compañías estatales y privadas. Hasta el año 2004, se llevaron a cabo el conjunto de 9 rondas de hidrocarburos. También entre el 2011 - 2013, se efectuaron 2 rondas extra.

2.5.4 Formas contractuales

Contratos de participación

Los contratos de participación en la exploración y producción de hidrocarburos como su nombre lo indica, son contratos celebrados por el Estado a través de PetroEcuador, mediante los cuales encomienda al contratante el derecho a realizar la exploración y producción de hidrocarburos en el territorio convenido, todas las inversiones se realizan por su cuenta, riesgos y costos necesarios para la investigación, el progreso y la producción [20].

Contratos de asociación

Estos hacen referencia a aquellos en los que PetroEcuador colabora con derechos sobre el territorio, pozos petroleros, hidrocarburos, entre otros productos de su propiedad, y en que la compañía agrupada adquiere el deber de llevar a cabo las transposiciones que se detallen por los contratistas.

Contratos de prestación de servicios

Los contratos de prestación de servicios de exploración y producción de hidrocarburos son aquellos en virtud de los cuales una persona jurídica (nacional o extranjera) con habilitación formal se ve obligada a prestar servicios de exploración y producción de petróleo en un territorio determinado a una empresa petrolera ecuatoriana utilizando sus recursos financieros. Para ello, deberá invertir el capital y utilizar los equipos, instalaciones y tecnología necesarios para realizar los servicios pactados.

Campos marginales

El contrato de exploración y producción de frontera es un contrato celebrado por el Estado a través de la Corporación Nacional de Petróleo del Ecuador, que autoriza al contratista explorar y continuar explotando los campos menores de producción que actualmente desarrolla PetroEcuador y a efectuar las inversiones necesarias y la explotación extra prevista.

Se denominan campos marginales, a los que son de menor actividad operacional o monetaria, se consideran de esta manera al estar situados muy lejos de las instalaciones de PetroEcuador, también por poseer un petróleo de bajo °API (escasa gravedad específica), o al implementar métodos de recuperación muy costosos; es decir, de un valor monetario excesivo. Siempre que una mayor exploración y extracción signifique una elevada eficiencia técnica y monetaria, es de interés nacional, la producción de estos campos no excederá el 1% de la producción nacional y estará sujeta y ajustada por cargos de protección de reservas internacionales.

2.6 Costos de exploración y su rentabilidad al Estado

La industria del petróleo intuye una serie de diferentes actividades y procesos que, unidos contribuyen a la transformación de los recursos del petróleo en productos finales y utilizables, actividades de: exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización, agrupados en tres sectores: upstream, midstream y downstream [8].

En el caso especial de la etapa de exploración, se desarrollan estudios de prospección que involucra el progreso de estudios sísmicos de distinta complejidad, con el objetivo de descubrir y determinar el grado de confianza sobre la existencia de petróleo en pruebas de campo.

Luego, se avanza con fases de exploración menos económicas como la perforación de pozos exploratorios. Si los resultados de la etapa de prospección son promisorios, se continúa con el desarrollo del campo. De esta manera, los altos riesgos geológicos piden que se ofrezca a los inversores altos rendimientos de compensación por esos riesgos. En sí, los gobiernos y políticos se benefician de las inversiones, pues se benefician del hallazgo de nuevas reservas.

Hasta el año 2014, se han llevado a cabo 12 rondas petroleras. Los primeros procesos de licitación atrajeron a las empresas más magnánimas a nivel mundial como Exxon, Mobil, BP, Oxy, Conoco, Texaco. Sin embargo, conforme el tiempo pasaba, los participantes de estas rondas eran empresas menos grandes y de menor prestigio; Albin culpa a la existencia de un entorno hostil que provocó que las compañías petroleras y ambientales de inversiones cada vez se menoscababan más.

Es sustancial mencionar que las técnicas geológicas empleadas en la exploración y desarrollo de campos pueden demandar de una inversión económica considerable; sin

embargo, con relación al beneficio que se obtiene de estas, su costo sería cubierto al poco tiempo por una producción óptima de hidrocarburos. Sin embargo, en el caso de Ecuador, hay menores costos de operación en la perforación de pozos en comparación con otros países de la región, esto debido a la logística que se desempeña (EADIC, 2015), pero que además está relacionado a la optimización en las operaciones de perforación, incluyendo las técnicas de apoyo geológico.

Las inversiones en exploración y producción en el año 2012 escalaron a 2 045,26 millones: 6,58 % más que la alcanzada en el año 2011 que fue de 1 918,99 millones. Del total de recursos invertidos, el 19 % (384,20 millones de dólares) pertenece a la inversión privada, y el 81 % (1 661 millones de dólares) a las empresas públicas Petroecuador y Petroamazonas.

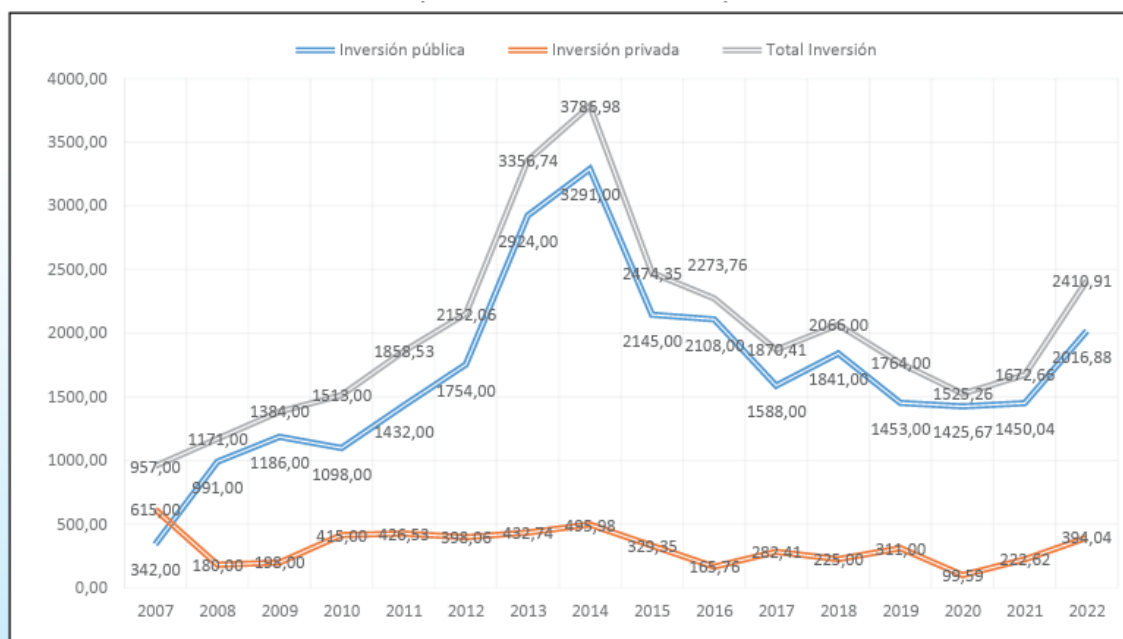
Según cifras presentadas por la Secretaría de Hidrocarburos, en el año 2014 la inversión pública en exploración y explotación petrolera obtuvo USD 3.384,73 millones, mientras que la inversión privada fue USD 520.50 millones.

Tabla 3. Inversión petrolera en exploración y producción, en millones de dólares

Años	Inversión privat	Inversión publica	Inversión total
2007	440	342	782
2008	188	991	1179
2009	284	1186	1470
2010	490	1098	1588
2011	562	1357	1919
2012	384	1661	2045
Total	2348	6636	8983

Fuente 1 ARCH, secretaria de Hidrocarburos, EP Petroecuador, Petroamazonas EP, Tomado del informe de Gestión del MRNR, 2012

Ilustración 7 Inversión petrolera



Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Los cambios introducidos en el marco regulatorio tienen secuelas en el rol que entra a tomar la Inversión Extranjera Directa (IED) en la industria petrolera. En el periodo 2004–2006, el nivel de producción de Ecuador y Colombia eran similares, sin embargo, a partir de 2007, mientras que en el primer caso se presenta una detención, en el segundo, hay un crecimiento considerable. De forma paralela, la IED sufre un cambio muy marcado. Entretanto en Ecuador, hay una reducción y luego niveles de inversión relativamente bajos, en Colombia, sucede todo lo contrario, hay un crecimiento significativo. Durante los años 2007 y 2012 el IED del Ecuador en cuanto al sector petrolero fue de US\$ 929 millones en comparación con Colombia que el monto ascendió a US\$ 22.402 millones [20].

En cuanto a las inversiones de exploración, Escobar sustenta que éstas han sido “casi nulas” en las últimas dos décadas, representando una dificultad para el país al momento de restituir las reservas que se van terminando con la producción. El ex secretario de

Hidrocarburos mostraba que en un informe que mientras el estándar mundial de inversión en exploración petrolera es de USD 2,40 por cada barril de petróleo extraído, en Ecuador se ha invertido un promedio de USD 0,30.

2.7 Reservas petroleras en el Ecuador

Se nombran reservas a aquellas cantidades de hidrocarburos cuya recuperación, a partir de una fecha dada en adelante, se anticipa que tendrá valor comercial, del total de la acumulación conocida del hidrocarburo. Todo el contenido de hidrocarburo que se estima está contenido o que ha sido producido de una acumulación conocida, más aquellas cantidades a ser descubiertas, se denominan recurso, por lo tanto, las reservas son un subconjunto del todo lo nombrado recurso

De lo anterior se debe definir de la misma forma a lo que se denomina:

Reservas probadas: Son los cuerpos de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos y que han sido ensayados con la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta un límite de rentabilidad.

Reservas probables: Son los volúmenes de hidrocarburos con un alto grado de certidumbre que aún no han sido analizados y que se encuentran en áreas cercanas a las reservas probadas de una misma estructura o en áreas de estructuras vecinas,

Reservas posibles: Son los volúmenes de hidrocarburos estimados que podrían recuperarse de yacimientos que se cree que podrían existir, en áreas en que la información geológica y sísmica disponible, al momento de realizar la estimación, no permite clasificarlas con mayor grado de certeza.

Reservas remanentes: Son los volúmenes de hidrocarburos que aún permanecen en el yacimiento, recuperables a cualquier fecha después del inicio de la producción comercial.

En el año 2010 se concentraron 51 millones de barriles de reservas posibles, 44,5 millones de reservas probadas (33 millones por desarrollo de campos y 11 millones por estudios de reservorios). En ese año, según el Informe de gestión 2010-2011, se volvieron a negociar los contratos petroleros y se asignó a EP Petroecuador la operación de los bloques 1, 3 y 11 y el campo Pucuna. (PETROECUADOR EP, 2013)

En el país, las reservas totales, son el resultado de la suma de las reservas probadas, probables, posibles y remanentes. De acuerdo a informes y estimaciones de la Secretaría de Hidrocarburos al 31 diciembre de 2011, las reservas totales del Ecuador agregan un total de 7 193 mil millones de barriles mmb, de los cuales las reservas de Empresas públicas están en el orden de 5 881 mmb y las compañías privadas en 1 311 mmb. (PETROECUADOR EP, 2013)

Las actividades de exploración y producción hidrocarburífera de la Gerencia fueron triunfantes durante el 2011. Dentro de las actividades de la Subgerencia de Exploración y Producción se obtuvieron 35 millones de barriles de crudo en reservas probables y 5,5 millones de barriles de crudo en reservas probadas, que sumaron un total de 40,5 millones de barriles de reservas incorporadas. Cobra 1, Aguarico Oeste 1 y Chonta Este 1 fueron los pozos exploratorios perforados, y la producción generada en su totalidad para el país en el 2011 fue de 55 281 125 de barriles de petróleo. (PETROECUADOR EP, 2013)

En ese mismo año, las áreas Auca, Shushufindi y Libertador reportaron una mayor producción en relación con la proyectada, con un cumplimiento del 117,25 %, 114,01 % y

106,04 %, para cada uno. Se perforaron 43 pozos: entre los cuales dos eran exploratorios; uno, reinyector; uno, de avanzada; y 39 pozos de desarrollo. (PETROECUADOR EP, 2013)

Las reservas probadas de hidrocarburos del Ecuador registran una importante depreciación en virtud de que no se ha reemplazado la producción extraída con inscripción de nuevos descubrimientos. La falta de políticas de exploración y desarrollo del gobierno anterior (2017-2021) ha llevado al país a una situación de riesgo, que podría conducir inclusive a que pase de ser un país productor/exportador a importador del hidrocarburo.

Con la tasa de producción nacional actual, estas reservas han descendido a 1.010 millones de barriles a diciembre del año 2023.

Con el fin de tener una idea de la situación del país en materia de reservas, mencionaremos las siguientes cifras, contenidas en el último Informe Anual del Potencial Hidrocarburíferos del país, publicado en 2019.

Los volúmenes totales de reservas remontan a 2.2 mil millones de barriles de petróleo (al 31 de diciembre de 2018), desprendidos de la siguiente manera:

- Reservas Probadas 1.303 MMBls
- Reservas Probables 276 MMBls
- Reservas Posibles 660 MMBls
- Reservas Totales 2.239 MMBls

Cabe recalcar que, en la década 2007-2017, el Estado Ecuatoriano ejecutó inversiones significativas en exploración por más de 400 millones de dólares, lo que permitió identificar más de 60 prospectos exploratorios con reservas aproximadas de 1180 mil millones de

barriles de petróleo que sólo pueden ser confirmadas mediante la perforación de pozos de avanzada [20], [34].

La exploración petrolera es la primera actividad en la industria y está conformada por una serie de esfuerzos de tipo geocientíficos (geólogos, geofísicos, petrofísicos y geoquímicos) con el fin de descubrir o evaluar el subsuelo de zona determinada para determinar la existencia de petróleo y su rentabilidad (Potenciales Hidrocarburíferos, Políticas y Planes de Exploración y Producción). En Ecuador los principales campos de exploración son:

Tabla 4. Campos de exploración en Ecuador

Área	Campo
Lago Agrio	Lago Agrio, Guanta and Parahuacu
Libertador	Atacapi, Frontera, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya and Arazá
Shushufindi	Shushufindi, Aguarico and Drago
Auca	Auca Central, Auca sur, Cononaco, Culebra, Rumiyacu, Yuca, Yulebra y Anaconda
Cuyabeno	VHR, Sansahuari, Cuyabeno, Blanca, Tipishca, Vinita

Fuente: Secretaria de Hidrocarburo - Potenciales Hidrocarburíferos, Políticas[35]

2.7.1 Métodos de Exploración

✓ Método gravimétrico

Este método tiene como fin evaluar las características del campo gravitacional de la tierra basándose en la densidad, profundidad y geometría de las rocas, considerado para esto: el tipo de material, eventos geológicos, tectónica del área y geología estructural.

Este método se realiza a través del estudio de anomalías gravimétricas, que se calculan aislando del valor medido en una zona determinada y el efecto teórico calculado basado en una simulación matemática de la gravedad para la misma zona. A diferencia de otros métodos este se caracteriza por llevarse a cabo en la recolección de datos terrestres, marítima y aérea además de su eficiencia, rentabilidad y versatilidad [36].

✓ **Método magnético**

El método magnético tiene como fin medir las anomalías de las rocas del subsuelo a través del campo magnético de la tierra, además de obtener información de las características estructurales y de profundidad de las rocas, e indirectamente saber el espesor de la sobrecarga sedimentaria e identificar la presencia, profundidad y extensión de masas volcánicas. A diferencia de otros métodos este la ventaja de ser al campo natural requiere de poco personal, sin embargo, cuenta con la desventaja del ser un campo magnético avector haciendo complejas las condiciones para la adquisición, procesamiento e interpretación de los datos. Se lo puede realizar en tierra, mar y aéreo [37], [38].

✓ **Prospección sísmica**

Este método se basa en la interacción de una onda sísmica generada artificialmente en las diferentes capas de las rocas del subsuelo, pudiendo aplicarse en la tierra y en el agua (mar). Este método ofrece dos modos de aplicación utilizando ondas refractadas o reflejadas. El método de refracción sísmica permite obtener información del espesor y velocidad de los estratos del subsuelo. El método de reflexión sísmica refleja la geometría de las estructuras del subsuelo, sin embargo, la desventaja es que muestra la imagen del subsuelo en términos

de tiempo de viaje de la onda, obligado a realizar una conversión de tiempo-profundidad [39].

2.7.2 Equipos empleados en la exploración

Los equipos de exploración petrolera tienen como fin interpretar los datos de una serie de mediciones físicas realizada en una amplia gama de escalas. Siendo esto para:

✓ **Método gravimétrico**

Su principal equipo es el gravímetro instrumento diseñado para medir la aceleración de la gravedad en el sitio de levantamiento ya sea su valor absoluto o la diferencia de gravedades entre dos puntos [40], [41].

✓ **Método magnético**

Su principal equipo es el magnetómetro instrumento diseñado para medir la fluctuación del campo magnético terrestre. Estos estudios se realizan generalmente volando una aeronave equipada con un magnetómetro en líneas paralelas a una elevación de un tercio de milla sobre la superficie de la tierra.

Prospección sísmica

Su principal equipo es el geófono instrumento diseñado para recibir las ondas generadas por el impulso sísmico provocada por un martillo en la tierra o hidrófonos para el mar, para digitaliza y procesar los datos se utiliza el sismógrafo.

Ilustración 4. Equipo **Geofono**



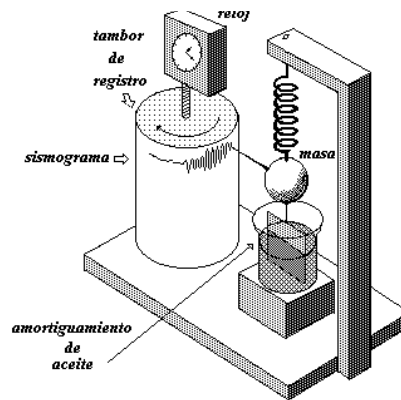
Fuente: Exploration Methods - Sismic. (2016).

Ilustración 5. Equipo **Hidrofono**



Fuente: Exploration Methods - Sismic. (2016).

Ilustración 6. Equipo Sismografo



Fuente: Exploration Methods - Sismic. (2016).

2.8 Impacto de la exploración petrolera durante la proyección sísmica

Para iniciar con las exploraciones físicas se empieza por las campañas sísmicas en donde se crean temblores artificiales de tierra mediante el uso de explosivos, las cuales causan ondas con las que se hace una ecografía del subsuelo. En las ecografías se pueden identificar las estructuras que existen, incluyendo las que almacenan hidrocarburos. Para llevar a cabo estos estudios sísmicos se deben abrir trochas de aproximadamente 2 a 10 metros. Cada línea sísmica tiene 1 km de largo.

Típicamente en una campaña sísmica se cortan hasta 1000 km de vegetación. Para llevar a cabo los estudios sísmicos se crean helipuertos de alrededor de una hectárea o más cada

uno. En Ecuador hasta 1994, se abrieron 30.000 km de bosque de líneas sísmicas en medio del bosque húmedo tropical.

Para las explosiones se perforan pozos que miden entre 2 y 20 metros, sobre una línea de forma recta. El hueco tiene un diámetro de entre 5 y 10 centímetros. Las explosiones se realizan cada 15 y 100 metros.

Los impactos que se pueden identificar durante los estudios sísmicos incluyen, como ya se mencionó, la deforestación por la iniciación de la trocha y la edificación de helipuertos y campamentos provisionales. El impacto puede variar de acuerdo con la cantidad de vegetación presente alrededor de las trochas.

En esta fase se identifican también impactos indirectos gracias a la apertura de trochas que crean vías de acceso para colonizar.

Existen registros que los trabajadores cazan y pescan en los sitios de estudios sísmicos en lugares donde se está abriendo fronteras petroleras en ecosistemas naturales arriesgando la fauna terrestre y acuática. Esto ocurre porque muchas veces los trabajadores desconocen de los períodos de veda establecidos por las comunidades que habitan allí.

Las actividades sísmicas de la empresa Arco Services, empresa dedicada de proporcionar diseño en la industria del petróleo y gas en nuestro país (Arco, s.f.), fueron investigadas durante su campaña sísmica en donde se deforestó unas 1046 ha. de bosque primario, se observaron tubos de descarga y desechos tóxicos que iban directamente a los ríos y suelos, se identificaron altos niveles de contaminación causada por sonidos debido a la perforación, plantas de generación y explosiones sísmicas.

Todo esto junto a la intensiva cacería de animales realizada por los trabajadores causa carencia de peces y animales para la caza. Otros impactos que incluyen la prospección sísmica es la compactación del suelo cuando se utilizan camiones vibradores, aceleración de procesos erosivos cuando las operaciones se llevan a cabo en terrenos susceptibles o inestables, causando incluso derrumbes.

La fauna es afectada directamente por el ruido y muerte de peces cuando las detonaciones se realizan en el agua.

Los estudios sísmicos que se hacen en el mar utilizan disparos aéreos. Aunque estos disparos son dirigidos hacia abajo, tienen un gran efecto horizontal. El sonido bajo el agua impacta hasta 10 Km, a la redonda. Estos impactos afectan el comercio pesquero de peces y larvas de importancia, sobre todo en aquellas zonas donde estos cumplen con ciclos biológicos cruciales.

En ciertas aves y mamíferos marino estos ruidos extremos afectan su capacidad de orientación para comunicarse y atrapar alimentos. En estos animales se ha detectado alteraciones en su fisiología auditiva y en sus respuestas frente a situaciones estrés, aumento en la hipertensión y desbalance endocrino.

Estudios realizados de los impactos de prospección sísmica en bancos de peces se encontró que en peces que se comercializan se puede reducir la pesca en un 45% del promedio. Después de las detonaciones no se observó una recuperación en la pesca por días.

2.9 Socialización de campañas hidrocarburíferas con comunidades indígenas

La socialización de campañas hidrocarburíferas con comunidades indígenas ha sido un tema controversial en Ecuador debido a la presencia de territorios indígenas ricos en recursos naturales, incluyendo reservas de petróleo y gas.

Es importante mencionar en primer lugar que la Constitución de Ecuador (2008) reconoce los derechos de los pueblos indígenas y establece el principio de la consulta previa, libre e informada en el artículo 57. (FAO, s.f.). Este principio establece que las comunidades indígenas deben ser consultadas sobre las actividades que pueden afectar sus derechos colectivos.

En este ámbito se encuentra la Ley Orgánica de Consulta Previa, Libre e Informada a los Pueblos y Nacionalidades Indígenas de Ecuador (2011) que regula el proceso de consulta previa en Ecuador y establece los procedimientos que deben seguir las comunidades indígenas en decisiones relacionadas con proyectos hidrocarburíferos y otros proyectos que puedan afectar sus derechos.

Desde los años 60 el Estado intensificó el desarrollo de las exploraciones petroleras, dando un énfasis en la cuenca amazónica. Desde ese punto Ecuador vivió un aumento considerable en las divisas de exportación de crudo que hasta la actualidad se ha definido como un sector indispensable para el desarrollo económico.

En aquella época el manejo de las variables ambientales, en especial aquellas enfocadas a las etnias y culturas no contactadas no eran motivo de controversia política. Sin embargo la explotación en la década de auge petrolero del país trajo consigo costos ambientales de inmensa magnitud que representarían una contaminación de los recursos

hídricos debido a un mal manejo ambiental y falta de preocupación de las autoridades, en donde debido a los desechos de la producción y las quemazones al aire libre de gas natural esa contaminación había generado riesgos para la salud de las poblaciones aledañas a las zonas petroleras en explotación y exploración.

Un caso emblemático del impacto negativo de las actividades hidrocarburíferas que afectaron a comunidades indígenas es el del caso Sarayaku. Esta comunidad llevo su caso ante la Corte Interamericana de Derechos Humanos, la cual dictamino una sentencia en 2012 reconociendo violaciones a los derechos de la comunidad y estableciendo lineamientos importantes para la consulta previa.

En el caso mencionado el Estado concedía un permiso para explorar y explotar crudo en la zona a una empresa privada, en donde habitaban el pueblo indígena Kichwa de Sarayaku, todo esto sin que se le hubiese consultado previamente y sin tener su consentimiento. El problema inicia con la fase de exploración en el territorio con explosivos de gran poder en donde provoco desastres en muchos de los puntos que ocupaba el territorio indígena, lo que genero una situación de riesgo para la población debido a que durante un período le habría impedido buscar medios de subsistencia y le habría limitado sus derechos de circulación y de expresar su cultura. Reflejando así una falta de protección judicial y de seguimiento por parte del Estado.

El proceso de socialización de campañas hidrocarburíferas en Ecuador, por lo general, involucra reuniones, talleres y diálogos entre las empresas petroleras, el gobierno y las comunidades indígenas. El principal objetivo de esto es informarles sobre los planes, impactos y beneficios potenciales de las actividades petroleras, así como recoger sus inquietudes, propuestas y consentimiento.

La representación en torno a la defensa de los derechos de las comunidades indígenas en función de las campañas petroleras, es llevada a cabo por la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador, CONAIE, así como también la Confederación de Pueblos de la Nacionalidad Kichwa del Ecuador, ECUARUNARI, quienes brindan asesoramiento y dan seguimiento a las campañas para así evitar la violación de los derechos de estas comunidades.

2.10 Perspectiva de la exploración petrolera en el país

El crudo en el Ecuador es uno de los principales productos que se exportan, representando cerca del 40% del total de exportación del país, además de una participación considerable del PIB, estableciendo esta divisa como un eje principal de la economía ecuatoriana en las últimas décadas. Este es considerado el factor fundamental en el crecimiento del país, debido a que equilibra la balanza comercial y contribuye al financiamiento del presupuesto del Estado.

Es por esto que el Estado se ve en la necesidad de realizar búsquedas exhaustivas de yacimientos de petróleo en distintas partes del país, siendo uno de los principales puntos la Amazonía, donde la exploración de nuevos pozos petroleros, para asegura una de las principales fuentes de ingresos en nuestro país.

En el actual mandato se lleva a cabo proyecto denominado ronda Intracampos el cual desde 2018, buscan explotar campos con potencial hidrocarburiífero pequeños que están entre los grandes campos encontrados. Esto con el fin de aumentar la producción y por tanto de economía del país es por esto por lo que este proyecto estatal puede marcar la diferencia a

corto, mediano y largo plazo, y puede también aportar al incremento de exploraciones en búsqueda de nuevos yacimientos que aumenten la producción de crudo en el país y generen tasas de retorno significativas a la economía de este.

2.11 Exploración en los campos ITT (áreas Tambococha e Ishpingo) y Sacha

El campo ITT está ubicado en la provincia de Orellana y es una de las áreas con mayor cantidad de yacimientos, entre ellos, Ishpingo, Tiputini y Tambococha, los cuales su volumen es de alrededor de 34 000 millones de barriles, y que cuenta con crudo pesado con 12-16 °API, además de ser actualmente el área con mayor producción en el país.

Las operaciones en este campo empiezan en 1949 con el pozo Tiputini I a cargo de la compañía Shell, el cual de acuerdo a la empresa no fue productivo y se lo clasifico como abandonado el mismo año. A pesar de esto en 1970 a través de una campaña exploratoria, se realizó una sísmica a cargo de la entonces compañía de Minas y Petróleo, donde se detectó que aun presentaba un alto contenido, en donde CEPE retoma la exploración, pero abarcando una zona longitudinal mayor hacia el norte y sur.

A través de la sísmica realizada se logra identificar tres nuevas estructuras, las cuales fueron: NNO de Tiputini, Tambococha e Ishpingo, donde esta última se probó mediante campañas de perforación obteniendo resultados favorables, logrando así que el Campo ITT ocupe el tercer puesto como reserva gigante en la cuenca debido a la alta producción, llegando a 600 millones de barriles.

Para el 2022, el bloque 43 del ITT presento un avance del 76%, logrando producir alrededor de 59,471 BPPD, siendo el área de Tambococha la más productiva con 36,597 BPPD representando más de la mitad de producción de este bloque. La producción de crudo es una vía de desarrollo para el país, así como también una alternativa energética, y es por ende que caracterizar el hidrocarburo es importante, para así tener información actualizada de las propiedades del crudo extraído para así permitir los métodos para la logística en función de su área de almacenamiento, el transporte directo y por oleoductos, para así brindar una estructura adecuada que beneficie al país.

La empresa pública Ep Petroecuador es actualmente la encargada del manejo de todo lo relacionado a la exploración y explotación del crudo, así como también delimitar los problemas que se puedan suscitar en los pozos en sus distintas fases de producción, así como también es la encargada de analizar toda la información correspondiente al área productora de cada pozo.

En la actualidad se espera perforar cuatro pozos en Sacha, la cuál hasta 2021 tenía cinco pozos perforados. Además, en ese año, se inició la perforación en el bloque de Ishpingo, esto se realiza en el cumplimiento de las metas propuestas por el gobierno para el incremento de las reservas actuales del crudo y el aumento de nuevas fuentes de trabajo.

Durante la primera mitad del 2021, Petroecuador Ep., mantuvo una producción aproximada de 397,868 BPPD, en donde los campos principales fueron: Auca, Sacha, Shushufindi, ITT. El estado a través de Petroecuador Ep, seguirá realizando el mayor de sus esfuerzos para mantener una operación estable, eficiente y responsable, con las comunidades indígenas, la población ecuatoriana y el medio ambiente, en el marco legal y de sostenibilidad.

Los 23 bloques petroleros operados por la estatal petrolera en la Amazonia y Litoral tienen la finalidad de incrementar progresivamente el volumen de producción, esto de la mano con los lineamientos propuestos por el actual Gobierno Nacional. Además, en este periodo de tiempo, Petroecuador deberá obtener la certificación para las reservas para los campos Parahuacu, Pucuna e ITT, como estrategia para fortalecer la economía del país.

2.12 Potencial exploratorio remanente.

En el Ecuador las reservas de hidrocarburos presentan una disminución considerable debido a que no se han reemplazados las reservas que han sido abandonadas, esto provoca una disminución en la producción extraída, de la cual surge la necesidad de incorporar nuevos yacimientos a la producción. El mal manejo del gobierno de Lenin Moreno en cuanto a políticas de exploración y desarrollo han dejado al país en una situación crítica, que puede llevar a colocar al Ecuador en serios problemas en cuanto a la exportación e importación de hidrocarburo.

De acuerdo al informe del potencial Hidrocarburífero presentado por el país en el 2019, las reservas probadas fueron de 1,303 MBP, pero con una tasa de producción decreciente estas reservas han descendido a 1,010 MBP hasta diciembre del 2020. Lo cual refleja la necesidad del país en aumentar su producción y equilibrar la balanza productiva para así establecer una economía estable y sustentable.

Aun considerando la producción promedio actual, de no hacer nuevos descubrimientos o incorporar nuevos yacimientos a las reservas actuales, la producción seguiría decreciendo, mientras que las reservas continuarían agotándose, en donde muchas

no superan un plazo mayor a 7 años antes de su agotamiento, en donde las consecuencias previsibles que esto puede generar no son las más indicadas para el país. Es por esto que es importante establecer políticas o planes que permitan descubrir e incorporar nuevas reservas de hidrocarburos a nuestra producción.

En la última década el estado ecuatoriano ha realizado inversiones considerables en exploración, lo que permitió identificar más de 60 prospectos exploratorios con reservas estimadas de 1,180 MBP, que son confirmadas posteriormente mediante pozos de avanzada.

El gobierno de Lenin Moreno para 2017 redefinió el método de estimación de reservas de petróleo, adaptándolo a normas internacionales, iniciando así una publicación anual que se mantiene hasta 2020, donde los resultados de este informe se presentan en el cuadro que se muestra a continuación.

De acuerdo a datos recientes, en 2019 las reservas probadas del país alcanzaban 1,338 millones de barriles, que a un ritmo de extracción considerable brindaba 7,5 años de extracción sustentables, pero en 2022 esto se habían reducidos a 5 años debido a la falta de incremento de nuevas reservas. En función de esto y analizando las reservas probables podemos darnos cuenta de que se tiene un 50% de reservas probables y tan solo un 10% de posibles. El cálculo de los años remanentes a partir de las reservas totales no mejora demasiado el resultado, que sería de 7 años hasta el 2022.

La compañía internacional de petróleo conocida como "British Petroleum" emite informes anuales confiables acerca de las reservas de petróleo a nivel internacional. Según su informe más reciente, se estima que Ecuador posee aproximadamente 1.300 millones de barriles de reservas probadas, lo que permitiría una extracción adicional durante unos 7,4 años al ritmo actual. Es importante tener en cuenta que el descubrimiento de nuevos yacimientos o la expansión de los existentes pueden agregar nuevas reservas, lo cual implica que estas cifras no indican necesariamente que la extracción petrolera en Ecuador se agotará en pocos años.

Sin embargo, estas cifras revelan de manera consistente y similar a las de Colombia y Perú, países que comparten yacimientos en la Amazonía andina, que existen reservas limitadas. Aunque hay otras fuentes, como la OPEP y la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA), que proporcionan estimaciones mucho más altas sobre las reservas de petróleo de Ecuador, se considera que las cifras presentadas por "British Petroleum" son más confiables debido a su metodología y coherencia.

Ha habido fuertes discrepancias en las estimaciones de reservas entre diversas fuentes y estas discrepancias persisten, incluso habiendo casos en los que se ha manipulado políticamente la información. La información disponible sobre las reservas sugiere que Ecuador ha extraído la gran mayoría de sus recursos petroleros y que las futuras exportaciones serán decrecientes y tendrán una duración limitada. No obstante, para comprender mejor la evolución futura de las exportaciones y de la extracción, resulta útil analizar los datos recientes relacionados con los volúmenes extraídos, las exportaciones, el consumo interno y las importaciones de productos derivados.

Un yacimiento tiende a agotarse cuando la extracción disminuye debido a la caída de presión en los pozos, y las nuevas reservas descubiertas no son suficientes para compensar dicha disminución. Al analizar la información sobre la extracción de los campos petroleros de Petroecuador (anteriormente conocido como Petroamazonas), se observa que existen numerosos campos importantes, como Indillana (bloque 15), Eden-Yuturi y Libertador, así como campos más pequeños como Palo Azul y Oso-Yuralpa, que muestran una tendencia decreciente en la extracción, reduciéndose aproximadamente a la mitad en un lapso de 11 años.

Sacha y Auca son campos desarrollados inicialmente por Texaco, donde se han descubierto y explotado nuevas reservas significativas. En el Parque Nacional Yasuní, donde la asamblea autorizó, por razones de “prioridad nacional”, el inicio de la extracción petrolera en los Bloques 31 y 43 (ITT) en 2013, una vez que el expresidente Correa canceló la Iniciativa Yasuní-ITT, se inició la extracción en Apaika, en 2014, con reservas bajas, que han conducido a una tendencia fuertemente declinante desde 2017.

Como resultado, los volúmenes extraídos han caído en un 77%. En los campos Tiputini y Tambococha del ITT, luego de un rápido ascenso inicial hasta superar los 70,000 barriles diarios en 2019, la extracción también ha declinado hasta 52,500 barriles diarios en 2021. En el Bloque ITT se puede observar una tendencia declinante, sobre todo en Tambococha, que no ha sido compensada por la reciente integración de las plataformas A y B del campo Ishpingo. La sentencia reciente de la Corte Constitucional prohibiendo la ampliación de plataformas adicionales en el campo Ishpingo, porque se encuentran dentro del área de amortiguamiento de la zona intangible TagaereTaromenani, torna muy difícil una futura expansión de la extracción en el bloque ITT.

3 CAPITULO

3.1 Perforación petrolera

Para poder extraer petróleo de una zona determinada, primero se debe estudiar el terreno para aplicar una correcta metodología debido a que hay diferentes yacimientos de petróleo. Además, hay que tener en consideración la transportación, las empresas encargadas e identificar las normas que estas deben seguir (Naciones Unidas, 1973).

En Latinoamérica, los métodos tradicionales de explotación petrolera han variado a lo largo del tiempo y dependen de las características geológicas y tecnológicas disponibles en cada país.

En Ecuador, el petróleo fue explotado por primera vez principalmente en dos zonas del país: Santa Elena y en la región amazónica en 1878. Años más tarde en 1911, el crecimiento de las industrias en general permitió la línea de entrada de aquellos primeros equipos encaminados al trabajo de extracción petrolera, debido a esto se llevó a cabo la perforación del primer pozo denominado ANCON 1 [13]

Al paso del tiempo se halló el pozo ANCON 4 por lado de Anglo Ecuadorian Oilfields Limited, por otro lado hubieron compañías que se integraron al grupo tal es el caso de Royal Dutch Shell y Estándar Royal [14].

3.1.1 Extracción convencional de petróleo

Los procedimientos por emplear y que permitan llevar a cabo la explotación de petróleo depende de varios factores tal es el caso del lugar donde se encuentra el pozo (yacimiento) o

las características propias que presenta. Cuando se detecta una zona con presencia de petróleo se procede con el inicio de una perforación a determinada profundidad para llegar hasta él, en ocasiones estas perforaciones pueden llegar a ser de hasta 6000 metros. Inicialmente la perforación que se lleva a cabo se la denomina perforación exploratoria, la cual tiene por objetivo ratificar la existencia de petróleo en dicho yacimiento.

En América Latina, los principales países considerados como productores de petróleo son: México, Argentina, Ecuador, Brasil, Venezuela y Colombia. Estos países tienen reservas significativas de petróleo y han desarrollado infraestructuras y tecnologías para extraerlo de manera convencional.

La extracción convencional de petróleo implica la perforación de pozos en el suelo para alcanzar los yacimientos petrolíferos. En muchos casos, se utilizan técnicas de perforación vertical, donde se perfora un pozo directamente hacia abajo hasta alcanzar la capa de petróleo. Sin embargo, en algunos lugares se utilizan técnicas de perforación direccional u horizontal para llegar a los yacimientos que no son fácilmente accesibles desde la superficie.

Se conoce como perforación exploratoria en mar o tierra a la inserción de las diferentes capas de roca del subsuelo hasta llegar al yacimiento en donde se encuentra el hidrocarburo entrampado con la superficie. Esta inserción se lleva a cabo utilizando diferentes equipos, por lo general el de mayor frecuencia es el taladro ubicado en la base de la tubería y en esto a su vez está en una torre de perforación. Esta actividad permite conocer o verificar la presencia de petróleo en el subsuelo, después de haberse realizado previamente estudio de exploración. Es a través de esta última actividad en donde se decide si el lugar elegido es apto para la extracción y comercialización de petróleo [42], [43]. En Ecuador, en los principales campos de exploración se han perforado:

Tabla 5. Pozos perforados en los campos de exploración en Ecuador

Campo	Numero de pozos perforados
Lago Agrio	2
Libertador	9
Shushufindi	25
Auca	38
Cuyabeno	14

Fuente: Secretaria de Hidrocarburo - Potenciales Hidrocarburiferos, Políticas

3.2 Métodos de perforación

Existe diferentes métodos de perforación que se utiliza para determinar la presencia o existencia de petróleo, siendo estos:

3.2.1 Perforación por percusión

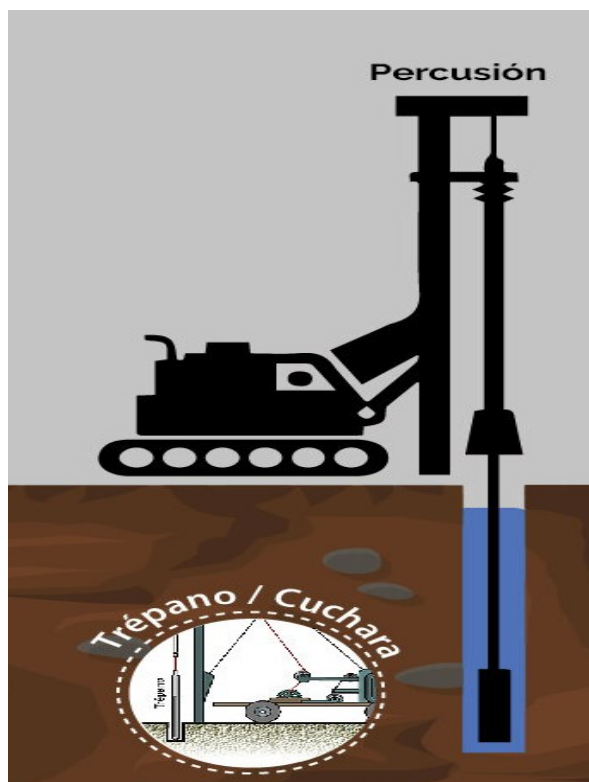
Este método se caracteriza por desfragmentar las capas de rocas elevando y dejando caer una pesada barra fina de acero en forma de martillo, esta técnica es lenta y de profundidad limitada en comparación con otra. A medida que el pozo gane profundidad se la llena con tubería de acero para evitar su colapso e impermeabilidad con el agua subterránea [44].

Es un procedimiento lento y con limitaciones en cuanto a su profundidad, que ocasionalmente se utiliza. Consiste en romper la roca golpeándola con una barrena cincel que se sujeta al extremo de un cable. La barrena se extrae periódicamente y los trozos de roca triturada se mezclan con agua y se eliminan mediante lavado a presión o bombeo. A medida que el agujero se va haciendo más profundo, se instala una tubería de acero para prevenir el

colapso y proteger las aguas subterráneas de la contaminación. Este proceso, que se lleva a cabo en pozos de poca profundidad, implica un trabajo significativo, y una vez que se encuentra petróleo o gas, no se puede controlar el flujo inmediato de estos productos a la superficie (Kraus, 2017).

La desventaja de esta técnica es que es un proceso que con lleva mucho tiempo lo que provoca la reducción del uso de este método. Su implementación sólo se lleva a cabo en yacimientos pequeños [15], [45].

Ilustración 8. Método de Percusión para la extracción del petróleo



Fuente: Tomado de Métodos de Perforación por (Hidro Ambiente Consultores, 2020).

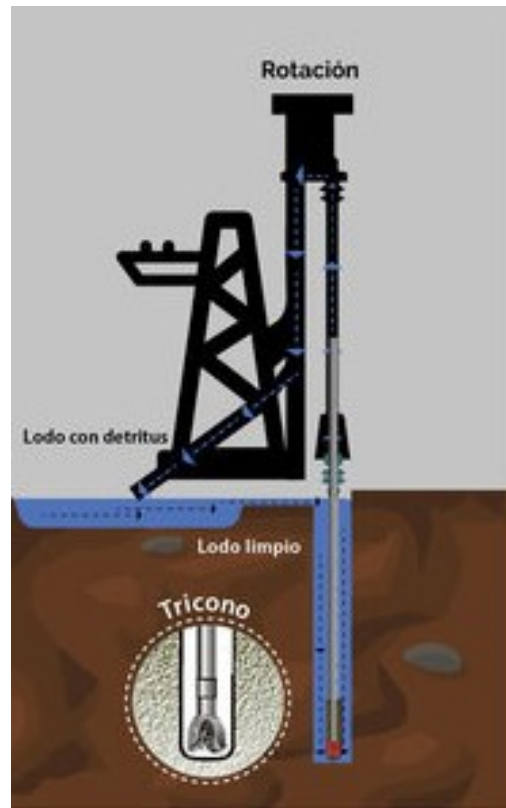
3.2.2 Perforación por rotación

Este método tiene como fin cortar, triturar o voltear las distintas capas de rocas del subsuelo que pudiere encontrarse la broca a su paso. Esta técnica se caracteriza por hacer girar o rotar la broca o trépano perforador [44].

Este método consiste en un trépano hueco, que se instala a numerosos caños de acero que juntas forman las denominadas barras de sondeo. Las barras hacen un movimiento rotatorio gracias a una mesa tipo rotativa que está ubicada en el cimientado de la torre unida a una transmisión en cadena con motores de maniobra de cuadros. El proceso se realiza solo por la rotación de determinado elemento cortante sobre el cual se ejerce empuje. En esta técnica se pueden usar brocas de tipo especiales o tricono.

El equipo utiliza un vástago de transmisión cuadrado que se conecta a la tubería de perforación y lo hace girar. En la parte superior del vástago cuadrado se encuentra una lanzadera, mientras que el lodo se conecta a las válvulas de seguridad antirreventones. La tubería experimenta un movimiento rotatorio a una velocidad que oscila entre 40 y 250 rpm. Este movimiento se mantiene gracias a una barrena que puede ser de fricción con bordes cortantes fijos o una barrena de rodillos con cuchillas giratorias que tienen dientes endurecidos.

Ilustración 9. Método de rotación para la extracción del petróleo



3.2.3 Perforación direccional

Este método se caracteriza por llegar hasta el yacimiento a través de una trayectoria planificada, empleado una barra de acero que penetrara verticalmente las capas de rocas del subsuelo y se desviara intencionalmente o no hacia los planos X-Y siendo 'X' el plano de dirección y 'Y' el plano de inclinación. Para esto se debe controlar el ángulo y la dirección del pozo [46].

3.2.4 Perforación rotopercutante

Este método es una combinación entre los métodos de percusión y rotación, en el que una barra fina de acero rotativa acciona un mecanismo tipo martillo mediante un líquido hidráulico circulante, generando una serie de golpes de percusión permitiendo que la barra perfora y triture a la vez [7].

Método de bombeo mecánico

El método de bombeo mecánico es ampliamente utilizado como método de extracción artificial en pozos con volúmenes de producción pequeños y medianos, especialmente en crudos de viscosidad media y alta que requieren inyección de vapor para facilitar su extracción. El principio fundamental de este método consiste en elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

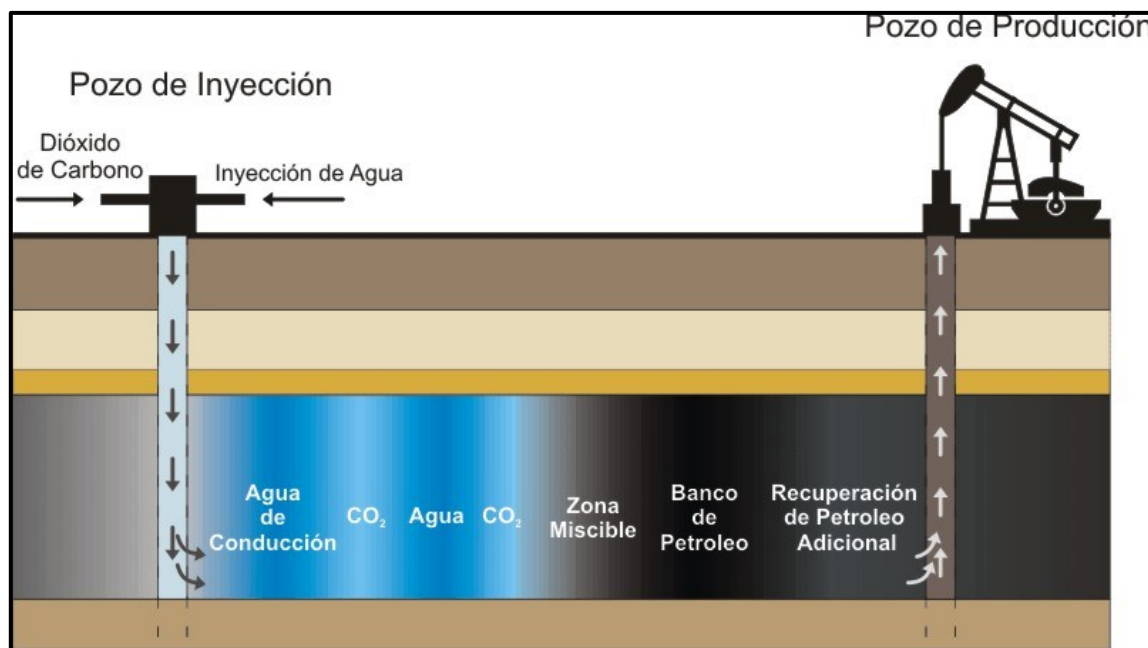
Se necesita de una bomba de subsuelo de acción recíproca y desplazamiento positivo conectado a una sarta de cabillas realiza el movimiento generado en la superficie por la unidad de bombeo a través de energía que es suministrada por motor eléctrico.

Inyección de agua

Implica la inyección del agua a presión alta en el yacimiento de petróleo. El agua ayuda a mantener la presión del yacimiento y empuja el petróleo hacia los pozos de producción, facilitando su extracción. La inyección de agua presuriza el reservorio y desplaza el petróleo, empujándolo hacia un pozo.

Alrededor del 30% del petróleo en un yacimiento puede ser extraído mediante la presión natural de un pozo. Sin embargo, la inyección de agua se utiliza para aumentar este porcentaje, lo que se conoce como factor de recuperación, y para mantener una tasa de producción constante en el yacimiento durante períodos prolongados (Mogas, 2016). La inyección de agua se emplea en la producción de petróleo, donde se introduce agua a alta presión en el yacimiento con el objetivo de incrementar la presión y mejorar la extracción de petróleo de un yacimiento existente.

Ilustración 10. Método de extracción por inyección de agua



Tomado de Inyección de agua Válvulas de bola diseñadas para manejar las altas presiones que se presentan en la recuperación de petróleo y gas por inyección de agua por (Mogas, 2016).

3.3 Método de Inyección de gas

Esta produce energía suficiente para presurizar el yacimiento de pozos de baja producción cercanos a los pozos inyectoros.

3.3.1 Tecnologías de extracción no convencionales

Los tres principales desafíos que se deben superar para poder explotar y utilizar los hidrocarburos no convencionales. Primero, es necesario extraer depósitos en cantidades que sean económicamente rentables, seguido por el transporte y luego el procesamiento para producir productos comerciales.

Dependiendo de la naturaleza del petróleo no convencional y de las características particulares de los yacimientos, se pueden utilizar tecnologías de extracción:

Métodos de extracción en frío.

Para depósitos de crudo extrapesado de alta temperatura y baja viscosidad, el método consiste en bombear un diluyente de elución en pozos verticales tumultuosos para reducir la viscosidad del crudo antes de que pueda ser bombeado a la superficie. El uso de pozos horizontales y multilaterales puede mejorar la permeabilidad del yacimiento, lo que también puede ayudar en los esfuerzos de recuperación. Los diluyentes pueden ser petróleo crudo más ligero o derivados del petróleo como el gasóleo (gasóleo) para su uso.

Los diluyentes aromáticos son la opción preferida debido a su capacidad para debilitar los enlaces intermoleculares y reducir la viscosidad del crudo. Estas técnicas pueden producir factores de recuperación que oscilan entre el 10 % y el 20 %.

Métodos de extracción en caliente:

El objetivo es disminuir la viscosidad del crudo en el yacimiento aumentando su temperatura. El proceso de inyección de vapor puede realizarse a través del pozo de producción o de pozos secundarios horizontales. Los factores de recuperación pueden variar de 30% a 70% dependiendo de las condiciones del yacimiento y del crudo.

Estos métodos tienen un costo de producción relativamente mayor, ya que se tiene en cuenta el costo del combustible para la generación de vapor. La recuperación de betunes naturales y crudos extrapesados de mayor viscosidad es una aplicación común de la misma (OLADE, 2012).

Estimulación cíclica con vapor:

La recuperación de bitumen natural en Canadá lo emplea. El proceso implica la inyección de vapor a alta presión en las arenas bituminosas durante varias semanas, lo que luego suaviza el calor y lo separa de las hebras de formación. La alta presión provoca fisuras y grietas en el pozo, lo que permite que el betún fluya hacia él.

Cuando el yacimiento está completamente saturado de betún en una segunda fase, el proceso de inyección de vapor finaliza y el betún persiste en la solución mientras el vapor condensado continúa calentándolo, posterior a ello se produce la fase de producción; en el momento en que la relación de recuperación disminuya, cambie a la fase de inyección de vapor (OLADE, 2012).

Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor:

La técnica consiste en perforar pares de pozos horizontales que se colocan uno encima del otro. El pozo superior es donde se inyecta vapor a alta presión para calentar el betún y aumentar la permeabilidad del yacimiento. La alta temperatura hace que el betún pierda su viscosidad, lo que hace que se separe de la arena y se desplace hacia un pozo horizontal inferior que es impulsado por la gravedad y la presión del vapor, que lo recuperará en la superficie (OLADE, 2012).

Métodos de minería:

Se emplea para crudo extrapesado de alta visibilidad, betún natural y esquisto bituminoso. La extracción de material rocoso y arenas para crudo se realiza siguiendo los mismos métodos que la minería del carbón mineral, que se sigue más adelante. Esta técnica solo es aplicable a yacimientos poco profundos. Los factores de recuperación pueden alcanzar hasta el 80% (OLADE, 2012).

Mejoramiento en la eficiencia operativa y producción de la industria petrolera

Mejora de la eficiencia operativa

En la industria de producción tanto del petróleo y gas se ha implementado nuevas tecnologías según las necesidades de operación para mejorar las operaciones y explorar oportunidades que antes se creían imposibles. La evolución digital que se presenta en la exploración de hidrocarburo y también del gas se ha movido tan rápido que muchas empresas están

comenzando a ver retornos significativos de sus inversiones. Al continuar modernizando y actualizando su equipo, también pueden esperar éxitos aún más significativos en el futuro. (GCS, 2019).

Importancia en la evolución digital de la industria petrolera y gas

A medida del paso de los años se ha dado diversas transformaciones en la parte digital, lo cual, permite a las distintas empresas tanto del petróleo como del gas mejoras en su eficiencia en la parte operativa mediante su recopilación, análisis, comunicación y la actuación sobre los datos. Una estrategia de transformación digital puede mejorar la eficiencia operativa al proporcionar mejores conocimientos sobre el rendimiento de la empresa, optimizar los procesos de producción existentes, aumentar las tasas de descubrimiento y reducir los costos (GCS, 2019).

Innovaciones en la gestión de yacimientos y optimización de recursos

El proceso de gestión de yacimientos se puede caracterizar como integrado, dinámico y continuo. El proceso está integrado porque varios factores técnicos, económicos y de otro tipo juegan papeles importantes en el manejo de un yacimiento, los cuales funcionan de manera integrada. Por ejemplo, la gerencia puede decidir cuándo iniciar un proceso de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en función de las condiciones que se establecen en el mercado.

Gestión de yacimientos y optimización de la producción

Los yacimientos de hidrocarburos son hallados atrapados en los poros de la roca del yacimiento subterráneo. Así, para explotar los yacimientos de hidrocarburos, se perforan pozos para conectar la formación rocosa a la superficie. Los pozos productores del recurso natural agotan el yacimiento hidrocarburífico al imponer presiones de fondo de pozo (BHP) más bajas que la presión original del yacimiento [15].

El manejo de yacimientos petroleros podría interpretarse como el conjunto de actividades que conllevan a decidir sobre la ejecución del campo, incluidas las estrategias operativas y la ubicación de los pozos. Para tomar estas decisiones con confianza, se debe poder hacer predicciones confiables de las consecuencias de tales decisiones y cuantificar los riesgos asociados. La base para esto es una buena descripción del yacimiento, tal como lo captura un modelo de flujo numérico.

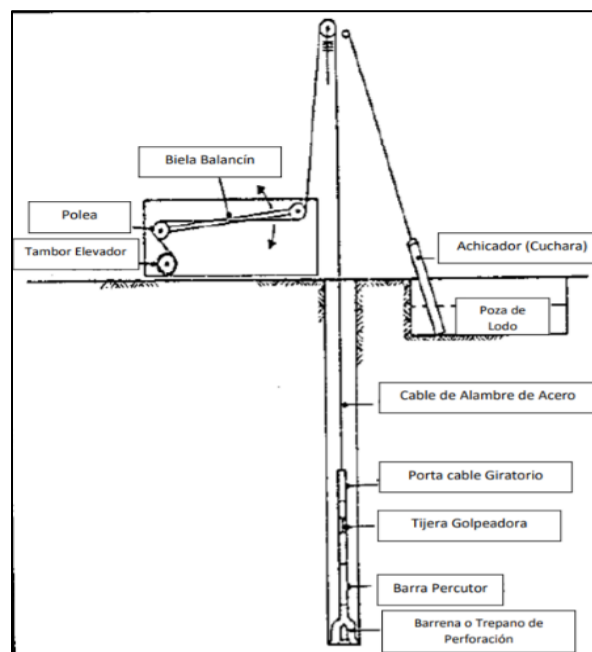
Este modelo debería ser capaz de reproducir el historial de producción anterior con una precisión aceptable dada la incertidumbre de los datos (que se logra mediante el proceso de comparación del historial). Si se cumple esta condición, generalmente se supone que el modelo es capaz de capturar el comportamiento futuro del yacimiento dentro de una incertidumbre razonable y luego se puede utilizar como base para la optimización de la producción. El ejercicio repetido de comparación histórica y optimización de la producción en un modelo de yacimiento numérico a menudo se denomina gestión de yacimientos de ciclo cerrado. Se ha demostrado que existe un margen significativo para mejorar la gestión de yacimientos mediante el uso de métodos de optimización numérica junto con modelos de simulación de yacimientos.

3.4 Equipos empleados en la perforación

Generalmente los equipos de perforación están conformados por una torre de perforación, una tubería de perforación, un cabrestante capaz de bajar y subir la tubería de perforación, una mesa rotatoria, barra fina de acero, motor, bomba de lodo.

El equipo de perforación por percusión lo conforma: Tambor elevado, poza de lodo, poleas, cable, balancín, porta cables, tijeras, achicador, barra percutora y barra fina de acero o trepano de perforación [47].

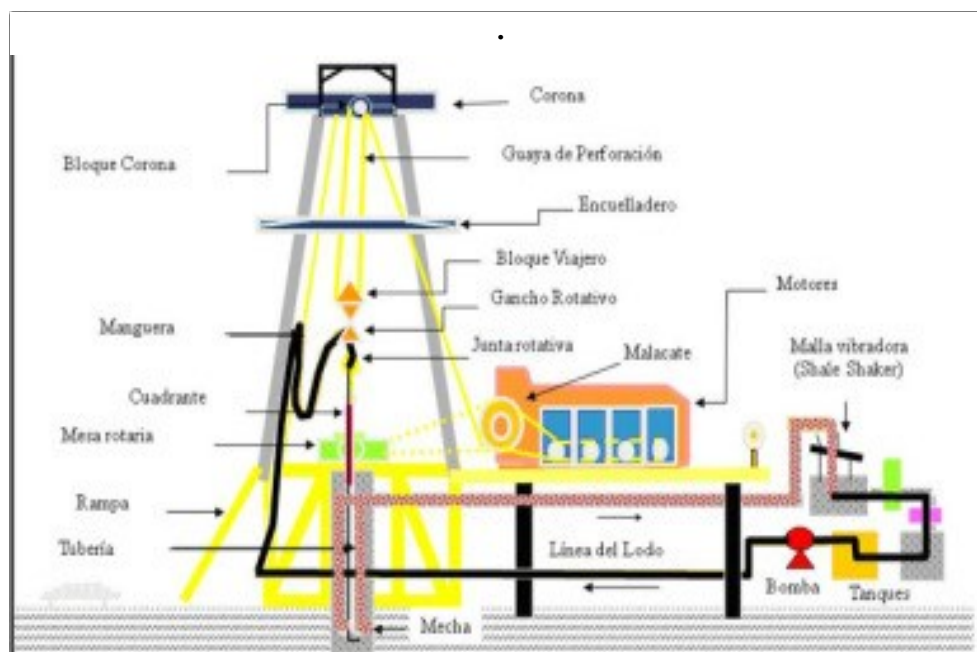
Ilustración 11. Equipo de perforación por percusión



Fuente: Perforación de Pozos Petroleros, Leopoldo Alafita M., 2014

El equipo de perforación rotatoria lo conforma:

Ilustración 12. Equipo de perforación rotatoria



Fuente: Perforación de Pozos Petroleros, Leopoldo Alafita M., 2014

La mesa rotatoria, tubería, rampa, cuadrante, manguera, bloque corona, corona, guaya de perforación, encuelladero, bloque viajero, gancho rotativo, junta rotativa, malacate, motoras, malla vibradora y bomba de lodos [48].

El equipo de perforación direccional es similar al de perforación rotatorio:

La mesa rotatoria, tubería, rampa, cuadrante, manguera, bloque corona, corona, guaya de perforación, encuelladero, bloque viajero, gancho rotativo, junta rotativa, malacate, motoras, malla vibradora y bomba de lodos [49].

4 CAPITULO

Explotación petrolera

Una vez confirmado la presencia de petróleo además de su factibilidad económica se da paso a la etapa de explotación donde se realiza la extracción del petróleo y gas proveniente del subsuelo, siempre y cuando la presión de los fluidos es suficiente forzara la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos para llevarlo a un sitio donde es sometido a procesos de refinación. En Ecuador, en los principales campos explotados se ha producido:

Tabla 6. Producción de los pozos en los campos de exploración en Ecuador

Área	Barriles/Día
Lago Agrio	9888.58
Libertador	18006.53
Shushufindi	54791.99
Auca	50291.75
Cuyabeno	23866.88

Fuente: Secretaria de Hidrocarburo - Potenciales Hidrocarburíferos, Políticas

4.1 Métodos de explotación

4.1.1 Extracción por el método de perforación por rotación

Este método tiene como fin cortar, triturar o voltear las distintas capas de rocas del subsuelo que pudiere encontrarse la broca a su paso. Esta técnica se caracteriza por hacer girar o rotar la broca o trépano perforador [43], [50], [51].

4.1.2 Extracción por el método de perforación por percusión

Este método consiste en triturar las capas de rocas elevando y dejando caer una pesada barra fina de acero sujeta con un cable en uno de su extremo, esta técnica se caracteriza por ser lenta y de profundidad limitada. A medida que el pozo tenga mayor profundidad se le reviste con tubería de acero para evitar su derrumbe y filtración con el agua subterránea [50].

4.2 Equipos empleados en la explotación

Generalmente estos equipos son igual al de perforación que están conformados por una torre de perforación, una tubería de perforación, un cabrestante capaz de bajar y subir la tubería de perforación, una mesa rotatoria, barra fina de acero, motor, bomba de lodo.

4.3 Empresas ecuatorianas encargada de la exploración y explotación de petróleo

Tabla 7. Empresas ecuatorianas encargada de la exploración y explotación de petróleo

Empresa	Bloque	Área de operación	Población afectada
Amoco/Mobil	18	Provincia de Sucumbíos. Afecta el área protegida del Cayambe-Coca.	Quichua y colonos.
Arco	10 y 24	Provincia de Pastaza y Morona Santiago. Afecta el Parque Nacional Sangay	Quichua, Shiwiar, Achuar, colonos.
BHP	3	En la región de la costa, explota gas en el mar.	Pesquerías locales
City	27	Provincia de Sucumbíos. Reserva Faunística. Afecta al Cuyabeno.	Siona y colonos
CGC	2 y 23	Provincia del Guayas, Pastaza.	Campesinos Quichua
Elf	14 y 17	Provincia del Napo. Afecta el parque Nacional Yasuni.	Huaorani
Occidental	15	Provincia de Napo y Sucumbíos. Reserva de Limoncocha	Secoya y Siona y colonas
Oryx	7 y 21	Provincia de Napo y Pastaza	Quichua y Huaorani colonos
Perez	Sucumbíos y	Colanes, Quichua, Huaorani y colonos	
Companc	Napo		
Santa Fe	11	Provincia de Sucumbíos Parque del Gran Sumaco	Quichua y colonos
Tripetrol	1,4,28	Provincia del Guayas en la costa de Pastaza y Napo. Afecta al Parque del Llanganales en la Amazonia	Quichua y Campesinos
Triton	19	Provincia de Napo y Sucumbíos. Afecta al Parque del Llanganales	Colonos

Fuente: [50], [51]

4.4 Proceso de extracción del Petróleo

Los orígenes del proceso de la extracción del petróleo se reeditan hacia el año 1911 en donde por medio de una empresa inglesa llamada en ese entonces Anglo encontró el primer pozo petrolero en el área de Ancón en la ahora llamada provincia de Santa Elena, de ahí en adelante el país empezó a generar procesos de extracción de petróleo, en donde el estado ecuatoriano en ese entonces al ver que se había descubierto petróleo en nuestro territorio empezó a firmar contratos con empresas extranjera por hectáreas para que ellas puedan extraer el crudo de nuestro país y poder llevárselo al extranjero.

A finales de la década de los 50 el país dejo de producir petróleo a causa de que en ese entonces la empresa Inglesa Anglo declaro que el primer pozo petrolero descubierto en Santa Elena se encontraba prácticamente vacío, por lo cual el estado ecuatoriano tomo la dura decisión de dejar de extraer y producir petróleo entre los año 1960 hasta 1971 lo que dio paso a que otros productos sean exportador y pasen a ser las principales fuentes de ingreso del país uno de esos productos que ingreso luego de que el país tuvo ese desfase por dejar de producir petróleo fue el banano producto del cual se han conseguido innumerables beneficios gracias a su exportación constante y hasta el día de hoy se mantiene como una de los productos principales de exportación y de ingreso del país.

El país en su nuevo inicio petrolero (1971) realizo contratos con la compañía Williams Brothers⁴ el cual sería el encargado de construir para el país oleoductos que trasladarían el petróleo del oriente ecuatoriano hasta Balao punto en donde el país empezaba a dar sus primeros pasos en exportaciones. Esto permitiría que el país tenga mayor acceso a las exportaciones ya que desde el oriente era muy complejo el traslado hasta un puerto seguro donde se podrían realizar las pertinentes exportaciones, luego de hacer esta transferencia el

estado ecuatoriano requiere a la compañía Texaco que devuelva al estado ecuatoriano cerca de 930 mil hectáreas de áreas petroleras.

Rápidamente el Ecuador toma todas esas aéreas en donde empresas extranjeras se encontraban sustrayendo el petróleo del país, para empezar a producir nuestro propio petróleo, la área donde se encontraba la mayor fuente de petróleo se encuentra en el oriente, a raíz que el Ecuador se posiciono como país petrolero, el país resistió cambios fuertes al determinar al petróleo como fuente principal de financiamiento del presupuesto general del estado pero cambios para bien ya que contribuyó a que se empezara a invertir ese dinero en infraestructura y nuevas vías de desarrollo para el país pasando a ser el Ecuador dependiente del petróleo.

El estado ecuatoriano aprovecho mucho las explotaciones de petróleo y empezó con la producción de gas uno de los adicionales al momento de perforar pozos petroleros, el gas en este caso se destinó directamente para la comercialización nacional que fue lo primordial al momento de comercializar dicho producto.[5]

Integración de tecnologías digitales en los procesos de explotación

La transformación digital en la industria del petróleo y el gas implica la adopción de tecnologías digitales y análisis de datos para optimizar las operaciones, aumentar la eficiencia y reducir los costos. Además, se espera que la integración de tecnologías digitales revolucione la industria del petróleo y el gas al mejorar la producción, mejorar la seguridad y reducir el impacto ambiental de la industria (Ward, 2018). Por lo tanto, se presentan

principales tecnologías digitales y cómo están transformando la industria del petróleo y el gas:

IA y ciencia de datos en petróleo y gas

La IA (inteligencia artificial) pueden permitir que las potentes plataformas de análisis brinden información para mejorar la eficiencia operativa y administrativa a fin de reducir las interrupciones en la cadena de suministro de petróleo y gas. Los análisis avanzados combinados con el software en la nube pueden proporcionar ahorros significativos en los costos de infraestructura.

IoT industrial en petróleo y gas

Las fugas y los daños en la extracción de petróleo y gas pueden causar daños financieros y ambientales significativos. IoT (Internet de las cosas) puede permitir el monitoreo eficiente de tuberías, bombas y filtros en el sistema con datos en tiempo real para evitar estas fugas. Esto reduce las verificaciones manuales innecesarias del sistema y los trabajadores solo se implementan cuando se detectan anomalías. Además, también pueden proporcionar datos en tiempo real para controlar los parámetros de rendimiento. Como resultado, los datos en tiempo real están disponibles las 24 horas del día para lograr mediciones precisas (Shehmir, 2023).

Automatización en Petróleo y Gas

RPA (Automatización de procesos de robótica) puede reducir significativamente el tiempo de cierre, reducir el riesgo de errores humanos y mejorar la audibilidad en el sector del petróleo y el gas. También, los drones y bots sumergibles se utilizan para automatizar la

inspección de áreas inaccesibles en perforación en alta mar y en lugares poco accesibles en explotación.

4.5 Instituciones petroleras ecuatorianas

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) establecida en junio de 1972 fue muy relevante para el país, permitía ejercer un mayor control sobre las compañías extranjeras radicadas, toma posesión del poliducto principal Duran - Quito. En 1975 la empresa estatal asume la responsabilidad en la comercialización de manera interna del gas licuado de petróleo, y en el año 1977 controla de manera total el abastecimiento de los combustibles.

En 1989 se crea Petroecuador y distribuye de esta forma la totalidad de sus ganancias, utiliza el 10% para reinvertir en la exploración y el 90% se entrega al fisco, compuesta por tres filiales:

1. Petroproducción encargada de la explotación de yacimientos, y en 1993 descubre los campos de Tambo cocha, Tiputini e Ishpingo;
2. Petroindustrial encargada de la refinanciación para la obtención de combustibles derivados del petróleo.
3. Petrocomercial cuyo objetivo de funcionamiento es el despacho del crudo y sus derivados a nivel interno y externo. [2]

4.6 IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA ECUATORIANA

Evolución del precio del petróleo del ecuador en el periodo 2007 - 2014 y su incidencia en la economía

El Ecuador dentro de sus 44 años Viene extrayendo, explotando y exportando petróleo tanto en su precio como producción de crudo, incluso en su economía también

generando en reiteradas ocasiones déficit económicos lo que han provocado que el estado Ecuatoriano tome medidas contra estas problemáticas económicas por pérdida de valor del crudo. En esta monografía se ha podido analizar los 44 años que el país tiene dentro del proceso petrolero, empezando desde una pequeña previa en donde doy a conocer que el primer proceso petrolero del país empezó en el año 1911 en Ancón - Santa Elena [5]

El mercado petrolero mundial

El petróleo es un producto clave para la economía mundial, de ahí la importancia del comportamiento de su precio, y el impacto que genera el movimiento del mismo en las distintas economías del mundo.

Por un lado, se encuentran los países productores, donde la evolución del precio impacta de lleno en el nivel de inversiones, y consecuentemente en los niveles de producción futuros. Dentro de este grupo también podemos identificar a los países que además de ser productores, el petróleo ocupa un lugar sumamente relevante dentro de sus exportaciones, aquí el precio es aún más relevante por tratarse del sector de mayor actividad económica para dichos países. Por otro lado, se encuentran los países que siendo productores o no, requieren de las importaciones petroleras para satisfacer la demanda energética interna, a estos países las variaciones en el precio le generan en mayor o menor medida, problemas en el balance de pago, inflación interna, entre otros.

En el 2014 y los primeros meses de otoño, el máximo productor de la OPEP decidió dejar de ejercer como mediador para pasar al ataque. Al contrario que el sistema de precios de netback que utilizó en los 80 para recuperar cuota de mercado, desde finales de 2014 lo está haciendo de forma muy controlada.

Esta maniobra forzó una caída mayor de las cotizaciones, aprovechando que su economía podía asumir un largo periodo de bajos precios gracias a sus cuantiosas reservas de crudo y sobre todo a su competitividad en costes de producción, generando numerosas teorías económicas y geopolíticas. [52]

4.7 Fases petroleras

Exploración y producción: Es la fase principal e importante ya que de esta depende todo el proceso productivo en el que se desarrolla el petróleo, una vez que se comprueba la existencia de petróleo se procede con la explotación a través de equipos costosos y especializados para extraerlos del subsuelo.

Refinación: Cuenta alrededor del país con 4 refinerías encargadas del proceso de destilación y separación de los gases que tiene incluido el petróleo y producir combustibles, estas son Esmeraldas, Libertad, Amazonas y Lago Agrio.

Transporte y Almacenamiento: El medio de transporte de la actividad petrolera es el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), comenzó sus operaciones desde 1972, su extensión es de 503 km que comprende desde Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos donde hay ocho unidades de almacenamiento hasta Balao puerto en Esmeraldas que tiene 10 unidades de almacenamiento, aproximadamente los barriles diarios que conlleva este medio son de 300 mil.

Comercialización: Fase encargada del despacho del crudo y sus derivados hacia las propias comercializadoras de Petroecuador, hacia las privadas esto en el aspecto interno. En el contexto exterior las exportaciones del petróleo, así como ciertos derivados como Nafta,

fuel oil 6 y por otro lado las importaciones de diésel, cúter stock, nafta alto octano y del gas licuado de petróleo combustible del cual se centrará el presente estudio.

4.8 Cadena de la comercialización

Sirve para analizar el grado de generación de empleo del proceso constitutivo del gas licuado de petróleo.

Planta de Almacenamiento. - Este es el lugar de desembarque del gas desde el buque en el cual se transporta, en fin, es el destino donde se recopilará este combustible líquido.

Transporte de auto tanque. - Es aquel vehículo que está destinado a transportar el combustible en un tanque hacia el granel.

Transporte al granel. - Se transporta sin necesidad de ser separados o empaquetados en cantidades muy grandes para ser llevados a depositar a una planta de envasado.

Planta de envasado. - Estos espacios son las denominadas instalaciones donde se procederán a envasar en cilindros los respectivos gases de acuerdo a las normas vigentes.

Transporte en plataforma. - Lugar donde después de ser envasados en cilindros se procede a realizar la carga, control de peso y descarga de los mismos.

Centro de Acopio. - Son aquellos locales que tienen el permiso para comercializar el combustible donde más tarde van a ser entregados en las distribuidoras correspondientes.

Depósito de distribución. - Son los locales que cuentan con la autorización respectiva de la dirección de hidrocarburos, pero su almacenamiento es inferior al de un centro de acopio y les proporcionan el gas a los consumidores finales.

Consumidor final. - Es la última parte de esta cadena, pero la más importante ya que puede manifestar su satisfacción o rechazo al producto final y determinar la relevancia en el comercio si lo consume para sus diversas actividades. [53]

4.9 Políticas petroleras en el Ecuador

En la actualidad el manejo de la actividad petrolera del país se basa en poder efectuar una política hidrocarburífera sensata que busque optimizar la actividad petrolera en las zonas de explotación mediante la planificación para realizar inversiones en las empresas estatales con el fin de modernizarlas para que recuperen su competitividad y credibilidad. Bajo estos aspectos el Gobierno ha desarrollado una política petrolera que se sostiene en los siguientes ejes fundamentales [52]

- ✓ Fortalecer la soberanía del Estado Ecuatoriano sobre sus recursos naturales por medio de actividades que desarrollen las empresas públicas tales como Petroecuador y Petroamazonas.
- ✓ Apoyarse en la inversión extranjera para la búsqueda de nuevas reservas hidrocarburífera y para la reactivación de la producción de los campos maduros con reglas de juego contractual claras y estables.
- ✓ Garantizar una explotación hidrocarburífera social y medioambiental sustentable de sus recursos no renovables mediante una estricta mitigación de riesgos ambientales y la redistribución prioritaria de la renta petrolera para las comunidades localizadas en las zonas de explotación y producción hidrocarburífera
- ✓ Transformar al país de exportador de crudo a exportador de derivados y productos petroquímicos ampliando el parque de refinerías.

- ✓ Racionalizar y focalizar los subsidios a los combustibles mediante la sustitución por usos de fuentes de energía renovables y limpias y la implementación progresiva de precios relativos de los derivados de petróleo que preserven el nivel de vida de las clases sociales menos favorecidas.[52]

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETROLEO EN ECUADOR

El petróleo en Ecuador representa la principal fuente de ingresos del país, además de ser considerado como la principal fuente de energía a nivel mundial, Ecuador es un productor mediano de petróleo y es manejado por la empresa pública EP Petroecuador, las ventas de barriles de petróleos han representado grandes ingresos para el país sin embargo los derivados de petróleos no representan ningún aporte representativo. Las exportaciones de los derivados de petróleo presenciaron un auge entre los años 2011 con un numero de ganancia \$1.144.895,07 millones de dólares, tiempo después fueron disminuyendo paulatinamente, en el 2015 las exportaciones presenciaron una leve recuperación. Los ingresos que se reciben por los derivados de petróleos no se aproximan ni al 25 % de lo que representan las exportaciones de petróleo crudo como materia prima [54].

El Ecuador posee 19 empresas privadas que operan en 27 bloques de petróleo, pero su proceso productivo no supera el 30%, debido a su bajo porcentaje producción, su incremento de inversión es limitado lo cual limita la adquisición de nuevas técnicas de explotación, todos los productos que exporta el país en su mayoría carecen de un valor agregado [55].

Debido al déficit de productos de hidrocarburos el país se ha visto en la obligación de sobre llevar esta crisis por medio de importaciones. Como medida economía ante los fluctuantes valores de los derivados de petróleos como son en el gasolina, Diesel y GLP el

gobierno es el responsable de cubrir los subsidios a los sectores que se podría ver más afectados, el sector industrial es el mayor consumidor de GLP, muchas industrias reciben de manera ilegal subsidio (en el año 2000, el consumo de GLP representó el 5.77% del consumo total de derivados y en el 2006 este representó 26.57%), [56].

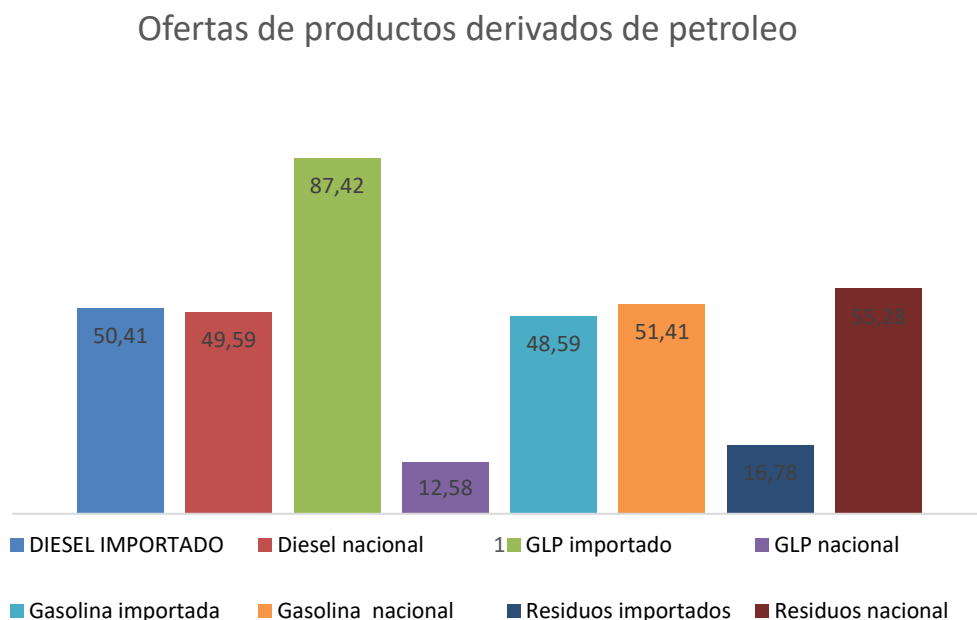
En la actualidad el país tiene una capacidad de refinar 170.000 barriles de tal manera que ha logrado cubrir la demanda de combustibles. La Refinería esmeralda tiene una capacidad 110.000 barriles, el principal inconveniente con la refinería es su capacidad de producción, además está diseñada para procesar crudo liviano.

Combustibles y derivados que se comercializan en el mercado ecuatoriano:

En Ecuador, se comercializan doce combustibles diferentes

- a) Pesca Artesanal
- b) Gasolina Extra
- c) Gasolina Súper
- d) Diesel 1
- e) Diesel 2 y Premium
- f) Jet Fuel
- g) Spray Oil
- h) Solventes Industriales
- i) Naftas Industriales
- j) Crudo Reducido y Residuo
- k) GLP doméstico e Industrial
- l) Fuel Oil

la oferta del GLP en el mercado es del 87.4% que proviene de importaciones, mientras que el Diesel y la gasolina corresponde al 49.59% y 48.59.



Gráfica 1. Oferta de combustible

En la actualidad el país tiene una capacidad de refinar 170.000 barriles de tal manera que ha logrado cubrir la demanda de combustibles. La Refinería esmeralda posee una capacidad 110.000 barriles, su mayor inconveniente con la refinería es su capacidad de producción, además esta diseñada para procesar crudo liviano[54].la refinería del pacifico posee una capacidad de producción de 45.000 barriles de petróleo diarios, esta planta se encarga de producir combustibles de destilación atmosféricas como son gasolina , Diesel y Fuel Oil N_o 4, especialmente el rubber solvent utilizada para las industrias de solventes. El complejo Shushufindi está conformado por la refinería y la planta de GLP la cual procesa 25 millones de pies cúbicos, además de la captación de GN (gas natural). los departamentos de programación y control del CIS afirmaron una producción del 19.316 bpd fue de 3.355 galones de gasolina base, 5.100 barriles de diésel 2 y 10.487 barriles de crudo reducido [57].

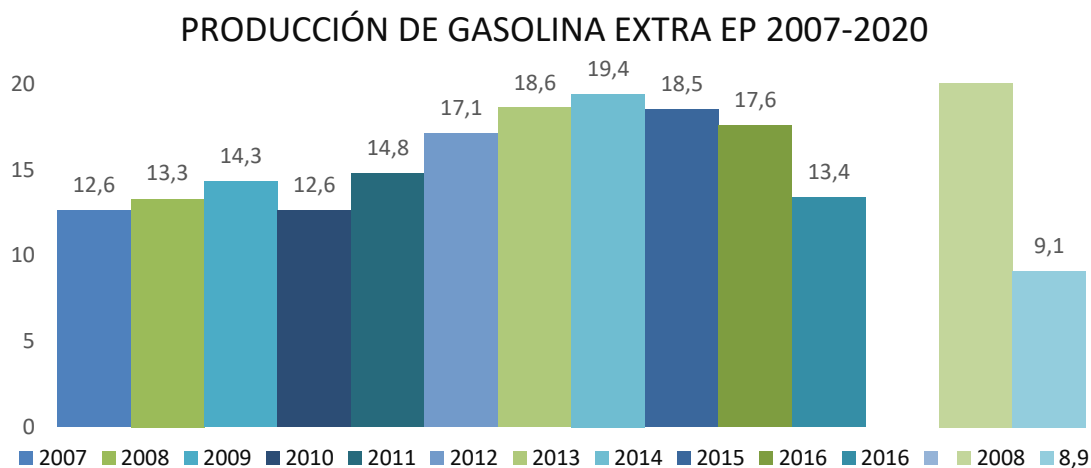
La producción de derivados de petróleo en el 2020 fue aproximadamente 16.92 millones de barriles, un incremento del 3.4% con respecto al 2019, los derivados de importación más importantes son Avgas, Diesel, Oil, Jet Fuel y GLP, la oferta de derivados llega a los 25.73 millones de barriles superiores a los del año 2019. Los valores anuales de producción de derivados fueron de 60.36 millones mientras que los de importación fue 31.78 millones de barriles. Con respecto a la importación se presenció una reducción del 20.2% generando que la oferta de derivados baje un 15.6%[58].

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

La producción de derivados dentro del país está bajo el cargo de empresa EP Petroecuador

GASOLINA EXTRA

Petroecuador produjo 10.6 millones de gasolina en el 2020 lo que representa un 18.6% menos con respecto al 2019



Gráfica 2. Producción de Gasolina Extra EP 2007-2020

FUEL OIL 4

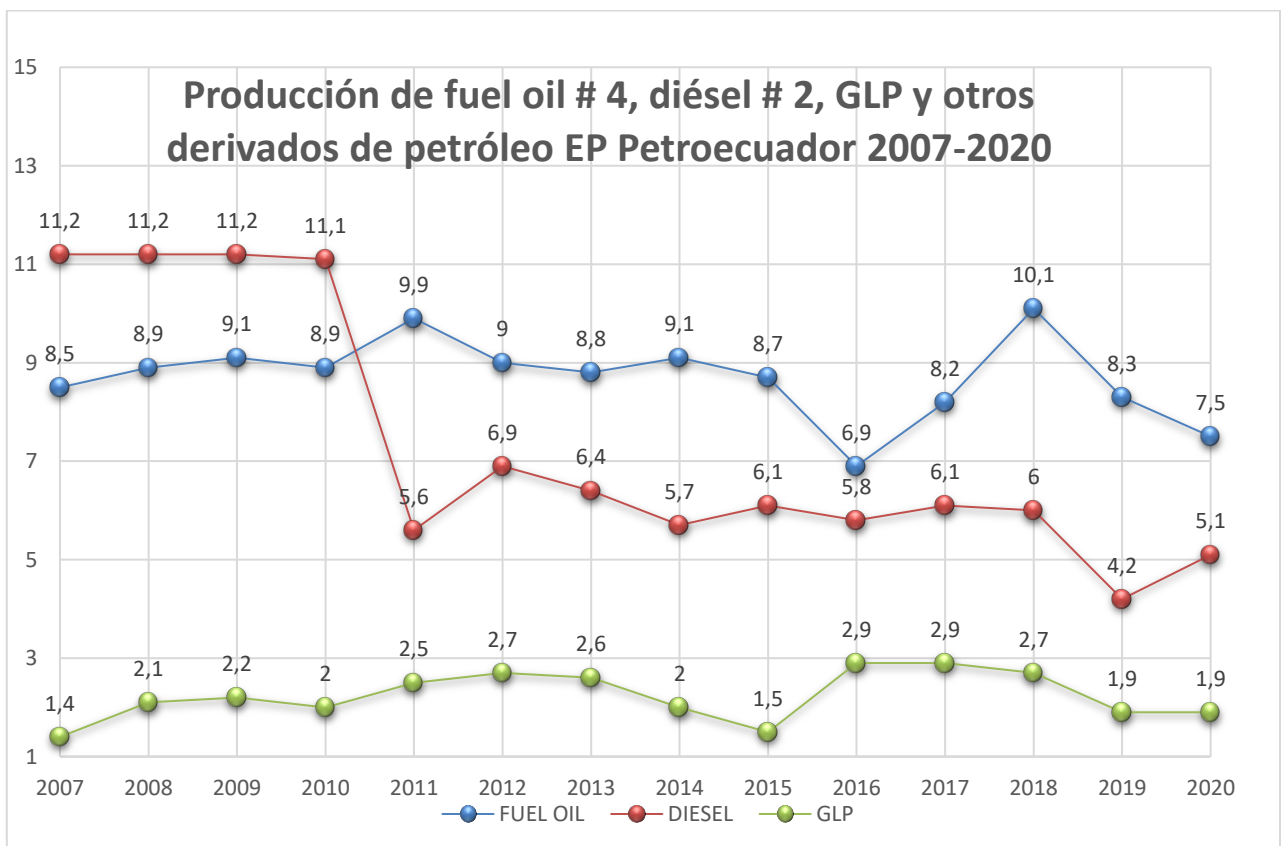
De acuerdo al banco central del Ecuador Petroecuador produjo 7.5 millones de barriles con respecto al 2019 existió una disminución 10.3%.

DIESEL 2

El Diesel es utilizado para generación eléctrico Petroecuador, elaboro 5.1 millones barriles con respecto al 2019 tuvo un incremento de elaboración del 21.6%

GLP

De acuerdo al banco central del Ecuador Petroecuador produjo 1.90 millones de barriles con respecto al 2019 existió una disminución 0.7%



Gráfica 3. Producción de Fuel Oil

EXPORTACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

En el 2020 Petroecuador, exporto \$485.1 millones de dólares en derivados de petróleos con respecto al 2019 se presenció una disminución del 39.9% equivalente a 14.8 millones de barriles con un precio de \$32.69 cada barril

Fluctuaciones

La fluctuación en el precio del petróleo varía mucho con respecto a la actual demanda, los EEUU ha incrementado en los últimos años la producción de petróleo esquisto lo cual refleja una disminución en las exportaciones, con una posibilidad de creación de un nuevo oleoducto entre Canadá y EEUU. Otros países como China han crecido aproximadamente un 7%, tornando una situación económica preocupante. Desde varios años se ha señalado que entre 20 y 30 dólares del precio del petróleo están en compras de barriles solo en papeles, una vez que el dólar es fortalecido el precio tiende a bajar de manera que se mantiene en un valor real. Ecuador no está excepto de estos casos de fluctuaciones por lo cual una de las medidas de compensación es adquisición de deudas [13], [15].

5 CAPITULO

5.1 COMERCIALIZACIÓN DEL PETRÓLEO

5.1.1 Inicios de las exportaciones petroleras

Los datos históricos de cuando el país empezó como exportador de petróleo datan desde 1970 en donde finaliza un periodo de contratos simultáneos con empresas extranjeras que lo único que hacían eran extraer el petróleo del país y venderlo a un mejor precio en el extranjero recuperando su inversión y aún más, porque partimos de ahí porque según nuestros datos el retome de las exportaciones por parte del país fueron desde 1972 cuando se logró crear el CEPE (corporación petrolera estatal) el cual fue un órgano creado para regular las exportaciones del país y mantener las riquezas generas por la exportación del petróleo en el país. En el año 1977 el CEPE logro adquirir todos los derechos de Gulf otras de las empresas que se encargaban en el país de la explotación del petróleo lo que le permitió al estado ecuatoriano proponer una campaña agresiva para poder explotar el nororiente ecuatoriano lo que le significaría mayores ingresos y mayores pozos petroleros lo que posicionaría al petróleo como una de las más grandes fuentes de ingreso del país. Desde ese momento el gobierno ecuatoriano empezó a explorar todas las zonas petroleras en donde empresas extranjeras se encontraban posicionadas para poder hacer nuevos convenios o contratos en este caso con la CEPE que era el regulador en ese entonces de las explotaciones y exportaciones de petróleo que se realizaban en el Ecuador.

5.1.2 Los precios internacionales Del petróleo

A un periodo de altos valores de cotización del crudo y una vez recuperado el mercado de materias primas de los impactos sufridos en la crisis financiera de 2009, la bonanza del

sector petrolero llegó a su desenlace final en el último semestre de 2014. El Precio del barril de crudo ecuatoriano partió de un precio de 99,23 dólares en junio de 2014 hasta alcanzar los 27,07 dólares en diciembre de 2015, la disminución del 72,7 %, ésta marcada tendencia se debió a factores geopolíticos, coyunturales, tecnológicos y estructurales que influyeron en el exceso de oferta en relación a la demanda mundial del mercado de hidrocarburos [52]

Comercialización de hidrocarburos.

Los datos históricos de cuando el país empezó como exportador de petróleo datan desde 1970 en donde finaliza un periodo de contratos simultáneos con empresas extranjeras que lo único que hacían eran extraer el petróleo del país y venderlo a un mejor precio en el extranjero recuperando su inversión y aún más, porque partimos de ahí porque según nuestros datos el retome de las exportaciones por parte del país fueron desde 1972 cuando se logró crear el CEPE (corporación petrolera estatal) el cual fue un órgano creado para regular las exportaciones del país y mantener las riquezas generas por la exportación del petróleo en el país.

Los precios internacionales Del petróleo

A un periodo de altos valores de cotización del crudo y una vez recuperado el mercado de materias primas de los impactos sufridos en la crisis financiera de 2009, la bonanza del sector petrolero llegó a su desenlace final en el último semestre de 2014. El Precio del barril de crudo ecuatoriano partió de un precio de 99,23 dólares en junio de 2014 hasta alcanzar los 27,07 dólares en diciembre de 2015, la disminución del 72,7 %, ésta marcada tendencia se debió a factores geopolíticos, coyunturales, tecnológicos y estructurales que influyeron en el exceso de oferta en relación a la demanda mundial del mercado de hidrocarburos[15].

Comercialización de hidrocarburos.

Art. 155.- Actividades de comercialización interna: Las actividades de comercialización interna, pueden ser ejercidas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, individualmente o en su conjunto, para cuyo efecto cumplirán con los requisitos específicos previstos en los reglamentos y normativa vigente.

Art. 156.- Abastecimiento. - Las comercializadoras calificadas, autorizadas y registradas para el ejercicio de las actividades de comercialización interna, deben abastecerse a través de EP PETROECUADOR o de quien haga sus veces autorizada por el Ministerio Sectorial; y estas a su vez, proveerán únicamente a su red de distribución autorizada. Las comercializadoras calificadas, autorizadas por el Ministerio Sectorial que abastezcan a consumidores finales, deben adquirir los hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, exclusivamente de la abastecedora a la que se encuentra vinculado contractualmente.

Art. 157.- Responsabilidad de las comercializadoras. - Las comercializadoras autorizadas, bajo su responsabilidad, están obligadas a controlar que sus actividades de comercialización se efectúen cumpliendo normas técnicas aplicables a la materia. Las comercializadoras, además, son responsables de cumplir y hacer cumplir a toda la cadena de comercialización, bajo su responsabilidad y representación, las regulaciones técnicas y de seguridad en el manejo de los combustibles y demás disposiciones legales y reglamentarias aplicables. (Larrea, 2018)

5.1.3 Estudio comparativo entre Ecuador y Colombia basado en la tasa de morosidad

Se obtiene el impacto de los determinantes de la tasa de morosidad de Ecuador y Colombia, para aplicarlos a pruebas de tensión. Los modelos estimados ARIMAX sugieren

que en Ecuador los shocks se transmiten con rapidez. La morosidad de ambos países es sensible negativamente a la liquidez (factor más importante) y a la tasa de intermediación, pero sus impactos y la rapidez de transmisión son diferentes. El precio del petróleo, volumen de crédito y actividad económica son determinantes relevantes para Ecuador. En Colombia, el shock bursátil es negativo e inmediato, los shocks de importaciones se transmiten a corto y mediano plazo. Los impactos de la producción manufacturera son más tardíos. Esta es la primera investigación empírica que compara, entre ambos países, el impacto de cada factor en la morosidad. Los modelos contribuyen para plantear políticas económicas y de gestión que produzcan impactos en el desempeño de la morosidad [59]

Comercialización de los derivados de petróleo importados.

Los costos varían sus valores considerablemente y los ingresos se mantienen casi en una línea tendencial, sus fluctuaciones son mínimas, en comparación a sus costos. El déficit más notorio se dio en el año 2014, ya que sus costos alcanzaron su valor máximo en el periodo estimado (\$6.103.382,1). En años posteriores estos costos fueron disminuyendo, así como sus ingresos por ventas, teniendo una mínima recuperación en el año 2017. [30], [53], [60]

Volatilidad el precio del petróleo

El precio del petróleo se ajusta a la demanda existente en el mercado, puesto a que es por medio de esta que se da el aumento en el número de importaciones o exportaciones, dependiendo de la necesidad del consumidor. Si bien el auge del petróleo fue grande y durante las últimas décadas este supuso la mejora de las infraestructuras, así como también la adquisición de nueva tecnología, para este nuevo siglo XXI, se ha suscitado un evento que

hizo que el precio del petróleo se desplome, y este es que la oferta existente de petróleo supere a la demanda, lo cual genera que, para vender sus crudos, los países tengan que disminuir el precio de los barriles. Según la Agencia Internacional de Energía, el consumo mundial de petróleo alcanza los 93 millones de barriles al día, sin embargo, la oferta se encuentra alrededor de 97 millones de barriles debido a nuevas tecnologías (fracking) adoptadas por EEUU, donde este avance tecnológico podría colocarlo, sino como el mayor productor de crudo, como uno de los mayores productores, y es gracias a este acceso a dicha tecnología que el precio del barril de petróleo pasó de costar \$121 en su pico a caer a un precio de \$50 para el año 2016 [35], [45].

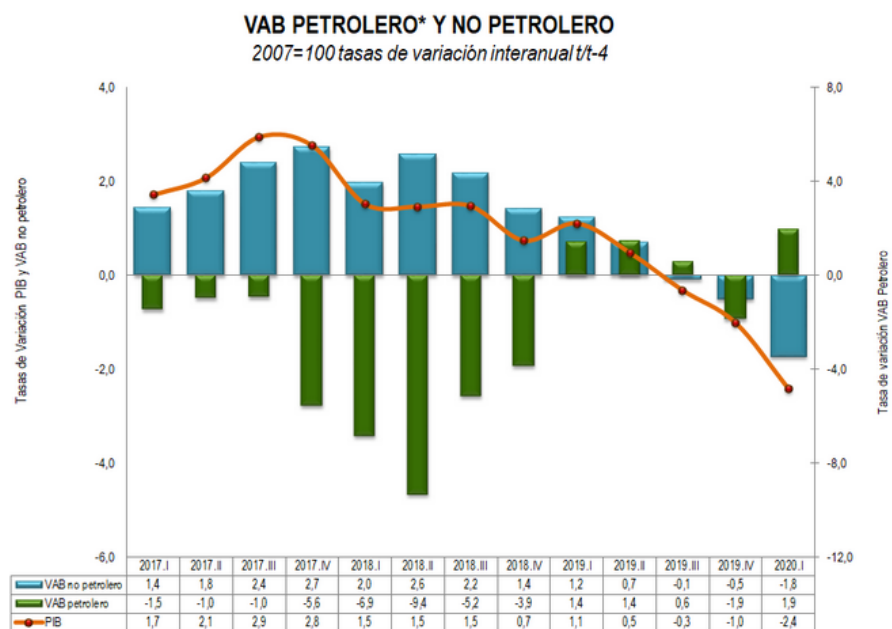
5.2 Economía en Ecuador producto de la comercialización del petróleo

El petróleo es uno de los principales productos de exportación de Ecuador y sus ingresos financian una parte importante del Presupuesto General del Estado. Entre los años 2018 y 2020 esta exportación representó aproximadamente el 28% del total de los ingresos. En cuanto a las exportaciones representó entre 2015 y 2020, en promedio, 32% del total de bienes exportados [61].

En Ecuador la comercialización de petróleo se da principalmente en la exportación de los crudos Napo y Oriente donde estos tienen precios que pueden variar. Debido al incremento del WTI el cual es un referente para Ecuador, el precio del barril osciló entre \$48 y \$63 (frente a la proyección que se tenía de \$37), para el primer trimestre del 2021, lo cual supuso ingresos netos aproximados de \$422,4 millones **Fuente especificada no válida.**, este incremento es considerable ya que la economía de Ecuador se considera vulnerable ante el comportamiento desfavorable del precio del barril de petróleo, y supondría ingresos

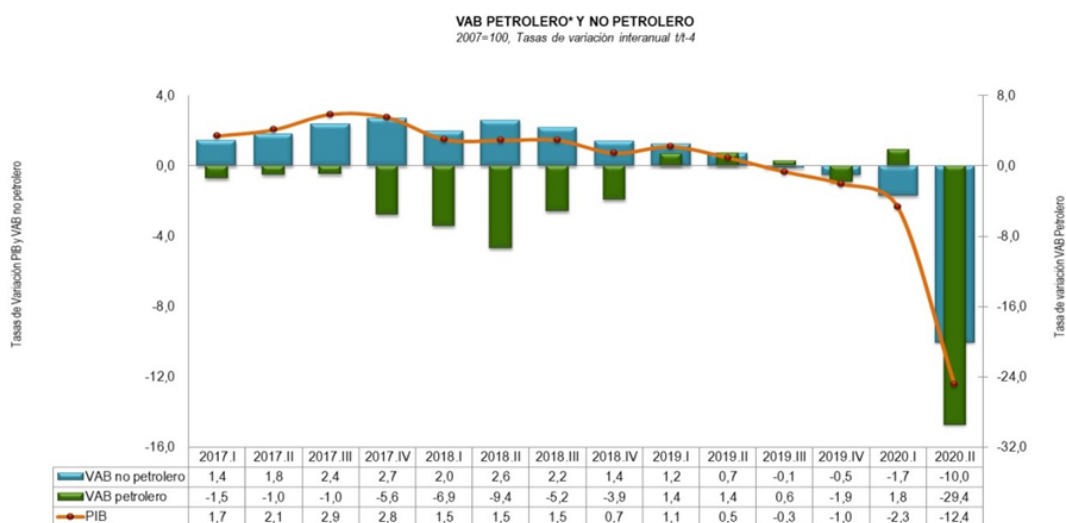
adicionales que pueden ser empleados para la adquisición de otros productos o materias prima que requiera[37], [62], [63].

Ilustración 13 Tabla de VAB Petrolero y No Petrolero Primer trimestre año 2020



Fuente: Banco Central del Ecuador

Ilustración 14. Tabla de VAB Petrolero y No Petrolero Segundo trimestre año 2020



Fuente: Banco Central del Ecuador

En las presentes tablas se tienen los Valores Agregados Brutos (VAB) de Ecuador para el año 2020 correspondientes al primer y al segundo trimestre en donde se tiene tanto al sector petrolero y al no petrolero. Estas tablas muestran como la incidencia el Covid-19 y los desperfectos ocurridos en refinerías de Ecuador, supuso un cambio brusco para el segundo trimestre el 2020 lo cual produjo que el VAB registrase valores de -29,4 en su índice, lo cual supone un déficit en este sector, donde según datos del BCE para el primer trimestre del 2021 tuvo una mejora, no es menos cierto, que deja al descubierto que Ecuador no se encontraba preparado con planes de contingencia ante cualquier eventualidad y que el mismo debe plantear vías alternas para cumplir con los productos que se requieran en esos momentos.

PIB

El producto interno bruto (PIB) mide el valor monetario de los bienes o servicios que se producen en el país al cabo de un periodo determinado, mismo que puede determinarse por medio de trimestres o anualmente, en este se considera todo producto que se genere dentro de las fronteras del país independientemente si la empresa que lo elaborase sea una empresa extranjera, en cuyo caso que se considerase las elaboraciones de empresas de un país que tuviere sucursales en países extranjeros este pasaría a llamarse PNB o producto nacional bruto. Cabe destacar que no todas las actividades productivas suelen considerarse en el PIB, entre estas puede considerarse el trabajo no remunerado, donde se puede tener a las tareas domésticas o a los voluntariados.

El PIB dependiendo de que enfoque quiera tomarse, puede ser abordado de tres maneras distintas, teniendo entre estas:

Enfoque de la producción

En este enfoque se realiza una suma de los valores agregados en cada etapa de producción, donde este valor agregado puede definírselo como el total de ventas menos el valor de insumos intermedios empleados para la producción del producto

Enfoque del gasto

En este enfoque se realiza una suma al valor de las adquisiciones realizadas por los usuarios finales

Enfoque del ingreso

En este enfoque se suma los ingresos generados producto de la producción.

PIB real

Este PIB a diferencia del PIB nominal, procura determinar si la economía crece o disminuye, donde un PIB real alto indicaría que la economía se encuentra desarrollándose bien, sin embargo, esta toma en consideración la variación de los precios y determina si el alza de la economía se debió a que se produjo más o si más bien el precio de este aumentó. Por ello, para determinar de una forma más eficiente el crecimiento de esta se hace uso de la herramienta estadística deflactor del PIB.

De modo que se pueda calcular el PIB real se usa el deflactor de PIB, donde se toman como referencia todos los precios de los bienes y servicios producidos en un país durante un intervalo de tiempo, constando generalmente este intervalo de un año.

Este índice suele ser más efectivo, puesto que proporciona una medición más exacta que con respecto al IPC. El Índice de Precios al Consumo principalmente se enfoca en la evolución de los precios de una canasta familiar promedio, mientras, el deflactor del PIB emplea los precios de todos los bienes y servicios, no solo enfocándose en un coste promedio.

IPC

El Índice de Precios al Consumo o IPC es un indicador económico que analiza cómo varían los precios para ciertos productos y servicios básicos durante un determinado período de tiempo. El enfoque de este indicador se da a partir del análisis y seguimiento de los precios de los artículos más comunes y representativos que la mayoría de familias consumen, en donde se puede considerar: alimentos, vestimenta, transporte, entre otros.

El cálculo del IPC permite, entre otras cosas:

- Calcular y medir la inflación de los países.
 - Establecer el precio de la canasta familiar.
 - Realizar ajustes salariales, rentas e impuestos.
 - Definir el costo de vida de las personas en un país.
 - Analizar el comportamiento en los precios de bienes y servicios de consumo
- Para que el cálculo del IPC sea el más adecuado, es de vital importancia que tanto la muestra de población, así como la selección de los productos y servicios de la canasta sean representativos en el consumo diario de las personas.

La evolución de la sociedad humana estuvo inextricablemente unida al descubrimiento y aprovechamiento de las fuentes de energía. Esta relación histórica fue bastante descrita, detallando que las diferentes civilizaciones que se dieron en el transcurrir de los tiempos comúnmente se han reconocido por el estado de su avance tecnológico; de esta forma han existido: “la era del hierro”, “la era del vapor” o “la era nuclear”, por denominar las más populares [64].

El fuego, la fuente de energía más vieja, se utilizó por centenares de años (antes y luego de la era cristiana) para calentamiento y cocimiento usando la madera como combustible, en vínculo con los molenderos de la indispensable fuente de energía (agua) y la

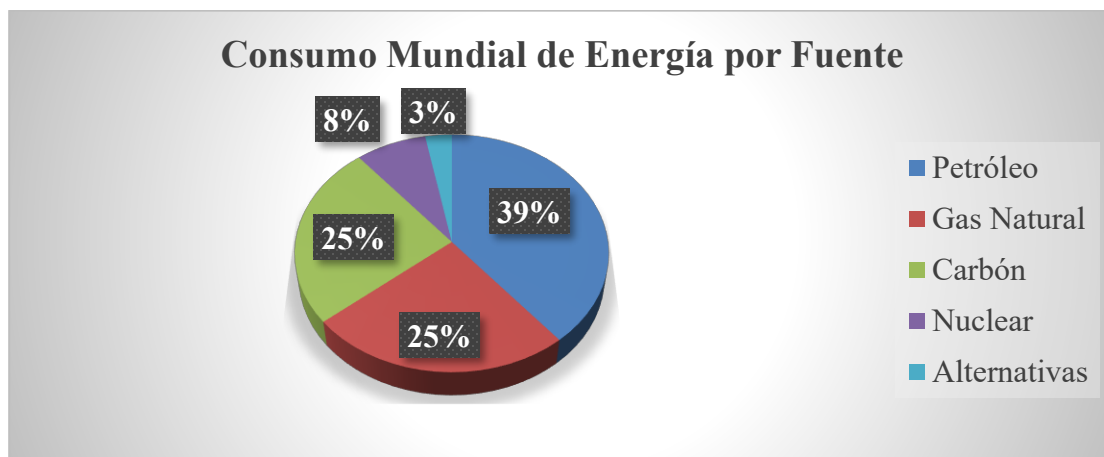
manera de que el viento sea transformado en energía. La primordial fuente de energía para la agricultura era la bioenergía (tracción a sangre). Más adelante, en el siglo XVIII, el combustible fósil que maneja la primera revolución industrial es el carbón. En 1870, la energía eléctrica soporta la segunda revolución industrial, en particular, en países Alemania y USA. De esta forma, enormes centrales y redes de transmisión de prominente voltaje suministraron la electricidad para iluminación y provisión de energía a localidades como Berlín y Chicago. Luego de la primera guerra mundial, el petróleo y el gas natural empiezan a sustituir al carbón como portador primario de energía por sus evidentes virtudes con respecto al transporte y alojamiento. Posteriormente en 4 décadas se radica la transformación del carbón al petróleo (originada por la modernización en la eficiencia del segundo y no por la carestía del primero) [65].

Entre 1932 y 1974 el consumo de combustibles fósiles creció en un 4.5 % anual, proveyendo las bases para un avance sin precedentes de la tecnología y cultura y el lugar de una red de energía con una infraestructura jamás vista. No obstante, su uso indiscriminado ha conllevado a un deterioro ambiental local, regional y global que se cree va a llevar a escenarios insostenibles si no se toman correctivos oportunos [66].

En las décadas de los años 60s y 70s, los grupos catalogados ecologistas, que comenzaron a exhibir al planeta los inconvenientes que se estaban ocasionando con la utilización de todos los combustibles fósiles y nucleares. Por eso mismo, se comenzó a buscar fuentes alternativas de energía, combustibles que proporcionasen efectos semejantes o superiores, sin perjudicar el medio ambiente. Se muestran entonces combustibles como el gas, que, aunque es un combustible fósil ya que está acompañando al petróleo en los yacimientos, los estudios investigadores completados demuestran que no es tan nocivo como la gasolina.

Con el propósito de asegurar el medio ámbito, los investigadores probaron la producción en la segunda mitad del siglo XX el resurgimiento por una sección y el nacimiento por otra de un grupo de fuentes energéticas armónicas ambientalmente, renovables y/o inagotables, vale decir la energía del sol en sus diferentes formas, la energía eólica, la marina, la geotérmica y la nuclear. Hoy en día hay una búsqueda incesante de técnicas y procedimientos fundamentadas en estas energías que sean factibles prácticamente, interesantes económicamente y que aseguren para nuestros descendientes una vida digna y respetuosa de su ámbito [67].

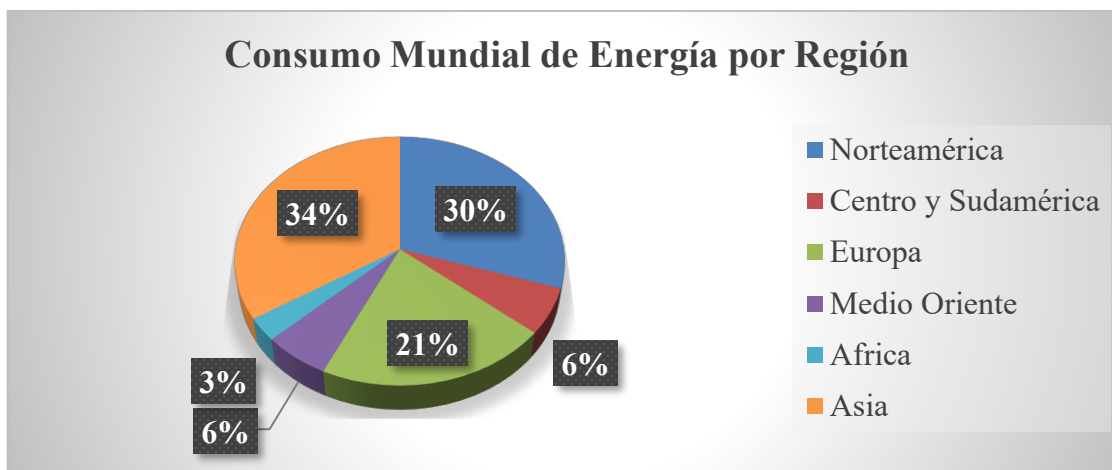
Hoy en día, las fuentes fósiles prevalecen sobre las otras fuentes, tanto en consumo como en producción. Con respecto al primer aspecto, las figuras 1 y 2 detallan el consumo discriminado por fuente y zonas para el año 2.000. Los tantos por cientos están direccionados al consumo global total de 8.573 millones de tn del hidrocarburo como los es el petróleo semejante, note que el 89 % (0,89) que para este caso se ajusta a los combustibles fósiles [68].



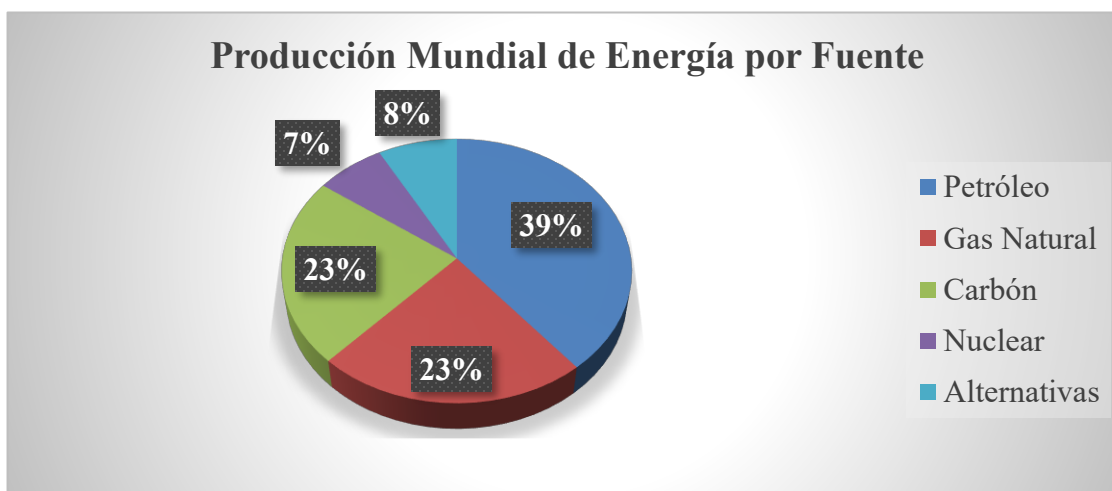
Gráfica 4. *Consumo Mundial de Energía por Fuente*

En relación con la organización regional, los países enormemente industrializados son los primordiales clientes, de esta forma el 85 % del consumo se centra en Norteamérica, Europa y Asia

oriental. Además, en la producción, (Gráfica 4. Consumo Mundial de Energía por FuenteGráfica 4) se patentiza la primacía de los combustibles fósiles al lograr el 85 % de la producción total mundial [69].



Gráfica 5. *Consumo Mundial de Energía por Región.*



Gráfica 6. *Producción Mundial de Energía por Fuente.*

COMERCIALIZACIÓN DEL PETROLEO EN ECUADOR

Ecuador es un país en vías de desarrollo, cuya economía durante mucho se ha basado en la comercialización de materias primas, esto ha sido una ventaja económica relevante con el paso del tiempo, sin embargo, las nuevas necesidades económicas requieren de un aumento

de la producción, no solo de materias primas, sino de también darle un valor agregado a las mismas. Por este motivo es necesario conocer la cantidad de productos derivados del petróleo exportados e importados, y calcular si el país es capaz de satisfacer de manera autónoma la demanda nacional y proseguir a la exportación de los excedentes.

Los derivados de petróleo comercializados en Ecuador

En Ecuador se comercializa de manera interna productos generados por industrias como EP Petroecuador, donde la misma cuenta con la comercialización de derivados como: Super y Extra, diesel 1 y 2, diesel premium, gas licuado de petróleo, fuel oil, jet fuel, avgas, asfaltos, solventes (como rubert solvent, mineral turpentine, y solvente 1), spray y gas natural licuado.

Según el Banco Central del Ecuador (BCE), la producción de derivados producidos para el año 2020 constó de aproximadamente el 18,2% producido de residuo, 17,5% fuel oil #4, 8,5% para diesel#2, 3,2% para Gas licuado de petróleo (GLP), donde el restante 40,3% correspondió al resto de derivados que se comercializan.

EXPORTACION

Las cifras del BCE indican que Ecuador, a través de EP Petroecuador, exportó \$485,1 millones de dólares de derivados de petróleo en 2020 (39,9% menos que en 2019), equivalente a 14,8 millones de barriles, dando un precio de \$32,69 dólares por barril. Adicionalmente, la exportación de derivados de petróleo tuvo una tasa promedio de variación interanual de -1,5% del 2006 al 2020. Fuel oil

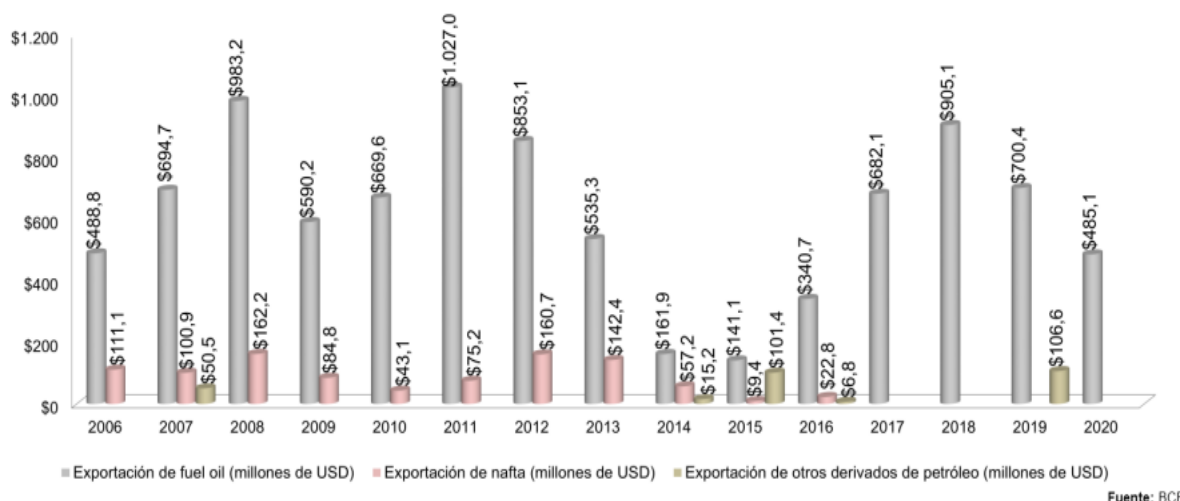
El fuel oil se utiliza como combustible para transporte marítimo, plantas de energía eléctrica, calderas y hornos. En 2020 la totalidad de las exportaciones de derivados de petróleo correspondió a fuel oil (\$485,1 millones de dólares), sin embargo, tuvo una reducción de 30,7% con respecto al 2019, además, tuvo una tasa promedio de variación interanual de -0,1% entre 2006 y 2020.

- Nafta

La nafta es una mezcla de hidrocarburo líquido inflamable, según EP Petroecuador se refiere a gasolina. La última cifra registrada de exportación de nafta fue en 2016 con un valor de \$22,8 millones de dólares, equivalente a 0,5 millones de barriles, dando un precio de \$43,66 dólares por barril. Cabe indicar que, la exportación de nafta tuvo una tasa promedio de variación interanual de -14,6% durante el periodo 2006-2016.

- Otros

A través de EP Petroecuador, el país también ha exportado, aunque no muy frecuentemente, otros derivados de petróleo que incluyen diésel, gasóleo y otros derivados. En 2019 se alcanzó una cifra de \$106,6 millones de dólares, equivalente a 1,7 millones de barriles, teniendo un precio de \$61,98 dólares por barril.



Gráfica 7. Exportación de Fuel oil, nafta y otros derivados de petróleo EP [20]

Los derivados importados

La importación de GLP, Diésel y Nafta de Alto Octano y su comercialización en el mercado nacional, considerando únicamente el costo total de las importaciones de estos derivados menos los ingresos por sus ventas, suponiendo que se habría vendido toda la importación. Entre enero y junio de 2021, el ingreso por ventas internas de Diésel, Nafta de Alto Octano y GLP fue de USD 1,230.83 millones, mientras que el costo de su importación alcanzó los USD 1,734.38 millones, lo cual generó una diferencia negativa de USD 503.55 millones, un 128.23% más que en similar período de 2020 (Gráfica 7). En el período enero-junio de 2021, el derivado que más contribuyó al total de la diferencia negativa fue la comercialización de GLP con el 41.2%, seguido por el Diésel con 37.7%; mientras que, el Nafta de Alto Octano aportó con 21.1%.

La importación de Cutter Stock, que se utiliza como base para la producción de Fuel Oil No. 6 en la Refinería Esmeraldas, entre abril y junio de 2021 la importación alcanzó 1.26 millones de barriles por un valor de USD 99.77 millones, a un precio promedio de USD 78.94 por barril. Estas importaciones fueron superiores en volumen (99.6%), valor (113.8%) y

precio (7.1%) a las del trimestre anterior. De igual forma, con respecto al segundo trimestre de 2020 fueron superiores en volumen (198.5%), valor (473.8%) y precio (92.2%).

Demanda de derivado de petróleo en Ecuador

Según el Banco Central de Ecuador-BCE, la producción de derivados del petróleo del país alcanzó los 60,4 millones de barriles en 2020, realizada por la empresa estatal EP Petroecuador. (20,2% menos que en 2019) Asimismo, el coeficiente de variación anual entre 2007 y 2020 es del - 0,6%.

Entre el total de derivados producidos en 2020, destacan los residuos 18,2%, gasolina extra 17,5%, crudo pesado # 4 corresponde al 12,4%, diésel #2 fue de 8,5% y gas licuado de petróleo-GLP (3,2%), el 40,3% restante se cubrió con otros derivados.

La producción de Petroamazonas EP en el cuarto trimestre de 2020 fue de 37,6 millones de barriles, y la producción diaria promedio fue de 408,75 mil barriles, un 1,2% menos que el trimestre anterior y un 0,6% menos que el cuarto trimestre de 2019. La producción de Petroamazonas EP representó el 80,1% de la producción diaria promedio de octubre a diciembre de 2020.

La producción anual de Petroamazonas EP fue de 139,65 millones de barriles, con una producción diaria promedio de 381,56 mil barriles, una disminución de 8,9% respecto de 2019 y de 4,8% respecto de 2018.

En el segundo trimestre de 2021, la producción total de las empresas públicas y privadas de EP Petroecuador alcanzo una producción petrolera estatal de 45,24 millones de barriles, con un promedio de 497,16 mil barriles diarios. Esta producción fue un 1,4% inferior

a la producción diaria registrada entre enero y marzo de 2021 y un 40,8% superior a la producción del segundo trimestre de 2020.

Cantidad de derivados producidos

Residuo

Ecuador no cuenta con la tecnología para finalizar este tipo de residuos, estos residuos son transportados a plantas especializadas en el extranjero para su tratamiento final. El tratamiento consiste en quemar la sosa a altas temperaturas para asegurar la destrucción completa de la sustancia y evitar la formación de compuestos secundarios nocivos para el medio ambiente. Según datos del BCE, Ecuador produjo 11 millones de barriles de residuos en 2020 (un 19,4 % menos que en 2019), con una CAGR del -1,7 % entre 2007 y 2020.

Gasolina Extra

El octanaje de la gasolina extra se encuentra entre los 85 y 87 octanos. Según datos del BCE, EP Petroecuador produjo 10,6 millones de barriles de gasolina Extra en 2020 durante el período 2007-2020 (un 18,6% menos que en 2019). Registró una fluctuación promedio anual de -1,4%.

Crudo pesado # 4

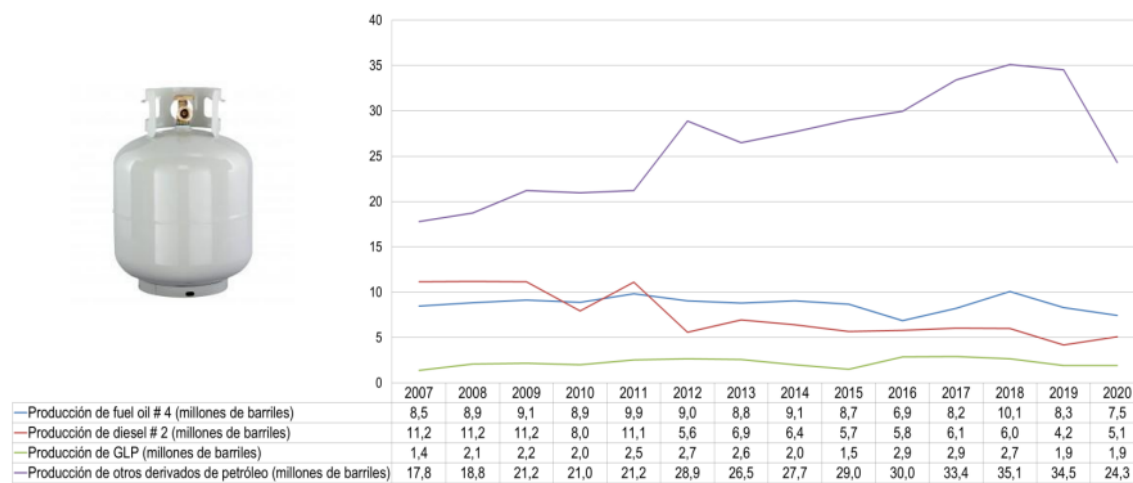
De acuerdo al BCE, EP Petroecuador produjo 7,5 millones de barriles de crudo pesado # 4 en 2020 (10,3% menos que en 2019), además, mostró una tasa promedio de variación interanual de -1,0% entre 2007 y 2020.

Diésel # 2

En 2020, EP Petroecuador produjo 5,1 millones de barriles de diésel # 2 (un aumento de 21,6 % con respecto a 2019), pero la tasa de variación anual promedio de 2007 a 2020 fue de -5,9 %.

GLP

Según el BCE, EP Petroecuador produjo 1,90 millones de barriles de GLP en 2020 (0,7% menos que en 2019), sin embargo, alcanzó una tasa promedio de variación interanual de 2,4% en el periodo 2007-2020.

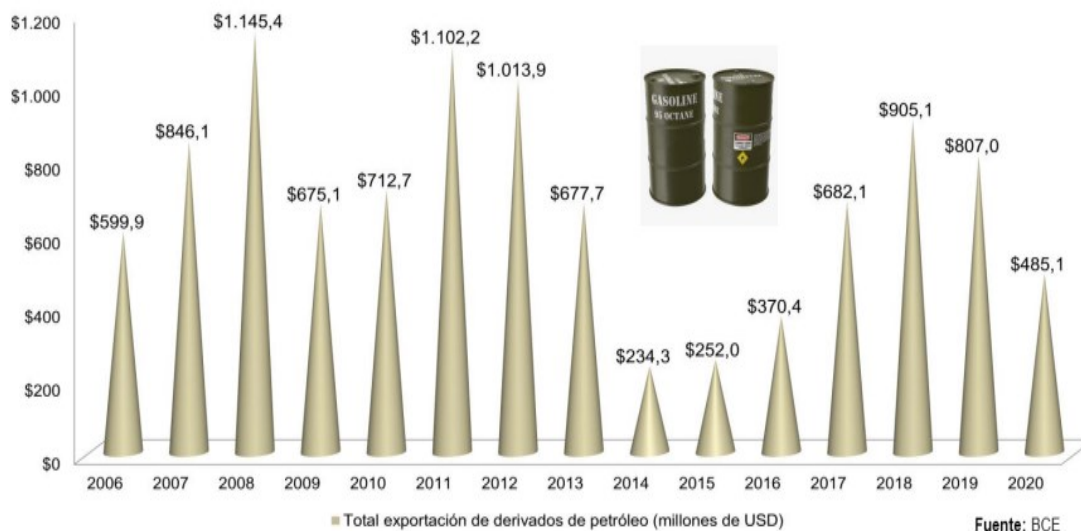


Gráfica 8. Producción de crudo pesado # 4, diésel # 2, GLP y otros derivados de petróleo EP Petroecuador 2007-2020

Cantidad de derivados exportados

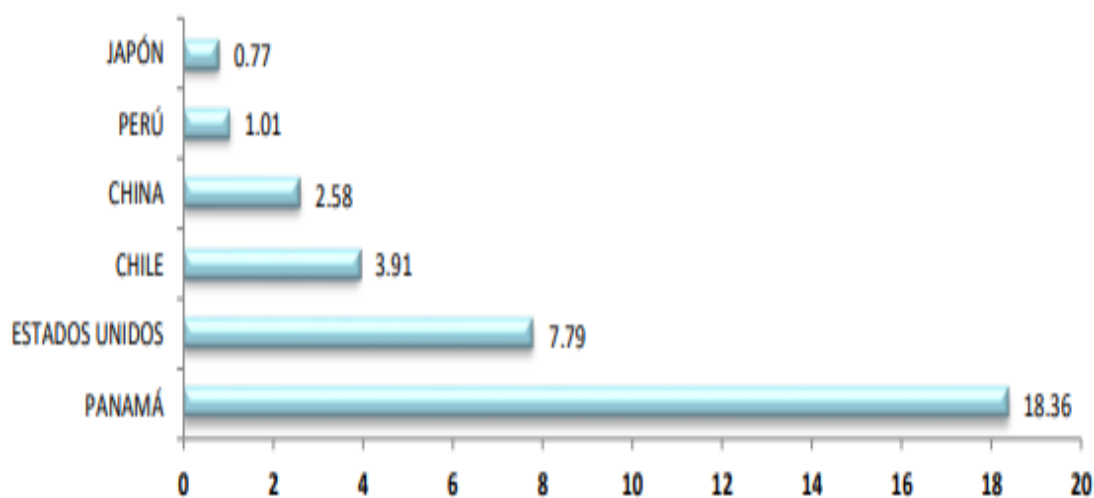
Según Ecuador exportó derivados del petróleo por \$485,1 millones a través de EP Petroecuador en 2020 (un 39,9% menos que en 2019), lo que equivale a \$32,69 por barril, equivalente a 14,8 millones de barriles. Asimismo, de 2006 a 2020, las exportaciones de

productos derivados del petróleo aumentaron en promedio un - 1,5% con respecto al año anterior



Gráfica 9. Exportación de derivados de petróleo EP Petroecuador 2006-2020 [20]

Durante el período de estudio, el petróleo de Ecuador tuvo como destino final, los siguientes países: Panamá (18.36 millones de barriles), Estados Unidos (7.79 millones de barriles), Chile (3.91 millones de barriles), China (2.58 millones de barriles), Perú (1.01 millones de barriles) y Japón (0.77 millones de barriles) entre los más importantes



Gráfica 10. DESTINO DE PETRÓLEO POR PAÍSES [7], [20]

En 2020 las exportaciones de Crudo Oriente llegaron a 73.62 millones de barriles, por un valor de USD 2,789.00 millones, a un precio promedio trimestral de USD 37.88 por barril. Cifras superiores en volumen (1.4%), pero inferiores en valor (34.2%) y precio (35.1%) a las registradas en 2019.

Durante 2020 las exportaciones de Crudo Napo fueron de 42.01 millones de barriles, por un valor de USD 1,362.37 millones, a un precio promedio trimestral de USD 32.43 por barril. Cifras inferiores en volumen (13.1%), valor (45.3%) y precio (37.1%) a las registradas en 2019.

Fuel oil

En 2020 la totalidad de las exportaciones de derivados de petróleo correspondió a fuel oil (\$485,1 millones de dólares), lo que dio lugar a una reducción de 30,7% con respecto al 2019, además, tuvo una tasa promedio de variación interanual de -0,1% entre 2006 y 2020.

Nafta

La cifra de exportación de nafta en el 2016 fue de \$22,8 millones de dólares, lo equivalente a 0,5 millones de barriles, con un precio de \$43,66 dólares por barril. La exportación de nafta tuvo una tasa promedio de variación interanual de -14,6% durante el periodo 2006-2016.

Otros

A través de EP Petroecuador, el país también ha exportado, aunque no muy frecuentemente, otros derivados de petróleo que incluyen diésel, gasóleo y otros derivados. En 2019 se

alcanzó una cifra de \$106,6 millones de dólares, equivalente a 1,7 millones de barriles, teniendo un precio de \$61,98 dólares por barril.

El modelo económico en el cual se basa Ecuador no presenta un modelo industrializado del sector petrolero, en consecuencia, el mayor producto comercializado es la materia prima, también conocida como crudo de petróleo. Ecuador produce tres tipos de derivados del petróleo, los cuales se pueden a su vez clasificar en tres, los cuales son los básicos, estos productos son los de consumo masivo y dentro de estos están la gasolina super y extra, Diesel oil , diésel 2, nafta, fuel oil eléctrico y naviero, gas y residuos que por su fácil combustión tienen gran demanda. Los especiales son los que pertenecen a un mercado de consumo específico como lo es el combustible de avión, asfaltos, solventes industriales, aerosol oil, azufre y gas natural. Los residuos, estos son los que quedan de los procesos de refinación y tienen demanda a nivel de la industria como aerosol, solventes, asfaltos, azufre y GLP [70].

De estos productos el Fuel Oil tiene mayor importancia comercial debido a su demanda, no obstante, sus ventas en el año 2011 fueron solamente de \$1.027.032, las mismas sufrieron un decrecimiento hasta el año 2015, en los posteriores años 2016 y 2017 hubo un incremento en las ventas de este producto. Los otros derivados como la Nafta tuvieron su mayor volumen de venta en el 2012, teniendo ingresos de \$160.713 y el resto de los derivados tuvieron mayor venta en el 2015 recibiendo valores de \$101.412. Sin embargo, estos dos rubros no han representado ingresos considerables ya que en diversos años estos no llegaron a vender sus productos. Las ventas de Nafta para el año 2017 fueron nulas, pero el peor escenario es para otros derivados de petróleo ya que en los años del 2010 al 2013 sus ingresos por ventas fueron de cero, y esto se repitió para el año 2017 [71].

Importación por producto de derivados del petróleo.

Los productos que el Ecuador importa en lo que se refiere a derivados de petróleo, son los siguientes: Nafta de alto octano, Diésel y Gas licuado de petróleo. El diésel y la nafta de alto octano son los productos de derivados que más representan en cifras, y los cuales alcanzaron su valor máximo en el año 2014, nafta de alto octano representando \$1.041.754,7 en importaciones, y el diésel teniendo un valor de \$1.004.793,8. El gas licuado de petróleo es el producto importado de derivados de petróleo que menos genera ingreso por sus ventas. Pero al igual que los productos más representativos, el gas licuado de petróleo alcanzó su mayor cifra en el año 2014, con \$154.667,5, sin embargo, esta cifra no tiene mucha diferencia con las otras obtenidas en el periodo de estudio.

Destinos de las exportaciones de derivados del petróleo.

El Ecuador tiene como característica, surtir de productos a diferentes regiones del mundo, principalmente las exportaciones del país son materias primas. Las exportaciones petroleras de Ecuador son las que más genera ingresos en comparación con otros productos. En los últimos años se han realizados acuerdos comerciales con China siendo este país uno de los principales socios comerciales, al igual que Estados Unidos.

El principal socio comercial en lo que se refiere a derivados del petróleo para el Ecuador, es Estados Unidos y equipara un 53,1% de las ventas de derivados del petróleo. Chile y Perú son los únicos destinos de exportación de derivados de la región sudamericana, con 18,1% y 13,7% respectivamente; para el continente asiático tenemos a Japón con 9,5% de la venta de estos productos. En centro América los países que reciben estos productos son Panamá con

2,5% y Guatemala con 0,8%, ubicándose en el último puesto de la comercialización. Para Europa, España es el principal destino con 2,2%.

Materias primas procesadas en las refinerías nacionales

En el segundo trimestre de 2021, las materias primas procesadas en las refinerías nacionales alcanzaron los 13,87 millones de barriles, un 19,9% más que el trimestre anterior y un 171,0% más que el segundo trimestre de 2020.

La refinería de Esmeraldas procesó 8,52 millones de barriles de petróleo. Promedia 93,65 mil barriles por día, utilizando el 85,1% de su capacidad total de producción diaria (110.000 barriles). Este volumen aumento de 36.7% y 133.4% con respecto al trimestre anterior y al segundo trimestre de 2020.

El incremento en el volumen de refinación de crudo se debió a que la Refinería Esmeraldas operó a su máxima capacidad de producción de acuerdo a disponibilidad y planes establecidos en el segundo trimestre de 2021, pero se realizaron trabajos de mantenimiento regular de la Unidad no Catalíticas 2 en el trimestre anterior que demoro desde el 13 de febrero hasta finales de marzo.

La Refinería La Libertad procesó 3,61 millones de barriles en el segundo trimestre de 2021, equivalente a un promedio de 39,69 mil de barriles por día, o el 88,2% de la tasa de utilización de la refinería. El volumen procesado, con respecto al trimestre anterior, aumento en 2.5% con referencia al segundo trimestre de 2020 fue superior en 348.5%.

La refinería Amazonas procesó 1,73 millones de barriles de crudo, equivalente a una producción diaria promedio de 19,04 mil de barriles, o el 95,2% de su capacidad de refinería (20.000 barriles). En comparación con el trimestre anterior, el rendimiento disminuyó un 4,2 %, mientras que el rendimiento aumentó un 162,3 % en comparación con el segundo trimestre de 2020.

En tanto, en Shushufindi, ubicada junto a la planta de gas en el Parque Industrial Amazonas, se encuentra en operación una terminal de GLP y una planta envasadora, y con estos productos EP Petroecuador atiende las necesidades de las provincias de Orellana y Sucumbíos. La producción del segundo trimestre de 2021 alcanzó los 0,0014 millones de pies cúbicos.

Tabla 8 MATERIA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS Millones de barriles

MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS																				
Año 2021																				
Cifras en barriles																				
MES	Refinería Esmeraldas					Refinería La Libertad					Refinería Shushufindi					TOTAL			Refinería Lago Agrio (b)	Planta Gas Shushufindi
	*API	Crudo	Otros (a)	Total	Rendimiento Operativo Blo./dia	*API	Crudo	Otros (a)	Total	Rendimiento Operativo Blo./dia	*API	Crudo	Otros (a)	Total	Rendimiento Operativo Blo./dia	*API	Barriles	Rendimiento Operativo Blo./dia	Crudo	Gas Asociado MM.PC. (c)
Enero	24,00	2.681.178	9.957	2.691.135	86.811	25,70	1.059.491	-	1.059.491	34.177	27,10	627.463	-	627.463	20.241	24,86	4.378.089	141.229	26.979	437
Febrero	24,20	1.906.345	10.233	1.916.578	68.449	25,64	1.167.636	-	1.167.636	41.701	26,90	564.993	-	564.993	20.178	25,08	3.649.207	136.329	12.708	416
Marzo	24,10	1.611.291	15.075	1.626.366	52.463	25,70	1.297.533	-	1.297.533	41.856	27,10	613.329	2.113	615.443	19.853	25,21	3.539.342	114.172	-	459
Abril	24,20	2.424.605	6.661	2.431.267	81.042	26,00	1.214.723	-	1.214.723	40.491	27,20	602.858	-	602.858	20.089	25,14	4.248.648	141.622	6.310	431
Mayo	24,00	3.198.600	26.099	3.224.698	104.023	25,85	1.242.915	-	1.242.915	40.094	27,20	614.285	747	615.032	19.840	24,84	5.082.646	163.956	27.727	471
Junio	23,80	2.848.965	17.661	2.866.626	95.554	25,82	1.154.516	-	1.154.516	38.484	27,40	513.872	1.036	514.908	17.164	24,72	4.536.051	151.202	25.096	465
Julio	23,80	3.049.697	33.320	3.083.017	99.452	25,85	1.289.362	-	1.289.362	41.592	27,40	617.233	688	617.921	19.933	24,78	4.990.300	166.977	27.520	459
Agosto	23,80	3.289.873	34.648	3.324.521	107.243	26,11	996.105	-	996.105	32.132	27,20	624.329	427	624.756	20.153	24,69	4.945.382	159.528	27.830	479
Septiembre	23,90	3.171.872	26.852	3.198.723	106.624	26,30	778.859	-	778.859	25.962	27,10	604.239	725	604.964	20.165	24,73	4.582.546	152.782	26.418	430
Octubre	23,90	3.275.463	38.895	3.314.378	108.915	26,26	1.307.972	-	1.307.972	42.193	27,10	614.412	1.642	616.053	19.873	24,86	5.238.404	168.981	26.801	472
Noviembre	23,70	3.212.660	27.811	3.240.471	108.016	26,72	1.255.925	-	1.255.925	41.864	27,20	604.370	1.035	605.405	20.180	24,86	5.101.862	170.960	20.747	441
Diciembre	23,60	1.972.076	10.795	1.982.871	63.964	26,35	751.223	-	751.223	24.233	27,20	442.385	935	443.320	14.301	24,75	3.177.414	102.497	20.416	257
TOTAL	23,90	32.642.645	268.008	32.910.653	90.139	26,01	13.516.260	-	13.516.260	37.031	27,17	7.043.567	9.349	7.052.917	19.323	23,40	53.469.830	146.493	248.954	5.216
Ene - Dic 2020	22,87	26.161.739	117.909	26.279.648	71.802	25,79	10.466.724	-	10.466.724	26.598	27,16	6.001.396	10.788	6.012.184	16.427	25,15	42.758.556	116.827	281.080	4.718
Var % 21/20		24,77	118,82	26,19	25,54		29,34		29,14	29,49		17,37		17,31	17,63		25,05	25,39	-11,57	10,58
Notas: a) Incluye skip b) Su producción se destina a autocconsumo. c) Millones de pies cúbicos																				
Fuente: Gerencia de Refinación - EP PETROECUADOR, PETROMAZONAS EP																				

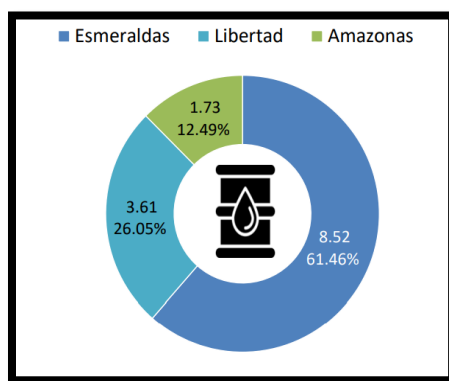


Ilustración 15 MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS (abril-junio 2021)
Millones de barriles

Producción nacional de petróleo

En el segundo trimestre de 2021, la producción nacional de petróleo alcanzó un total de 45,24 millones de barriles de EP Petroecuador Empresa Pública y empresas privadas combinadas, equivalente a una producción diaria promedio de 497,16 millones de barriles. Esta producción es un 1,4% inferior a la producción diaria registrada entre enero y marzo de 2021 y un 40,8% superior a la producción del segundo trimestre de 2020.

Tabla 9 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO Millones de barriles

Período	2019	2020	2021	Variación 2021-2019	Variación 2021-2020
Primer Trimestre	47.61	48.90	45.40	-4.6%	-7.2%
Segundo Trimestre	48.28	32.12	45.24	-6.3%	40.8%
Tercer Trimestre	50.25	47.49	-	-	-
Cuarto Trimestre	47.68	46.94	-	-	-
Total Anual	193.8	175.4	-	-	-

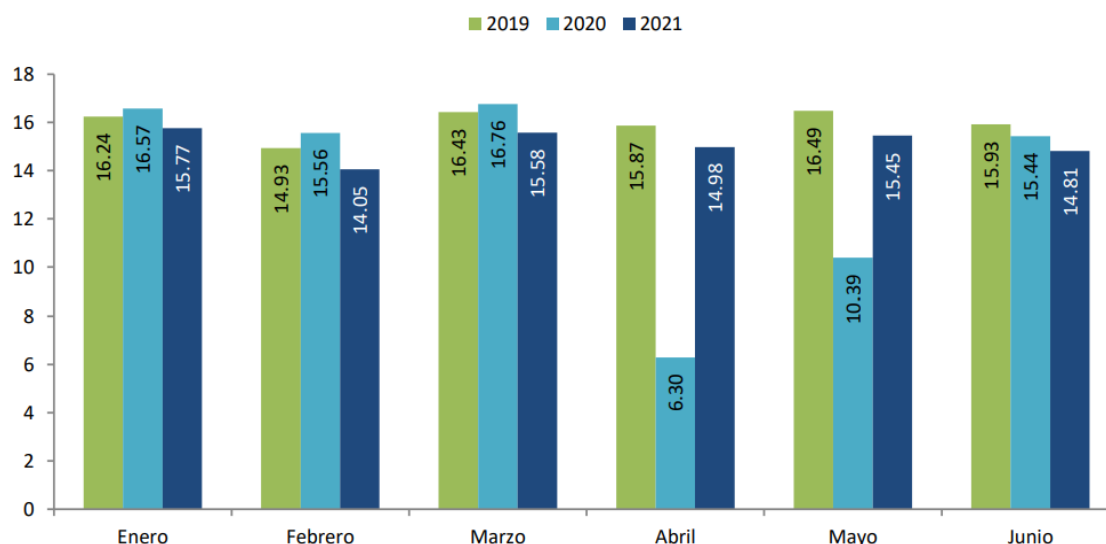


Ilustración 16 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO Millones de barriles

La producción de EP Petroecuador, para el segundo trimestre de 2021, fue de 35.68 millones de barriles con una producción promedio diaria de 392.13 miles de barriles, valor inferior en 2.2% con relación al trimestre anterior y superior en 40.9% con respecto del segundo trimestre de 2020. La producción de la empresa pública EP Petroecuador representa el 78.9% de la producción total promedio diaria para el período abril - junio 2021, en tanto que, el 21.1% corresponde a las compañías privadas.

Tabla 10 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EP PETROECUADOR- Millones de barriles

	2019	2020	2021	Variación 2021- 2019	Variación 2021- 2020
Primer Trimestre	37.26	38.67	36.08	-3.2%	-6.7%
Segundo Trimestre	37.93	25.33	35.68	-5.9%	40.9%
Tercer Trimestre	39.84	38.05	-	-	-
Cuarto Trimestre	37.82	37.60	-	-	-
Total	152.86	139.65	-	-	-

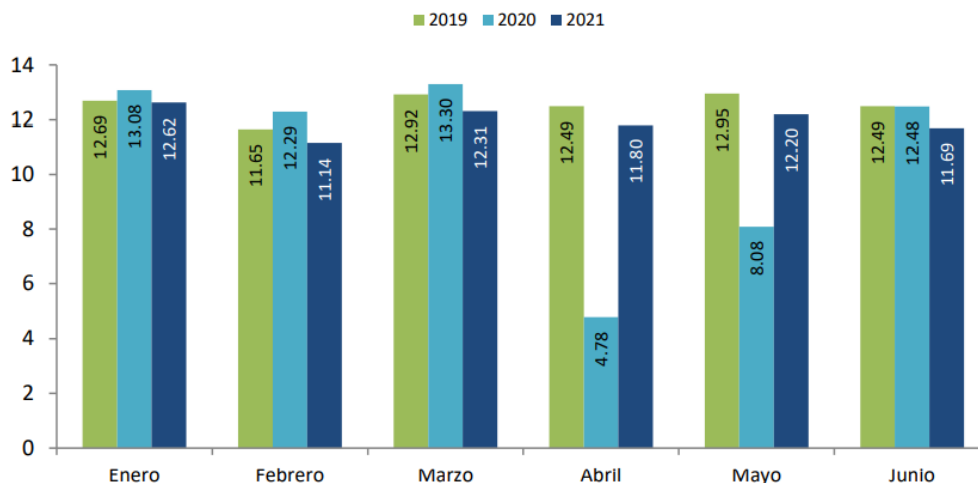


Ilustración 17 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EP PETROECUADOR-Millones de barriles

En el segundo trimestre de 2021, las compañías privadas tuvieron una producción de 9.56 millones de barriles, con un promedio de 105.03 miles de barriles por día. Esta producción se incrementó en 1.4% y 40.8%, en comparación al trimestre anterior y segundo trimestre de 2020, respectivamente.

Tabla 11 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS- Millones de barriles

	2019	2020	2021	Variación 2021- 2019	Variación 2021- 2020
Primer Trimestre	10.35	10.23	9.32	-9.9%	-8.9%
Segundo Trimestre	10.35	6.79	9.56	-7.7%	40.8%
Tercer Trimestre	10.40	9.44	-	-	-
Cuarto Trimestre	9.85	9.34	-	-	-
Total	40.96	35.80	-	-	-

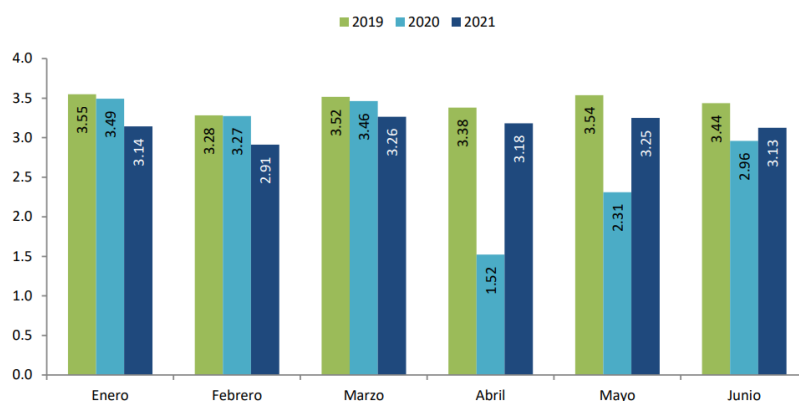


Ilustración 18 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS-Millones de barriles

Comportamiento de las exportaciones e importaciones de derivados de petróleo en Ecuador.

Los gráficos que se presentan en la explicación del comportamiento de las variables de exportaciones e importaciones de derivados del petróleo, se realizaron mediante cifras que se obtuvieron en el Banco Central del Ecuador, dichas cifras esta institución las muestra en unidades monetarias. El Banco central mediante una plataforma digital muestra valores mensuales en diferentes temas coyunturales [71].

La exportación de derivados del petróleo al igual que su producción ha variado en sus cifras en este periodo de ocho años. El monto más alto en este periodo se ubicó en el año 2011 ya que hubo un segundo “boom petrolero”, la cual presentó un valor de \$1.144.895; y en los años siguientes la cantidad fue disminuyendo hasta el año 2014, esto debido a un aumento en los precios del petróleo, a partir del siguiente año (2015) la cifra fue aumentando paulatinamente, mediante un mecanismo de proteccionismo del gobierno de turno el cual fueron las salvaguardias, pero no logro alcanzar su mejor cifra del periodo de estudio [71].

Producción de las refinerías del Ecuador

Tabla 1. Producción de las refinerías de Ecuador en el periodo 2015 -2017. (Expresada en millones de barriles)

Años	Refinerías					Shushufindi gas asociado
	Esmeraldas	Libertad	Amazonas	Total	Otros	
2015	21,9	15,07	7,08	44,04	0,33	0,0051
2016	38,68	9,11	7,18	54,96	0,22	0,0056
2017	37,96	11,67	7,33	56,95	0,2	0,006

Información adaptada del Banco Central del Ecuador. Elaborado por Jonathan Simbaña y Vanessa Mosquera.

El proceso de refinación, para convertir el petróleo en productos con valor agregado en el Ecuador se lo atribuye a las tres refinerías que el país posee y estas son: La refinería Esmeraldas, La Libertad y Amazonas. De estas refinerías la que más se le atribuye el trabajo de refinamiento del crudo es la refinería Esmeraldas la cual procesa más barriles de petróleo al día que las otras refinerías. La refinería Esmeraldas para el año 2015 refinó 21.9 millones de barriles de petróleo en total teniendo un crecimiento productivo ya que se llegó a procesar un total de 38.68 millones de barriles y disminuyendo su producción para el año 2017 de manera poco significativa en 37.96 millones de barriles. Entre el año 2015 y el año 2016 se estimó una tasa de variación en la producción de 73,3%,

Este incremento se debe a su unidad de craqueo catalítico fluorizado la cual ha llegado a funcionar al 110% de su capacidad, de esta manera aumentó su producción. En tanto en la refinería la Libertad, en el año 2015 su producción de derivados fue de 15.07 millones de barriles, y esta al contrario de la refinería Esmeraldas disminuyó su producción para el año 2016 (9.11 millones de barriles), aunque se recuperó para el año 2017 ligeramente (11.67 millones de barriles). La tasa de variación entre el año 2015 y 2017 en la producción de la refinería La Libertad fue de -22,56%, esta disminución de refinamiento se debe a una falla en la Unidad Parsons por fuga de gasolina en mayo del 2016. La producción de la refinería Amazonas no se asemeja a la de las otras refinerías. En el año 2015 su producción en refinamiento fue de 7.08 millones de barriles crudo, teniendo un ligero incremento en los años posteriores, en 2016 la producción fue de 7.18 millones de barriles, y en 2017 de 7.33 millones de barriles. La tasa de variación entre el año 2015 y el 2017 fue de 3,53%

Producción por productos de derivados del petróleo en el Ecuador.

Tabla 2. Producción por productos de derivados del petróleo, periodo 2010 – 2017.
(Expresado en barriles)

Años	Derivados de petróleo					Otros
	Fuel Oil	Residuo	Diésel	Gasolina extra	GLP	
2010	8.907	9.443	7.962	12.616	1.991	20.967
2011	9.850	10.571	11.103	14.799	2.530	20.955
2012	9.048	8.238	5.594	17.133	2.674	28.879
2013	8.818	6.203	6.943	18.593	2.604	26.488
2014	9.067	1.342	6.432	19.449	2.005	27.689
2015	8.698	2.788	5.696	18.461	1.522	29.019
2016	6.872	11.439	5.795	17.624	2.872	29.971
2017	8.250	13.686	6.052	13.373	2.921	33.437

Información adaptada del Banco Central del Ecuador. Elaborado por Jonathan Simbaña y Vanessa Mosquera.

Para la producción por productos de derivados de petróleo se puede observar que en la mayoría de los productos las cifras se han incrementado excepto para Fuel oil y el diésel los cuales han disminuido su producción en este periodo de ocho años. Para el año 2010 la producción de fuel oil dio un valor de 8.907 barriles, y en este mismo año la producción de diésel fue de 7.962 barriles. En el año 2017 se puede observar la disminución de la producción de estos derivados, para las cuales sus cifras fueron de 8.250 barriles de fuel oil y para el diésel su producción fue de 6.052 barriles. Los derivados que más sobresalen en su producción son la gasolina extra y otros derivados. Para los otros derivados se toma en cuenta que son diferentes productos los cuales no son tan importantes, pero se los suma en un mismo rubro, es por eso que su cifra es la que más resalta en esta clasificación. El aumento de la producción de gasolina extra, partiendo del año 2010 al 2017 fue del 6%, y para otros derivados del petróleo fue de 59.61% [71].

El colapso de combustibles fósiles y la economía

Las energías fósiles se encuentran viviendo un cambio actualmente teniendo como impulso el valor económico que resulta ser mucho más bajo para una energía más limpia. Sin embargo, la idea de la energía renovable aún no abastece completamente un gran sector considerando que adquiere importancia cada vez más. Los combustibles fósiles llevan una gran ventaja de acuerdo con sus infraestructuras ya establecidas las cuales muchas de ellas han contado con subsidios, pues son un incentivo para aprovechar el tiempo de vida de dichas estructuras. Pero por encima de los combustibles fósiles la nueva era de los combustibles resulta un poco más económica en su desarrollo.

En países como México la situación de los combustibles fósiles no es muy favorable, las reservas se están agotando de una manera muy rápida que no alcanzan a cubrir la demanda que hay en su país así que se ha recurrido al uso de energía más limpia y también se ha generado el uso de energías provenientes de otros países como lo es Estados Unidos. Por estos factores han disminuido los ingresos que marca usualmente el sector de los combustibles fósiles los cuales vienen acompañados los bajos precios de venta a nivel mundial. En un lapso de 5 años a partir del 2012 el sector del gas y el petróleo han decaído sus ingresos en un 55%, la causa de estos números es el evidente agotamiento de petróleo y la baja producción que trae consigo.

En trabajos modernos bastante apreciados como lo son los artículos de El Green New Deal Global se busca envolver al público sobre el tema que estamos atravesando, presentando una realidad la cual indica que los combustibles fósiles comenzarán a colapsar cerca del 2028, aquí también se marca a la infraestructura como un causante del uso de los combustibles fósiles, aparte de esto se da una visión completa a apostar por la innovación en fuentes de energía que nos den el cambio que todos contemplamos de manera energética, todo esto

acompañado del factor económico definiendo una estrategia para salvar la vida en la Tierra, considerando esta parte esencia de la obra.

Brecha de producción: Carbón

Las proyecciones e indicadores de combustibles fósiles apuntan a una producción de aproximadamente 39 mil millones de toneladas de dióxido de carbono para el año 2030. Esto es un 53% más de lo estimado para a limitar la temperatura a 2°C. En el caso del carbón la brecha es aún mayor. Se estima que los países para el año 2030 extraerán un 150% de carbón que lo acordado para la limitación a 2°C y un 280% más si es que se quisiera llegar a la meta de 1,5 °C.

Brecha de producción: Petróleo

Los países producen entre un 40% y 50% más que para el 2040 de lo que debería si se quisiese llegar a la meta de un tope de calentamiento de 2°C. Estas actividades están siendo apoyadas por los mismos gobiernos, favoreciendo la exploración o producción, también el soporte a esta industria a través de fondos de investigación, reducción de tasas arancelarias e inversiones directas. Algunos se justifican con la excusa de la exportación como lo son EEUU, Rusia o Canadá), otros limitan sus importaciones aumentando su producción interna como lo hacen China o India.

Brecha de producción: Gas natural

El gas no puede considerarse un combustible puente hacia las renovables, primero los niveles significativos de pérdidas y filtraciones de metano en sistemas energéticos, segundo los precios bajos y la alta disponibilidad tienen como resultado un alto uso energético y elevación de las emisiones. Los países desarrollados del G-20 en el 2009 se comprometieron en eliminar y racionalizar los subsidios a combustibles fósiles, pero en la actualidad 10 años después estos subsidios se mantienen e incluso algunos han introducido algunos nuevos.

Mayores productores de combustibles fósiles y tiempo estimado de sus reservas.

Para tener la idea de cuanto ha aumentado o disminuido la producción de uno de los combustibles fósiles de mayor importancia en la economía mundial, el petróleo haremos una referencia al pasado en el cual se registra la duplicación de la producción en los años 1965-1975, esta cifra comenzó a aumentar para el año 1990 y cuando llegó al año de 2017 se triplicó con respecto a la demanda de 1965. Actualmente existen tres países que ocupan las cuotas en el mercado global cerca del 12-14 % siendo estos países Rusia, Arabia Saudita y Estados Unidos, seguidos de China, Canadá e Irak quienes ocupan aproximadamente el 5% y los demás países tienen unas cuotas de mercado más bajas de un modo significativo.

En el año 2015 quedaban en el mundo entre 990.000 millones y 1,1 billones de barriles de crudo por extraer. Esto significa que al ritmo actual de consumo mundial de estas reservas se agotarían hacia el año 2043, fecha que podría ser más cercana si el consumo aumenta, como se proyecta que suceda por parte de los países que están desarrollándose. La dependencia del

petróleo de la sociedad actual tiene como a Estados Unidos como el mayor productor la producción supera los 3.500 millones de toneladas.

Demanda energética mundial de los combustibles fósiles y factores que dependen su uso.

El incremento en la demanda energética de combustibles fósiles ha provocado que este recurso se explote a su máximo, comprometiendo de esta manera su tiempo de vida. Esta situación anteriormente mencionada ha provocado que la demanda mundial por el combustible y el gas no sean cubiertas en su totalidad. Debido a que en la actualidad es cada vez más común que los países tengan que importar combustibles fósiles surge el planteamiento de si ya es hora de un cambio de fuentes energéticas.

El agotamiento de petróleo, gas y carbón de buena calidad es un hecho real y cercano, teniendo grandes probabilidades de agotarse y encontrarse como indisponibles para mediados del siglo XXI. A consecuencia de lo anterior se han generado programas de investigación que tienen como un tema central la transición energética. Realizar un cambio hacia una energía más pura no es fácil y determinar si esto es factible y sostenible en el tiempo, el reemplazo de los combustibles fósiles favorecerá o no a las ciudades en la transición energética. Se tiene la expectativa de que el uso e innovaciones de las tecnologías renovables puedan ayudar a este cambio.

La mayoría de los transportes terrestres aéreos o fluviales funcionan a partir de los derivados del petróleo actualmente. A partir de evidencias podemos decir que no existe un sustituto seguro que utilice energía renovable el cual supere al petróleo. Basándonos en la

perspectiva de un mundo que padece el agotamiento de combustibles fósiles nos veremos en la necesidad de recurrir a los biocombustibles, o que utilicen electricidad.

Lamentablemente las planificaciones de los diferentes gobiernos solo se extienden hasta el año 2050 pero a una cantidad menor de años, se pronostica lo que será una de las mayores crisis de las mundiales, el fin de la etapa de los combustibles fósiles, un tema bastante preocupante.

Estrategia económica frente al agotamiento de combustible fósil

Es real decir que los combustibles fósiles nos han permitido salir adelante como civilización, por muchos años su extracción y comercialización ha contribuido a la economía de varios países que han aprovechado en vender sus productos para mejorar su economía. Se evalúa el agotamiento de un recurso a partir de características como reservas y ritmo de consumos, por su parte a estos los combustibles fósiles ya presentaron su punto alto de descubrimientos de yacimientos hace muchos años, lo cual hace que actualmente comparando estos descubrimientos sean muy bajos, por este factor se han visto afectadas las empresas de petróleos de carácter privadas, las cuales van disminuyendo ofertas debido a la falta de lugares para la extracción, consecuente a esto su estrategia ha cambiado de rumbo, ahora dejan que las inversiones sean destinadas al sector de la compra de empresas en lugar de invertir en nuevos descubrimientos, pues así de esta manera harán usos de yacimientos ya establecidos, y esto es algo que sigue manteniéndose en la actualidad aunque han podido general grandes cantidades de dinero con esta estrategia.(R. Gómez, 2005)

Según los analistas pronostican que la crisis actual de petróleo no será tan fuerte debido a que actualmente el PIB ya no es tan dependiente de la producción y comercialización del

petróleo pero esto sería algo que no pasaría desapercibido puesto que se habla de una pérdida permanente por agotamiento y no se relaciona a crisis anteriores donde este pudo ser reemplazado por el gas natural que en ese entonces era mucho más económico y no hacia tantas limitaciones en su uso como lo es actualmente

Sustitución progresiva de la energía a base de recursos fósiles por recursos renovables.

Las energías sustentables todavía no tienen la posibilidad de utilizarse de manera progresiva en todo el sistema energético para sustituir alrededor del 40% aproximadamente la utilización de combustibles fósiles actualmente, primordialmente por la alteración en la aptitud de los distintos subsectores energéticos para pasar de los combustibles fósiles a las energías sustentables. En estas situaciones, las técnicas de secuestro del carbono pueden proveer una satisfacción coherente con las solicitudes recientes y aceptar el tiempo primordial para desarrollar enfoques alternativos para el futuro.

La insistencia en que estos países van a incurrir en gastos significativos y en que se renuncie al uso de estas reservas en favor de energías sustentables seguramente creará tensiones diplomáticas y gubernamentales. El mundo actual tal y cual lo conocemos se desarrolló basado en el uso de los combustibles fósiles y actualmente sigue estrechamente relacionados con ellos. En lugar de un programa solamente "no fósil", más pragmático que anime a todos a utilizar un extenso espectro de elementos que tienen a su disposición (es decir, eficacia energética, energías sustentables y uso sostenible de combustibles fósiles) creará un enfoque más equilibrado y prolongaría las actuales reservas de combustibles fósiles.

Consecuencias de seguir dependiendo de los combustibles fósiles.

Se ha llevado a cabo algunos cálculos aproximados del calentamiento potencial asociado a la utilización de todos los combustibles fósiles accesibles. Una de las consecuencias primordiales es que la combustión de los combustibles fósiles en la actualidad aumentaría la temperatura media mundial entre 10°C y 15°C.

Estos niveles comprometen cambios difíciles de imaginar en el planeta y amenazas dramáticas para el confort humano en muchas partes de todo el mundo. Además, estas estimaciones no tienen presente los adelantos en las técnicas de extracción de combustibles fósiles que hacen que otros depósitos sean económicamente accesibles.

De hecho, las agencias mundiales de la Gestión de la Energía pronostican que los combustibles fósiles representarán el 79% del suministro total de energía en 2040. La energía del solar fotovoltaica, los aerogeneradores y las centrales de fusión nuclear son los primordiales candidatos para sustituir al carbón y al gas natural en la generación de electricidad.

El continuo agotamiento de recursos energéticos fósiles, especialmente los llamados de extracción fácil, es una situación bastante reconocida por todos los países que explotan estos recursos. Los estudios con respecto al agotamiento de los diversos combustibles fósiles son relativamente abundantes en el área científica, pero pocos ofrecen una perspectiva global de todas las fuentes de energía y de sus sustitutos tecnológicos más favorables no solo energéticamente sino económicamente. La energía solar es un recurso renovable, el cual es limitado debido al ritmo en el que el sol baña la tierra. Los combustibles fósiles son un recurso que se pueden explotar en un ritmo aproximadamente ilimitado. A pesar de eso, en una escala

de tiempo humana, los combustibles fósiles no son renovables. Presentan un almacén de energía planetario, en el que podremos extraer al ritmo que queramos, pero que sin embargo, a la larga se ira agotando sin la posibilidad de volver a renovarse.

En 2012, el ratio del consumo de petróleo respecto del consumo global cayó a su nivel más bajo de los últimos 50 años (Aleketl et al. 2010). Los hallazgos de cada año de petróleo a nivel mundial alcanzaron su punto máximo histórico en la década de los años 60 y, desde ese momento, el precio incrementado del barril ha vuelto a ser capaz de invertir en dicha tendencia. El comportamiento de yacimientos de pozos de petróleo y gas natural es muy similar debido a su similitud en pozos.

Por todo lo explicado, las ER, y en especial la eólica y la solar, son las fuentes de energías alternativas más propensas y capaces de sustituir la caída de los combustibles fósiles. Sin embargo, diversos estudios realizados recientemente enseñan que sus potenciales de explotación máximos a nivel global podrían ser mucho menores que el actual consumo de energía proveniente de los combustibles fósiles (de Castro et al. 2013). Esto quiere decir, que la sociedad global próximamente se enfrentara a los que es claramente una escasez estructural de energía a medio/largo plazo - como anteriormente ya se han sugerido en otros estudios (Mediavilla et al. 2013), lo que colocaría ante una situación sin precedentes en la historia moderna.

Dicha situación, puede verse agravada, a su vez, debido al hecho de que son lentas las transiciones tecnológicas (es decir, requieren del orden de décadas (Fouquet 2010) y los movimientos de cambio que se observan actualmente no son elevados.

Los estudios sobre problemas de escasez de diversos recursos energéticos comienzan a ser sustancialmente frecuentes en la literatura (Maggio and Cacciola 2012), existen muy pocos estudios en la actualidad que han intentado ofrecer un panorama global (de Castro et al. 2013) que contenga estimaciones de todos los combustibles fósiles y mucho menos se centran en el sistema completo incluyendo las diferentes tecnologías alternativas.

Resultados

La producción de derivados del petróleo es fundamental para las diversas actividades productivas de diferentes industrias y empresas de servicios. Muchas industrias confían en estos productos derivados del petróleo para operar y mantener sus máquinas.

En Ecuador, el Diesel es el producto básico más popular, seguido de la gasolina y el GLP. Sin embargo, dado que los productos básicos continúan dominando muchas otras exportaciones, todavía no reflejan las cifras favorables para el país. Las materias primas se exportan en grandes cantidades y el producto final, los derivados del petróleo, se consume en grandes cantidades en el exterior.

La producción en 2020 fue de aproximadamente US \$ 2,77 mil millones en presupuesto operativo y el costo total fue de US \$ 17,93 por barril de petróleo equivalente.

Las principales exportaciones extranjeras de Ecuador son el petróleo y sus principales importaciones son la nafta y el diesel de alto octanaje. El mayor valor de las exportaciones se produjo en 2011, con cifras que alcanzaron los \$1.144.895y generaron una cifra de \$6.417.389 para las importaciones en 2011. El principal mercado de exportación de petróleo crudo y derivado de las exportaciones de crudo es Estados Unidos.

IMPACTO SOCIOECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA EXPLOTACIÓN Y EXPORTACIÓN PETROLERA

Beneficios económicos y desarrollo socioeconómico

El petróleo es una de las fuentes de energía más importantes y globalmente utilizadas en el mundo. Su explotación y producción han generado una serie de beneficios económicos y han contribuido al desarrollo socioeconómico en diferentes países. Algunos de estos beneficios incluyen:

Ingresos por exportación

Los países que producen petróleo pueden obtener ingresos sustanciales mediante su exportación. Estos ingresos pueden destinarse a financiar proyectos de infraestructura, educación, salud y otros sectores, lo que promueve el desarrollo económico y social.

Durante el período comprendido entre 1995 y 2004, el petróleo experimentó un auge y contribuyó aproximadamente con un tercio del presupuesto estatal. Estos ingresos petroleros permitieron expandir la producción de petróleo y también tuvieron un impacto significativo en la inversión en otras áreas industriales, como la ganadería y la agricultura, entre otras.

Generación de empleo

La industria petrolera es una fuente importante de empleo directo e indirecto. La exploración, producción, refinación y distribución de petróleo requieren de mano de obra calificada y no calificada, lo que crea oportunidades de trabajo para la población local. Esto puede tener un impacto positivo en la reducción del desempleo y en el aumento del nivel de vida de las comunidades cercanas a los yacimientos petroleros.

El aumento de la producción del crudo del petróleo conllevó a las edificaciones de nuevas refinerías, lo que trajo consigo el aumento de tasa de empleos tanto de personas profesionales en el ámbito de la ingeniería, arquitectos y sistemas, pero también para la clase obrera con conocimientos de operadores, albañiles y personal de limpieza.

Desarrollo de infraestructura

La extracción y producción de petróleo requieren de instalaciones específicas como oleoductos, refinerías y terminales de exportación. Estas infraestructuras no solo facilitan la producción y el transporte del petróleo, sino que también contribuyen al desarrollo general de la infraestructura, mejorando la conectividad y accesibilidad en las regiones productoras.

Las refinerías son instalaciones clave para procesar el petróleo crudo en productos refinados como gasolina, diésel y lubricantes. La modernización y expansión de las refinerías pueden aumentar su capacidad de producción y mejorar la calidad de los productos refinados. Esto beneficia no solo a la industria petrolera, sino también a otros sectores económicos que dependen de estos productos.

Diversificación de la economía

Los ingresos generados por la industria petrolera pueden ser utilizados para diversificar la economía de un país. Con una inversión adecuada, los países pueden desarrollar otros sectores, como la agricultura, el turismo, la industria manufacturera, entre otros, reduciendo así la dependencia excesiva del petróleo y promoviendo un crecimiento económico más equilibrado.

Transferencia de tecnología

La industria petrolera utiliza tecnologías avanzadas en la exploración, producción y refinación del petróleo. Los países productores pueden beneficiarse de la transferencia de conocimientos y tecnología por parte de empresas internacionales del sector, lo que puede tener un impacto positivo en el desarrollo de capacidades técnicas y científicas a nivel local.

La búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo y la extracción de petróleo crudo requieren tecnologías avanzadas. Empresas petroleras y proveedores de servicios técnicos han desarrollado tecnologías innovadoras para explorar y evaluar reservas de petróleo, como la sísmica de alta resolución, la perforación direccional y la recuperación mejorada de petróleo. Estas tecnologías se transfieren a través de acuerdos comerciales o colaboraciones internacionales, permitiendo que otros países y empresas se beneficien de estos avances (Ministerio de Energía y Minas, 2021).

Sin embargo, es importante destacar que la dependencia excesiva del petróleo también puede tener desafíos y efectos negativos. Estos incluyen la volatilidad de los precios del petróleo en el mercado internacional, la degradación ambiental asociada con la extracción y transporte de petróleo, y la posibilidad de sobreexplotación de los recursos naturales. Es fundamental que los países productores diversifiquen su economía y promuevan una gestión sostenible de los recursos para maximizar los beneficios económicos y minimizar los impactos negativos.

Desafíos sociales y políticos asociados a la industria petrolera

La industria petrolera se enfrenta a diversos desafíos sociales y políticos que pueden tener un impacto significativo en las comunidades y países donde opera. Algunos de estos desafíos

incluyen los efectos ambientales negativos asociados a la extracción, producción y transporte de petróleo, como derrames de petróleo, contaminación del agua y del aire, deforestación y degradación del suelo. Estos problemas generan preocupación entre las comunidades locales y las organizaciones ambientales, lo que puede generar conflictos y tensiones con las empresas petroleras y el gobierno.

La implementación de grandes proyectos petroleros a menudo implica la adquisición de tierras y puede resultar en el desplazamiento de comunidades enteras. Las personas desplazadas pueden perder sus hogares, tierras de cultivo y formas de vida tradicionales, lo que puede generar tensiones sociales, conflictos y dificultades para la reintegración de las comunidades afectadas. Además, la dependencia excesiva del petróleo en algunos países puede provocar desequilibrios económicos y volatilidad en los ingresos fiscales.

Las fluctuaciones de los precios del petróleo en el mercado internacional pueden tener un impacto significativo en la economía de los países productores, lo que puede llevar a una falta de diversificación económica y una mayor vulnerabilidad a las crisis económicas. La riqueza generada por la industria petrolera también puede dar lugar a prácticas de corrupción y mala gobernanza. La falta de transparencia en la gestión de los ingresos petroleros, la distribución desigual de los beneficios y la falta de rendición de cuentas pueden generar desconfianza en las instituciones gubernamentales y agravar la desigualdad social.

La industria petrolera a menudo se convierte en un punto de conflicto entre los intereses económicos, sociales y ambientales. Los proyectos petroleros pueden enfrentar resistencia por parte de comunidades locales, grupos indígenas u organizaciones de derechos humanos que buscan proteger sus tierras, recursos naturales y derechos. Estos conflictos pueden generar tensiones sociales y políticas, así como protestas y movimientos de resistencia.

Estos desafíos sociales y políticos resaltan la importancia de abordar de manera responsable y sostenible el desarrollo de la industria petrolera. La implementación de prácticas adecuadas de gestión ambiental, la participación de las comunidades afectadas, la transparencia en la gestión de los ingresos petroleros y la promoción de la diversificación económica son aspectos clave para mitigar estos desafíos y lograr un equilibrio entre el desarrollo económico y la protección social y ambiental. (GCS, 2022)

Impacto ambiental en Latinoamérica

Es bien conocido que Latinoamérica es una región dotada con una amplia gama de flora y fauna, esto debido a varios aspectos como a las condiciones ambientales que cuenta este sector del planeta. A más de esto, Latinoamérica cuenta con grandes reservas de petróleo, eventualmente, estas reservas son utilizadas para la actividad de explotación durante los últimos años. Dicha actividad antropogénica ha causado irreparables daños al medio ambiente junto a su biodiversidad y al ambiente en general.

Explotación petrolera en áreas protegidas

Las áreas protegidas son zonas en donde no se tiene permitido la actividad humana, sin embargo, en algunos gobiernos, debido a la gran necesidad de explotar los recursos que se encuentran en estas zonas, deciden declarar estas zonas como protegidas para habilitar el ingreso de empresas dedicadas a la minería o a la actividad petrolera.

Impactos de la explotación petrolera en la biodiversidad

Cuando la actividad petrolera es desarrollada en bosques, uno de los impactos ambientales más notorios es desertificación de estos. La exploración sísmica es una herramienta muy utilizada en la industria petrolera ya que permite reducir los riesgos relacionados con la perforación de pozos y maximizar las posibilidades de encontrar reservas de petróleo. Sin embargo, para efectuar esta técnica es necesario abrir antorchas o líneas sísmicas de varios kilómetros de ancho y largo. En nuestro país, se han abierto alrededor de 54 mil hectáreas de bosque para efectuar esta exploración sísmica.

La construcción de infraestructuras como los campamentos, pozos o las plataformas de perforación contribuyen de igual manera a la deforestación ya que para poder construirlas se necesita limpiar la zona, es decir, la destrucción de cientos y cientos de árboles y flora que se encuentre en este sector. De la mano con esto, la fauna también es afectada ya que, al no contar con estos árboles, suelen huir, lo que afecta a la cadena alimenticia debido a que en estas zonas por lo general viven comunidades indígenas que subsisten de la caza, afectando su comportamiento alimenticio y su salud.

Impactos de la explotación petrolera en el agua.

Las actividades petroleras por lo general afectan a los acuíferos, ríos y esteros debido a los desechos que se generan en esta. Los acuíferos sufren directamente durante el proceso de perforación ya que, cuando los yacimientos petrolíferos se encuentran operativos, estos pueden desplomarse y perjudicar los depósitos de agua subterránea. Las obras de construcción de edificaciones y/o infraestructuras pueden causar que se interrumpan los patrones de drenaje y afectar a los ríos y esteros. Se dice que en la región amazónica de

Ecuador por cada kilómetro de carretera abierto por estas actividades se interrumpen mínimo tres esteros.

Al momento de realizar la extracción del hidrocarburo, este sale mezclado con una denominada agua sedimentaria que comúnmente es denominada como agua de perforación, posee un alto nivel de salinidad y metales pesados.

Impactos de la explotación petrolera en la atmósfera.

Muchas veces junto con el crudo es extraído generalmente gas, si este gas no es lo suficientemente abundante en cantidad, es quemado. Esta actividad efectuada por la industria influye directamente en la aceleración del calentamiento global, lo que deteriora cada vez mas la capa de ozono causando problemas en el ambiente y la biodiversidad proveniente de la zona.

Mientras se extraen los hidrocarburos, más precisamente en las plantas de separación, se producen lluvias ácidas con un gran nivel de hidrocarburos. Esta agua de lluvia contamina cultivos y otros sectores. Se sabe que esta agua está contaminada con varios hidrocarburos que pueden resultar cancerígeno.

Derrames petroleros en Latinoamérica

Derrame en el Río Coca

El 7 de abril del año 2020 se produjo una rotura en los oleoductos destinados para el crudo pesado y el transecuatoriano causada por derrumbes de tierra producto de una erosión regresiva del río Coca, dicha rotura provoco un derrame de aproximadamente 15mil barriles.

Como consecuencia a esta tragedia, las regiones indígenas que se están en esa zona, los kichwas, se quedaron sin agua ni alimento y un ambiente contaminado (Manos Unidas, 2022)

Dos años más tarde, el 28 de enero de 2022 volvió a ocurrir un derrame en el mismo río, esta vez la cantidad derramada fueron 6300 barriles de petróleo. Una vez más, causada por la rotura de un oleoducto de crudos pesados gracias a la caída de una piedra que perforo dicho oleoducto. Con las labores de remediación y de recolección, se pudieron recolectar el 84% del petróleo derramado.

Derrame de petróleo en Barrancabermeja-Colombia

Esta tragedia medioambiental tuvo lugar el 2 de marzo de 2018, se trata de un derrame de lo que se calcula fueron un estimado de veinticuatro mil barriles de hidrocarburo ocasionado por la industria Ecopetrol. En total fueron 28 días que hubo liberación del crudo desde el suelo. Este derrame afecto varios sectores de la localidad como el río Sogamoso, el de más importancia para este país. Se registraron alrededor de 2442 animales muertos a causa de esta catástrofe, pero podrían ser más

De acuerdo con la evidencia técnica recolectada, se señaló que este pozo que se encontraba inactivo y abandonado desde el 2006, habría perdido el revestimiento de los tubulares, ocasionando la emanación de los hidrocarburos y que gracias a la presión alcanzó los 10 metros de altura.

Derrame de Diesel en la Patagonia- Chile

En 2019, el 26 de julio se produjo un vertido de aproximadamente 40 mil L de hidrocarburo en el mar de la isla Guarello, en la Patagonia chilena. Según los estudios preliminares, este accidente fue producto de una falla en el traspaso del hidrocarburo de un estanque a otro. A pesar de esto, algunos especialistas indicaron que, en la empresa causante del derrame, existen fallas en las estructuras. Como medidas recuperación, la Armada de ese país logró contener alrededor de 15 mil litros de agua de mar contaminada.

Medidas de mitigación

En los últimos tiempos, en pro de reducir y/o mitigar las consecuencias ambientales producidos por el sector petrolero, las industrias y los gobiernos buscan alternativas para evitar posibles accidentes que atenten con el medio ambiente. En lo que respecta a las formas para prevenir relacionadas con el transporte de petróleo por mar se tienen las siguientes:

Petroleros o buques de doble casco

Al momento de efectuar el transporte del petróleo y sus derivados, actualmente se lo realizan en buques que se encuentran contruidos con lo último en tecnología, lo que garantiza una excelente seguridad. Por esta razón, organismos europeos e internacionales han establecido normativas que exigen el reemplazo de este equipo de un único casco por buques de casco doble.

Un petrolero de casco único no es seguro debido a que en estos la separación que hay entre el petróleo y el mar está dada únicamente por una placa de base y de costado, mientras que en los otros tipos, los tanques son aislados por una segunda placa interna, a una distancia

adecuada de la placa externa. Con esto se garantiza una protección extra en caso de que la primera chapa sufriera algún daño.

Creación de un fondo de compensación por daños

Se tiene conocimiento que, en Europa, la UE cuenta con un fondo comunitario que permita, en caso de un derrame, actuar con la mayor rapidez posible y poder compensar los daños causados, dicho fondo puede subir hasta la cifra de un billón de dólares. Aunque, se trata de Europa, en Latinoamérica también se podría practicar esta iniciativa, y de esta manera actuar de una manera más efectiva al momento de efectuarse un derrame (Aguirre, 2007).

Control de efluentes líquidos

Este control es realizado implementando PTARs que permiten la separación de las aguas que provienen de los deslastres de los buques y los procesos de fabricación. Con ayuda de tratamientos físico, químicos y biológicos, dichas aguas son tratadas para que el vertido final se rijan a las normativas de calidad vigentes.

Uno de los métodos más utilizados para la depuración de estos contaminantes son las piletas API, cuyo fundamento consiste en la separación por diferencia de densidades, si embargo, es muy común que los efluentes se encuentren formando emulsiones, haciendo que sea difícil la separación física, por lo que se suele utilizar coagulantes y floculantes que sean eco-amigables con el ambiente (Aguirre, 2007).

Perspectivas futuras y sostenibilidad de la industria petrolera en Latinoamérica

En lo que respecta al sector productivo, la industria del hidrocarburo se considera como una de las más afectadas, atravesando innumerables crisis económicas a lo largo del tiempo, producto de un bajo costo en los productos derivados del petróleo como el gasoil, nafta, gasolina, entre otros.

Debido a estos problemas que afecta el sector, una parte de las industrias han detenido o reducido la producción de sus operaciones. Sin embargo, las industrias que aún se mantienen en el mercado, deben reinventarse y hacer frente a las nuevas exigencias y desafíos que se plantean.

La sostenibilidad ambiental se muestra como un gran desafío para las empresas ya que se debe buscar que sus actividades causen el menor impacto posible al medio ambiente. Ante esto existen algunas claves o puntos a considerar al momento de que una industria petrolera pueda llegar a ser más sostenible:

Aminorar las emisiones fugitivas: Existen emisiones que por lo general no suelen ser captadas al momento de realizar las actividades petroleras y son liberadas a la atmósfera, se conocen comúnmente como emisiones fugitivas (CO, SO_x, COV), dichas emisiones pueden ser causante de problemas medioambientales, por lo que es imprescindible controlar estas emisiones [72], [73].

El aplicar nuevas tecnologías es un punto importante, ya que con el desarrollo tecnológico es posible obtener grandes resultados en la búsqueda de un gran rendimiento medioambiental ya que pueden reducir las emisiones y aumentar la productividad en el área industrial

Una vez mencionado algunos puntos claves, se presenta a continuación ejemplos de las estrategias ambientales que han implementado industrias con miras a la sostenibilidad en Latinoamérica.

Empresa Gran Tierra

Se trata de una industria que se encarga de la prospección y la explotación de petróleo y gas en Colombia y Ecuador. Al ser una industria petrolera es susceptible a una gran contaminación ambiental, por lo que esta empresa en su constante búsqueda de reducir este impacto, como estrategia plantea reutilizar el agua que se utiliza en las acciones de perforación. Se reutiliza el agua destinada para la preparación de los fluidos de perforación acomodándolos con propiedades necesarias añadiéndole aditivos químicos. Haciendo esto la empresa logró reducir más del 50% de la cantidad de agua dulce requerida para la perforación del pozo.

Gran Tierra, en su búsqueda de preservar la calidad del aire tienen una estrategia que consiste en recuperar parte del gas producido en lugar de quemarlo como se venía haciendo anteriormente. Con este proceso se busca obtener electricidad, cabe destacar que para realizar esto es necesaria la combustión, la diferencia radica en que ya no es ejecutada en una antorcha y que, gracias a la recuperación de estos condensados, se trata de una combustión mucho más limpia.

6 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Aceites, productos petrolíferos, productos químicos, biocombustibles y gases son sustancias que se manejan a diario en todo el mundo. Muchas de estas sustancias se producen mediante el refinado del petróleo. El refinado del petróleo es un proceso complejo que se utiliza para separar las fracciones de varios hidrocarburos del crudo sin procesar, también llamado petróleo2. Los cinco procesos básicos del refinado del petróleo son los siguientes:

Separación (mediante la destilación o absorción); Craqueo (ruptura de las cadenas de moléculas grandes en moléculas más pequeñas); Reformación (reordenación de la estructura molecular); Combinación (combinación de moléculas más pequeñas para obtener moléculas más grandes); Tratamientos (eliminación química de los contaminantes).

6.1 PROCESO DE REFINACIÓN DEL CRUDO

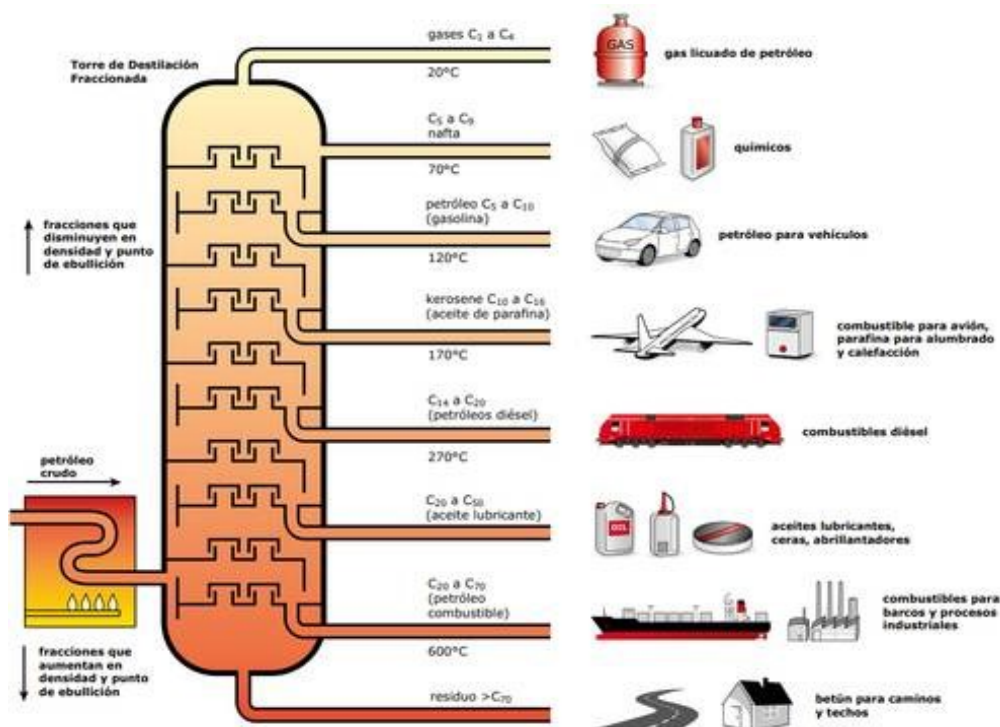


Ilustración 19. Proceso de refinado del petróleo
Fuente. Oiltanking, 2016 (<https://www.oiltanking.com>)

6.2 PROCESOS CATALÍTICOS USADOS EN EL REFINADO DE PETRÓLEO

CRAQUEO CATALÍTICO

El craqueo catalítico es un proceso de la industria petroquímica cuyo objetivo es la modificación de la estructura molecular de ciertos hidrocarburos para obtener combustibles de calidad extra para automotores; y también, el de producir compuestos aromáticos, así como benceno y tolueno a partir de naftas seleccionadas.

El craqueo catalítico es el proceso tecnológico más importante utilizado en la industria de la refinación, para convertir combustibles pesados en gasolinas de mayor valor comercial y productos ligeros. De manera general, un proceso de craqueo catalítico es aquel donde las moléculas largas y pesadas se rompen para producir moléculas más simples y livianas por acción del calor, con la ayuda de un catalizador.

El catalizador usado para este proceso de craqueo es un material conformado por zeolita tipo Y, la cual es un aluminosilicato cristalino y microporos constituido por tetraedros de $[\text{SiO}_4]_4$ y $[\text{AlO}_4]_5$. Durante el proceso de ruptura catalítica, este catalizador experimenta tratamientos rigurosos en el regenerador que modifica su comportamiento, formando así un material amorfo con su consecuente pérdida de actividad para el proceso de craqueo. Durante el uso de estos catalizadores en las unidades de craqueo, parte de ellos (ECAT) son retirados por tener baja actividad y sustituidos por nuevos catalizadores; y otra parte (EPCAT) se recogen en precipitadores electrostáticos.

Los gasóleos provenientes de la destilación atmosférica, la destilación al vacío y el gasóleo producido en los procesos de coquificación se utilizan normalmente como alimentaciones a esta unidad. Estos combustibles pesados son convertidos en productos más ligeros como gas

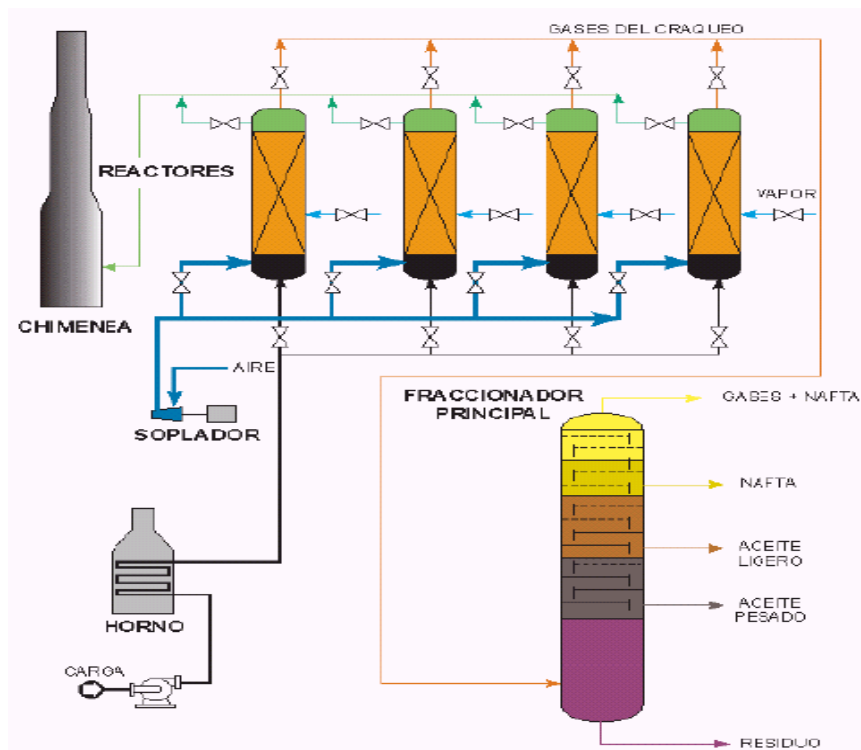
licuado de petróleo (GLP), gasolina y destilados medios. Posteriormente, los productos insaturados que se obtienen de este proceso son tratados bien sea en un proceso de hidrotratamiento o de reformado.

6.3 TIPOS DE CRAQUEO CATALÍTICO

Craqueo catalítico de lecho fijo: Fue el primero en utilizarse comercialmente, este utiliza un reactor de lecho fijo. Los reactores de lecho fijo consisten en uno o más tubos empacados con partículas de catalizador, que operan en posición vertical. Las partículas catalíticas pueden variar de tamaño y forma: granulares, cilíndricas, esféricas, etc. Este tipo de craqueo presentaba problemas para la regeneración del catalizador. En la mayoría de los casos, el catalizador es muy valioso para ser desechado. Si la actividad del catalizador disminuye con el tiempo pueden hacerse necesarias regeneraciones muy frecuentes. Aun en esos casos en los cuales el costo sea tan bajo que no se requiera regeneración, el procedimiento de parar y arrancar el equipo para el cambio del catalizador puede ser una operación muy costosa. Si esto se hace necesario a intervalos frecuentes, todo el proceso puede resultar antieconómico.

Craqueo catalítico de líquidos: Las unidades de craqueo catalítico de lecho fluido tienen una sección de catálisis (elevador, reactor y regenerador) y una sección de fraccionamiento, las cuales trabajan conjuntamente como una unidad de proceso integrada. El CCL utiliza un catalizador finamente pulverizado, suspendido en vapor o gas de petróleo, que actúa como un líquido. El craqueo tiene lugar en la tubería de alimentación (elevador), por la que la mezcla de catalizador e hidrocarburos fluye a través del reactor. El proceso de CCL mezcla una carga de hidrocarburos precalentada con catalizador regenerado caliente al entrar aquélla en el elevador que conduce al reactor. La carga se combina con aceite reciclado dentro del elevador, se vaporiza y es calentada por el catalizador caliente hasta alcanzar la temperatura del reactor. Mientras la mezcla asciende por el reactor, la carga se craquea a baja presión.

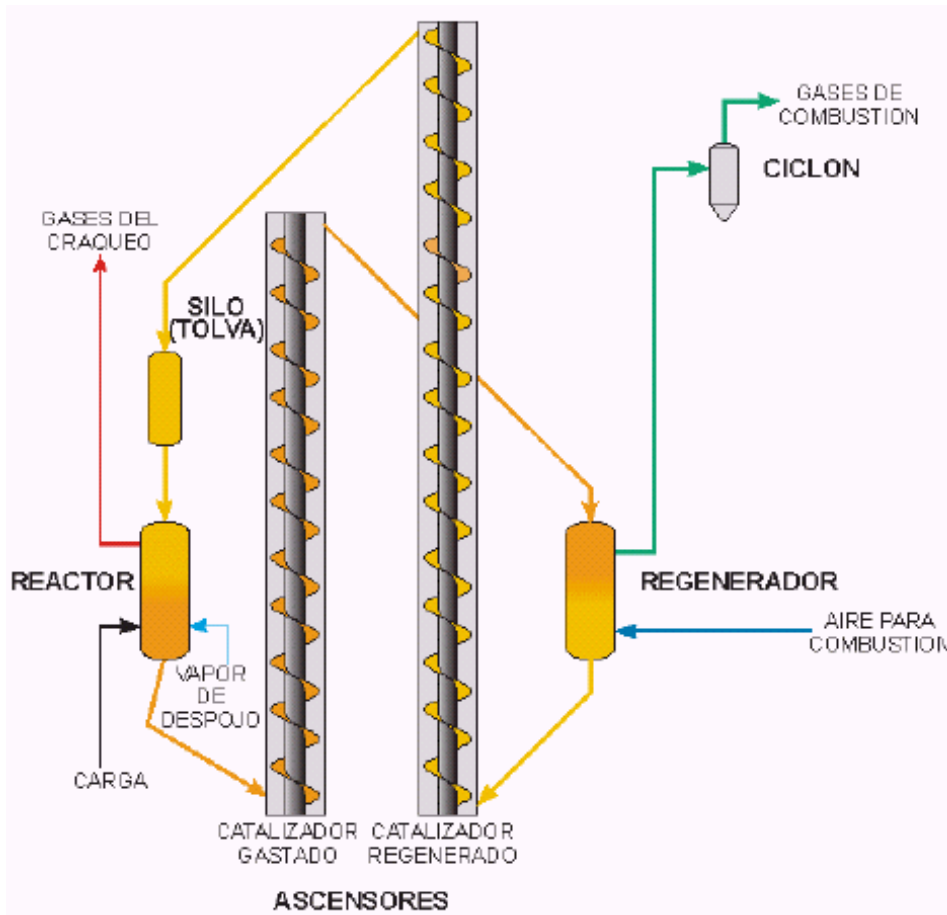
Ilustración 20. Craqueo catalítico de lecho fijo



Fuente. CRAQUEO CATALITICO – EL PETRÓLEO Y SUS AVANCES (elpetroleoysusavances.com)

Lecho móvil: Es similar al craqueo catalítico de líquidos, pero el catalizador está en forma de pastillas en lugar de polvo fino. Las pastillas se transfieren continuamente mediante una cinta transportadora o tubos elevadores neumáticos a una tolva de almacenamiento situada en la parte superior de la unidad, y después desciende por gravedad a través del reactor hasta un regenerador. El regenerador y la tolva están aislados del reactor por sellos de vapor. El producto craqueado se separa en gas reciclado, aceite, aceite clarificado, destilado, nafta y gas húmedo.

Ilustración 21. Craqueo de lecho móvil

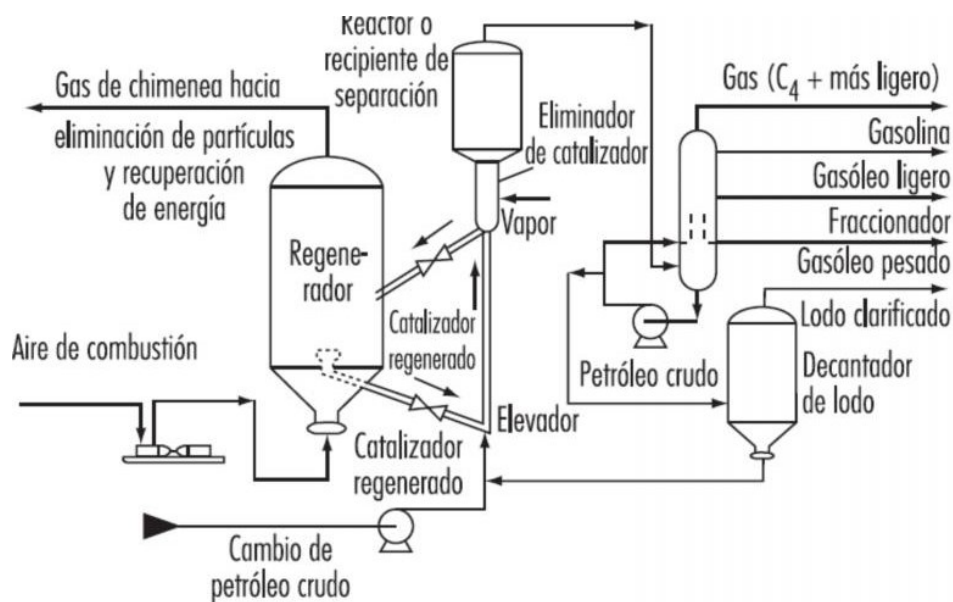


CRAQUEO CATALITICO – EL PETRÓLEO Y SUS AVANCES
(elpetroleoysusavances.com)

Thermofofor: En el craqueo catalítico termofor, la carga precalentada circula por gravedad por el lecho del reactor catalítico. Los vapores se separan del catalizador y se envían a una torre de fraccionamiento. El catalizador agotado se regenera, enfría y recicla, y el gas de chimenea de la regeneración se envía a una caldera de monóxido de carbono para recuperar calor⁶.

Craqueo catalítico fluidizado: El proceso FCC (Fluid Catalytic Cracking) se basa en la descomposición o rompimiento de moléculas de alto peso molecular. Esta reacción se promueve por un catalizador sólido pulverizado, que se incorpora a los hidrocarburos en un reactor de tipo tubular con flujo ascendente, esto ocurre luego del precalentamiento necesario para incorporar la temperatura requerida a la reacción. A la salida del reactor el producto es enviado al equipo de fraccionamiento para obtener los diferentes corte de hidrocarburos y dirigir la corriente gaseosa a recuperación de gases, mientras el catalizador se separa de los productos de reacción a través de ciclones para entrar en la etapa de regeneración, y el coque que se genera y adhiere al mismo por las altas temperaturas de reacción, se quema antes de recircularse al reactor; la energía liberada en el quemado sirve para dar parte del calentamiento de la corriente de carga.

Ilustración 22. Craqueo catalítico fluidizado



Fuente. craqueocatalitico.blogspot.com/2016/

6.4 REACCIONES DEL CRAQUEO CATALÍTICO

Las reacciones de conversión son endotérmicas, por lo tanto, se precalienta la alimentación al proceso. Durante estas reacciones hay producción de coque, el cual queda adsorbido sobre la superficie del catalizador. Debido a que los gastos de energía son los que influyen más directamente sobre los costos de funcionamiento de la unidad, se utiliza un regenerador asociado al reactor. La función de este equipo no sólo es eliminar el coque depositado en el catalizador con la intención de regenerarlo, sino también contribuir con el balance energético de la unidad; esto se logra al inducir la combustión del coque introduciendo aire al regenerador. El catalizador caliente se envía hacia el reactor para aportar la energía necesaria para las reacciones de craqueo⁵.

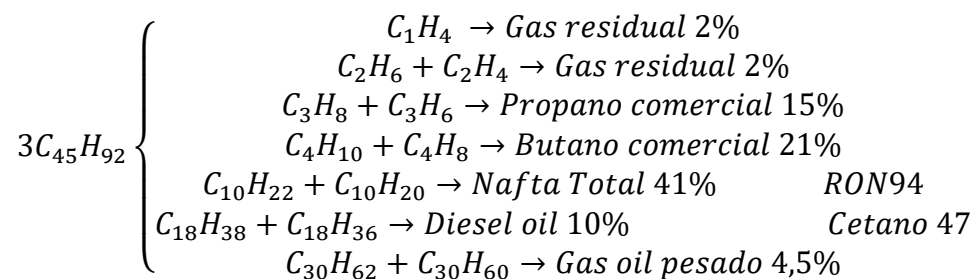
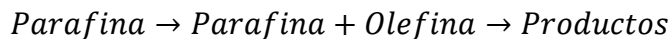
La reacción de craqueo de hidrocarburos consiste en la ruptura de los enlaces entre átomos de carbono en moléculas de hidrocarburos de masa molecular alta, cuando su temperatura se eleva a valores aproximados entre 925 °K y 1035 °K. Como resultado de la reacción se obtienen coque y una mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas son de menor masa molecular y de mayor valor de uso. El término de craqueo catalítico se refiere al caso en que la reacción de craqueo ocurre en presencia de un catalizador que facilita o acelera la misma. En una FCCU esta reacción ocurre continuamente en un reactor en el que se ponen en contacto una corriente de hidrocarburos pesados y una corriente de catalizador que fluye mezclado con vapor.

Se admite que el craqueo catalítico es un proceso iónico donde tienen lugar muchas reacciones, simultáneas y consecutivas. En este proceso participan activamente los carbocationes. Los carbocationes se forman por acción del catalizador sobre el hidrocarburo por 2 mecanismos:

Separación de un ion hidruro

Adición de un protón a una olefina.

Principales reacciones del cracking catalítico



A continuación, se recogen algunas de las reacciones más importantes que tienen lugar en el reactor:

Reacciones de isomerización: la presencia del catalizador reduce la energía de activación para que los carbocationes primarios se isomericen a secundarios y estos a terciarios, obteniéndose hidrocarburos ramificados.

Reacción de fisión β : el enlace β se debilita por efecto del carbocatión, y se obtienen así un nuevo carbocatión y una olefina.

Reacciones de ciclación: si el hidrocarburo tiene un doble enlace en la posición adecuada se forma el ciclo. A partir de él se pueden generar anillos aromáticos.

Reacciones de transferencia de protones: un carbocatión cede un protón a una olefina para formar una olefina interior. A partir de esta reacción los naftenos se insaturan.

Secciones de Reacción

Los equipos de reacción de las unidades de cracking tienen tres partes fundamentales

Reactor (RX)

Regenerador (RG)

Stripper (ST)

Reactor: Es el lugar donde se producen las reacciones de craqueo. Hay distintos tipos de tecnologías. Actualmente operan con tiempo de contacto (carga: catalizador) muy bajo donde la parte principal del RX es el riser. Este es el lugar físico donde se producen las reacciones, en tanto que el resto del equipo es para separar catalizador de los productos. Las unidades de tecnologías anteriores operan en lecho fluido con tiempos de contacto mayores y menores rendimientos en LPG y naftas. La temperatura de operación es de 500 °C - 540 °C. En el RX existen ciclones que permiten separar catalizador arrastrado de los productos de la reacción. Están revestidos con material refractario que impiden la erosión y las altas temperaturas sobre las paredes metálicas.

Regenerador: Es la parte de la unidad donde se quema el carbón depositado sobre el catalizador, posee un sistema de distribución del aire necesario para la combustión provisto por un compresor de aire. Dicho compresor es la máquina más importante de la unidad ya que si no hay aire para regeneración debe detenerse la unidad. Posee ciclones que separan los gases de la combustión del catalizador arrastrado. Están revestidos por material refractario que impiden la erosión y protege a las paredes metálicas de la alta temperatura. La temperatura de operación de 705 °C - 740 °C. Estas unidades operan a combustión total (formación de CO₂), para lo cual se adiciona un promotor de combustión.

Stripper: En esta parte del equipo se inyecta vapor para despojar de hidrocarburos del catalizador agotado. La inyección se realiza a través de un distribuidor. La función más importante es reducir el contenido de hidrocarburos depositados sobre el catalizador,

disminuyendo la demanda de aire en el regenerador, aumentando el rendimiento en productos líquidos. El equipo cuenta con baffles que mejoran el contacto vapor – catalizador.

PRODUCCIONES

Tabla 12. Producciones del Craqueo Catalítico

Producto	Característica	Porcentaje	Destino
Gas residual	Metano- etano- etileno	2%	Combustible y Petroquímica
Propano	Propano-propileno	15%	Despacho
Butano	Butano- buteno	21%	MTBE-Alquilación- Despacho
Nafta	RON 90 a 94	41%	Pool de naftas
Diesel Oil	Cetano 47	10%	HDS-Pool de Gas oil
GO pesado	Insaturado	5%	Se reprocesa en FCC
Coque	Insaturado	6%	Se quema en la Unidad

Fuente. *Cracking Catalítico Fluido* [4], [7], [20]

NÚMERO DE CETANOS DEL DIÉSEL

El índice de cetano es una medida que sirve como referencia para conocer el grado de inflamabilidad con el que cuenta un gasóleo. Conociendo el índice de cetano de un combustible, se puede saber la eficiencia de la reacción de combustión que se realiza en el interior del motor. El índice de cetano se encuentra relacionado con el tiempo que pasa desde que el combustible es inyectado hasta que se inicia la combustión. Por lo tanto, a mayor índice de cetano, se producirá una ignición más temprana y adecuada para que la combustión sea buena. En cambio, si el índice de cetano es demasiado bajo, la ignición necesitará más tiempo para que se produzca, y una vez ocurre, el combustible se quema rápido y mal, lo que

lleva a un aumento de la presión. En el caso de que un combustible cuente con un índice de cetano demasiado bajo, ocurrirá una mala combustión que puede dar lugar a un exceso de ruido, a una disminución del rendimiento del motor, y a un aumento del desgaste de este y de las emisiones contaminantes (HelloAuto, s.f.).

Los motores típicos diésel se desempeñan con valores de cetano entre 40 y 55, ya que por debajo de 38 se incrementa rápidamente el retardo de la ignición (BeGreen, s.f.).



Ilustración 23. Índice de Cetano

Fuente. ADITIVO GASOLINA PRE ITV-MULTIFUNCION /Reducir gases (conservatucoche.com)

EL ÍNDICE DE CETANO

El número de cetano se puede calcular a partir de la volatilidad [correspondiente a la temperatura del 50% destilado] y la densidad del diésel, bajo la denominación de “Número de Cetano Calculado”. Proceso que únicamente se puede realizar, para que los resultados sean concluyentes, en un laboratorio.

El número de cetano se determina mediante la comparación del tiempo de ignición de una mezcla de cetano (C16) y hepta-metil-nonano (C15), que tiene el mismo retraso de tiempo

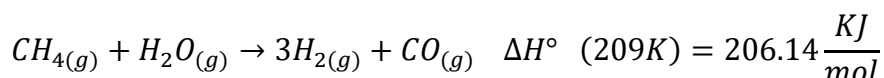
en la ignición que el combustible en examen. El número de cetano medido es el porcentaje del compuesto cetano en la mezcla cetano/hepta-metil-nonano. El C16 tiene un número de cetano igual a 100 (es una parafina de ignición fácil) y el C15 tiene un número cetano igual a 0 (por ser un aromático de combustión lenta).

REFORMADO CON VAPOR

El reformado de vapor es una conversión endotérmica de metano y vapor de agua en hidrógeno y CO. Este calor es a menudo aportado por la combustión de parte de la alimentación de metano gas. El proceso típico ocurre a 700-850 °C y presiones de 3 a 25 bares. El producto gaseoso contiene un 12% de CO, que se puede convertir más tarde en CO₂ y H₂ a través de la reacción con vapor de agua. La oxidación parcial de gas natural es un proceso por el cual se produce hidrógeno por la combustión parcial de metano con oxígeno para producir CO, carbón e hidrógeno. Es una reacción exotérmica con lo cual se produce calor. No es necesario un aporte externo de calor, con lo que el diseño puede ser más compacto. El CO puede convertirse en CO₂ y H₂ como en el apartado anterior. El reformado autotérmico es una combinación de los dos procesos anteriores. La reacción total es exotérmica, con lo cual se desprende calor. La temperatura en el reactor es de 950-1100 °C y la presión por encima de los 100 bares. Como antes, se puede producir H₂ a partir del CO producido. La necesidad de purificar los gases supone un coste adicional para la planta y reduce la eficiencia [7].

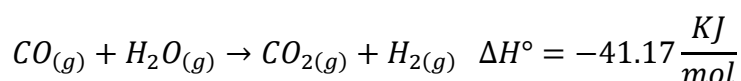
REACCIONES

Es un proceso termoquímico, que requiere altas temperaturas y un posterior purificado de la corriente final. La reacción principal de reformado es:



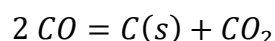
La reacción ocurre en dos fases:

La primera fase es la Reacción "shift" o sin desplazamiento donde se puede obtener hidrógeno adicional al agregar más agua de manera que por medio de la reacción del vapor de agua con el monóxido de carbono a una menor temperatura (aproximadamente 130 °C) se obtiene:



Esencialmente, el átomo de oxígeno (O) es separado del vapor de agua adicional para oxidar el CO en CO₂. Esta oxidación también provee la energía para continuar con la reacción.

En la segunda fase suceden reacciones de deposición de carbonilla (indeseables):



A altas temperaturas (700–1100 °C), el vapor de agua (H₂O) reacciona con el metano (CH₄) produciendo syngas (gas natural sintético o gas de síntesis). Esta reacción, catalizada por diferentes metales, se conoce desde 1924, y ya en 1931 se instaló la primera planta comercial. El catalizador usado desde entonces consiste en níquel soportado por alúmina, Ni/Al₂O₃. La reacción se produce a una temperatura de unos 900°C, y unos 20 bar de presión. Esta presión no es la adecuada para una conversión máxima del metano, ya que la estequiometría de la

reacción, que transcurre con aumento de volumen molar, nos indica que un aumento de la presión da lugar a una disminución de la conversión de equilibrio.

HIDROCONVERSIÓN

La hidroconversión, es un término utilizado para describir los diferentes procesos, en los que los hidrocarburos reaccionan con el hidrógeno, Incluye:

Hidrotratamiento: para la eliminación de azufre, nitrógeno e impurezas metálicas por la reacción con hidrógeno en presencia de catalizador.

Hidrocraqueo: craqueo catalítico para la producción de productos más ligeros por la reacción con hidrógeno.

Hidrogenación: para transformar aromáticos en naftenos por la reacción con hidrógeno.

HIDROTRATAMIENTO

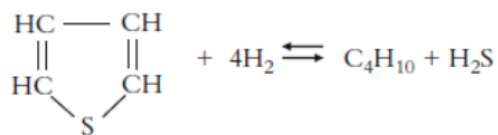
Las unidades de hidrotratamiento son requeridas en la refinería para el tratamiento de corrientes con objeto de eliminar azufre, nitrógeno o metales perjudiciales para los catalizadores. Son necesarias tanto para el control de las especificaciones de los productos, como para la preparación de corrientes que van a ser procesadas (por ejemplo, preparar la nafta para alimentar a las unidades de reformado y FCC).

REACCIONES

Las reacciones de hidrotratamiento son fuertemente exotérmicas y reversible.

1. Desulfuración

- a. Mercaptanos : $RSH + H_2 \rightarrow RH + H_2S$
- b. Sulfuros: $R_2S + 2H_2 \rightarrow 2RH + H_2S$
- c. Disulfuros: $(RS)_2 + 3H_2 \rightarrow 2RH + 2H_2S$
- d. Tiofenos:



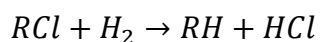
2. Desnitrogenación

- a. Pirrol: $C_4H_4NH + C_4H_{10} + NH_3$
- b. Piridina: $C_5H_5N + 5H_2 \rightarrow C_5H_{12} + NH_3$

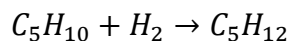
3. Desoxidación

- a. Fenol: $C_6H_5OH + H_2 \rightarrow C_6H_6 + H_2O$
- b. Peróxidos: $C_7H_{13}OOH + 3H_2 \rightarrow C_7H_{16} + 2H_2O$

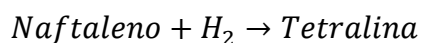
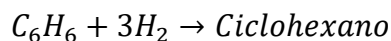
4. Hidrogenación de cloruros



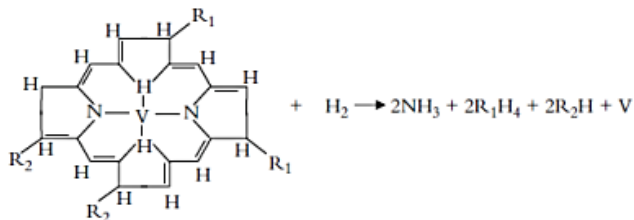
5. Hidrogenación de olefinas



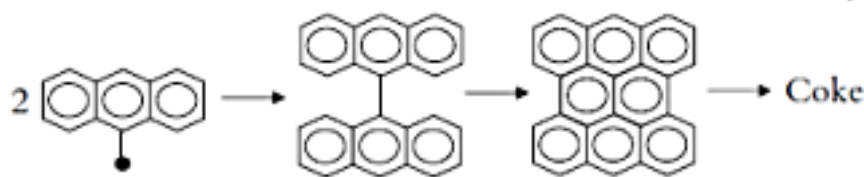
6. Hidrogenación de aromáticos



7. Hidrogenación de compuestos organometálicos y deposición de metales



8. Formación de coque



HIDROCRAQUEO

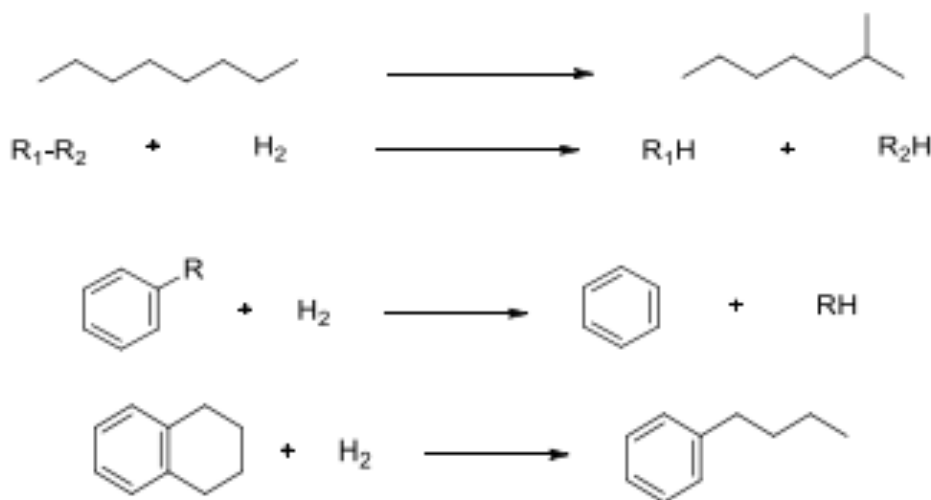
Es el proceso de refinación que utiliza hidrógeno y catalizadores a temperaturas relativamente bajas y alta presión para convertir el material de corriente media y residuos en gasolina de alto octanaje, material de carga para el reformador, combustible para jets y/o combustóleo de alto grado. El proceso utiliza uno o más catalizadores, dependiendo del producto que se desee obtener y puede manejar materias primas con alto contenido de azufre sin que haya que someterlos a un proceso previo de desulfurización[10] .

Es un proceso en dos fases que combina el craqueo catalítico y la hidrogenación, y por medio del cual las fracciones de destilado se descomponen en presencia de hidrógeno y catalizadores especiales dando lugar a productos de más valor. En comparación con el craqueo catalítico, el hidrocraqueo tiene la ventaja de que se procesan cargas con alto contenido de azufre sin desulfuración previa [7] .

REACCIONES

En función de la estrategia fijada para la obtención de productos ligeros y medios, se eligen catalizadores específicos para obtener más o menos conversión a estos productos que resultan del craqueo, pudiendo ser una reacción deseada, en el caso de que sea viable desde el punto de vista económico. Normalmente la conversión oscila en torno a un 30%. El

craqueo en la reacción se incrementa con el aumento de la temperatura de operación. El inconveniente de esta acción es el incremento de la formación de coque que se deposita en el catalizador conduciendo a su desactivación. Además, el craqueo en la reacción también es favorecido con una alta presión parcial de hidrógeno. A continuación, se muestran algunas reacciones características del hidrocraqueo:



6.5 MÉTODO Y/O PROCESOS

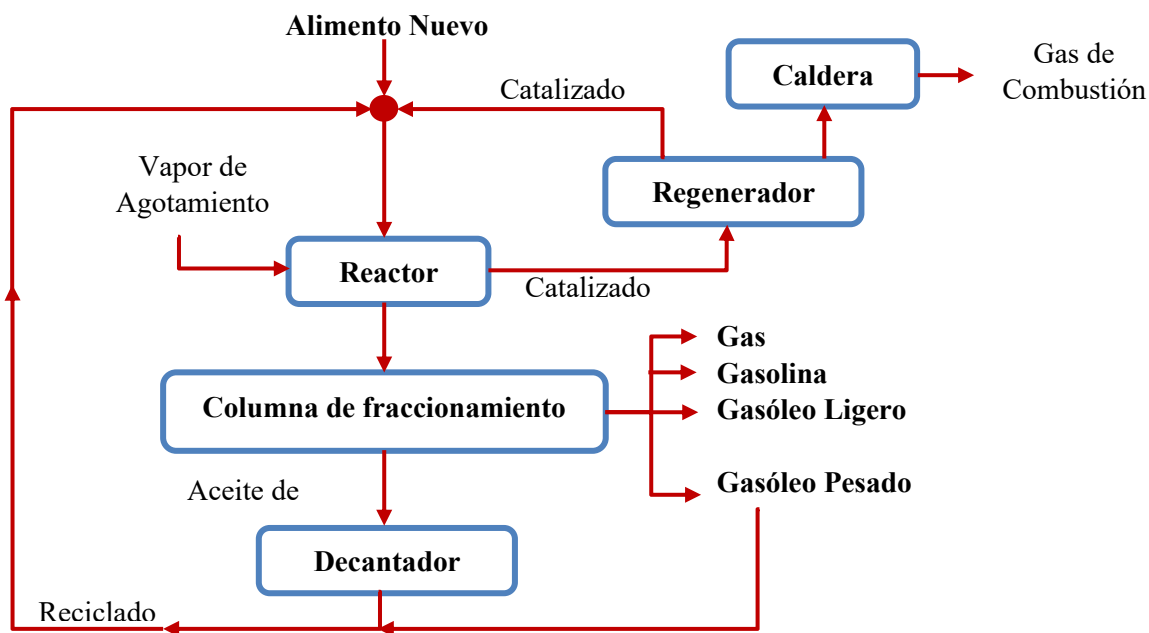
CRAQUEO CATALÍTICO

El método presentado es el de craqueo catalítico de lecho fluidizado (CCF), donde se emplean catalizadores que se comportan como fluido cuando se airean con vapor debido a su forma de partículas muy finas. El catalizador circula continuamente entre la zona de reacción (reactor de lecho fluidizado) y la zona de regeneración, actuando como un vehículo al transferir calor del regenerador al aceite alimentado y al reactor.

Las reacciones empiezan cuando el alimento entra en contacto con el catalizador caliente en la línea ascendente y continua hasta que llegan al reactor donde los vapores se separan del catalizador. Los vapores de hidrocarburos son enviados a una columna de fraccionamiento de crudo para la separación en productos gaseosos y líquidos. En cuanto al catalizador que

abandona el reactor (denominado debilitado) contiene hidrocarburos absorbidos en su superficie, los que se eliminan mediante agotamiento con vapor antes que este llegue al regenerador. A continuación, se presenta un esquema de este proceso **Ilustración 24**:

Ilustración 24. Diagrama de flujo del proceso de craqueo catalítico



Fuente. Gary & Handwerk, 2020 (Refino de petróleo)

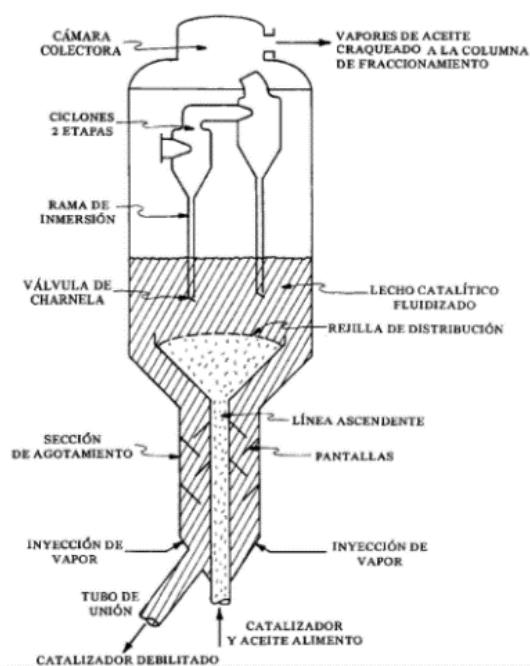


Ilustración 25. Diseño de Reactor de craqueo catalítico de lecho fluidizado
Fuente. Gary & Handwerk, 2020 (Refino de petróleo)

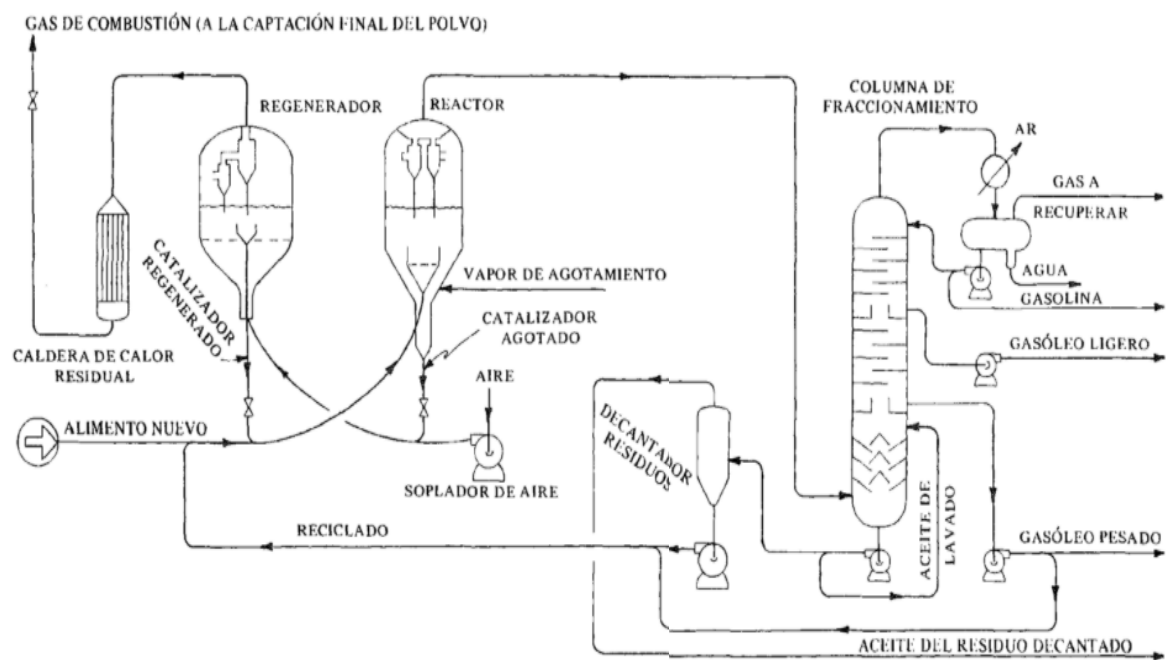


Ilustración 26. Diagrama de equipos del proceso de craqueo catalítico
Fuente. Gary & Handwerk, 2020 (Refino de petróleo)

PROCESO

El producto por procesar, proveniente de los tanques de almacenamiento y establecido en el Ilustración 22 esquema de la como flujo de alimentación, se precalienta en el horno hasta la temperatura adecuada para el proceso de craqueo. En el reactor se ponen en contacto el catalizador a temperaturas altas y el producto precalentado en el horno, produciéndose la reacción de craqueo catalítico. Los gases resultantes de la reacción salen por el tope del reactor hacia la torre fraccionadora, mientras que el catalizador gastado, con el coque y restos de hidrocarburos resultantes de la reacción adheridos a este, fluye por el conducto curvo inferior correspondiente hacia el regenerador, ayudado del aire suministrado por el soplador de aire de elevación.

En el regenerador se restaura la actividad del catalizador gastado mediante la combustión del coque y de los restos de hidrocarburos depositados sobre el mismo en presencia del aire suministrado por el soplador de aire de combustión. El catalizador regenerado, y con una alta temperatura producto de la propia reacción de combustión, fluye de regreso hacia el reactor por el conducto curvo inferior correspondiente. En la torre fraccionadora se elimina el exceso de calor del producto resultante que proviene del tope del reactor mediante la recirculación de cuatro fracciones de los productos resultantes del craqueo. Finalmente, los productos del craqueo pasan de la torre fraccionadora hacia el compresor de gas húmedo, que los comprime e impulsa hacia la unidad recolectora, donde se separarán en productos finales ligeros.

VARIABLES DEL PROCESO

Las principales variables que afectan a la conversión y distribución de los productos son la temperatura de craqueo, la razón catalizadora/aceite, la velocidad de espacial, el tipo y actividad del catalizador y la razón de reciclado. Para comprender de mejor manera el proceso se definen los términos mencionados.

$$\text{Razón Catalizador/aceite} = C/A = \text{lb de catalizador/lb de alimento}$$

$$\text{Conversión} = 100 \left(\frac{\text{volumen de alimento} - \text{volumen reciclado}}{\text{volumen de alimento}} \right)$$

La cantidad de volumen reciclado es la parte del efluente del craqueado catalítico que no se convierte en nafta y otros productos ligeros (estas hierven por encima de 220°C generalmente).

$$\text{Eficiencia} = \frac{\% \text{ gasolina}}{\% \text{ conversión}} * 100$$

$$\text{Razón de reciclado} = \text{Volumen reciclado/volumen de alimento nuevo}$$

La selectividad se da en razón al rendimiento de los productos deseados con el rendimiento de los no deseados (coque y gas).

Velocidad espacial. Al tratarse de un reactor de lecho fluidizado la velocidad espacial se dará en base a su masa (VEHM) debido a la dificultad para determinar el volumen de este (VEHL), el peso del catalizador se determina mediante el tiempo de residencia y la razón C/A.

$$VHLM = \text{lb alimento/lb de catalizador} * \text{hora} = 1/(t * C/A)$$

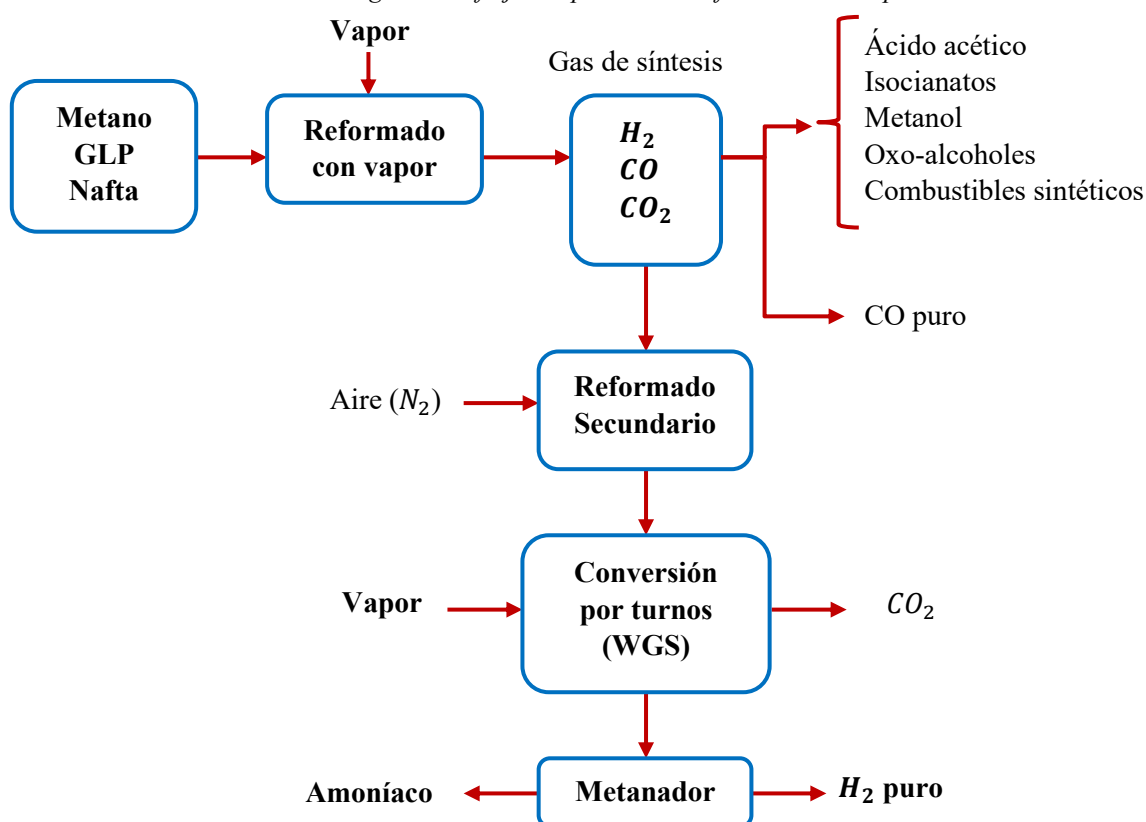
En muchas de las unidades de CCF la conversión y capacidad están también limitadas por la combustión de coque del regenerador, limitación que puede darse por las limitaciones de compresión de aire o por las temperaturas después de la combustión de los ciclones del regenerador.

REFORMADO CON VAPOR

Las tecnologías de producción de H_2 a partir de combustibles fósiles son básicamente dos: reformado con vapor y oxidación parcial, las cuales dependiendo de la materia prima usada se las puede conocer como Gasificación. Cuando se usa materias primas ligeras (bajo peso molecular), como metano, etano, GLP y naftas se usa el reformado con vapor. En cambio, si la materia prima es pesada o de composición incierta, se aplica la oxidación parcial, como con las naftas, residuos de refinerías, asfaltos, fuel-oil, carbón y biomasa.

La materia mayormente usada es el gas natural, una mezcla de hidrocarburos ligeros, predominando en su composición el metano llegando hasta el 90% dependiendo del yacimiento. A continuación, se presenta un esquema general del proceso de reformado con vapor, siendo una de las tecnologías dominantes a nivel mundial.

Ilustración 27. Diagrama de flujo del proceso de reformado con vapor de metano

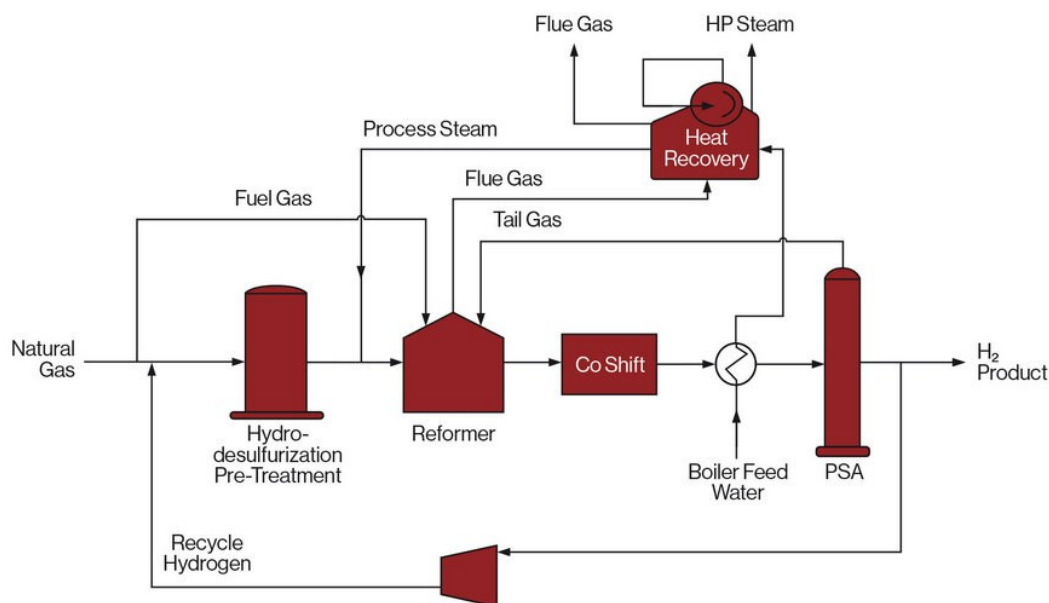


Fuente. Pérez Moreno, 2012 <https://zaguan.unizar.es/record/7073/files/TESIS-2012-046.pdf>

PROCESO

En el proceso de reformado con vapor, un hidrocarburo desulfurado (gas natural, efluente gaseoso de la refinería, gas licuado de petróleo o nafta), materia prima, es sometida previamente a un tratamiento térmico y mezclado con vapor. Opcionalmente, se puede reformar previamente antes de pasar por un catalizador en un reformador a vapor exclusivo con quemadores en la parte superior, para producir hidrógeno, monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). El CO, mediante desplazamiento por vapor se convierte en hidrógeno y CO₂ adicional. Luego el hidrógeno es separado usando la adsorción por oscilación de presión [7].

Ilustración 10. Diagrama de equipos del proceso de reformado con vapor de metano



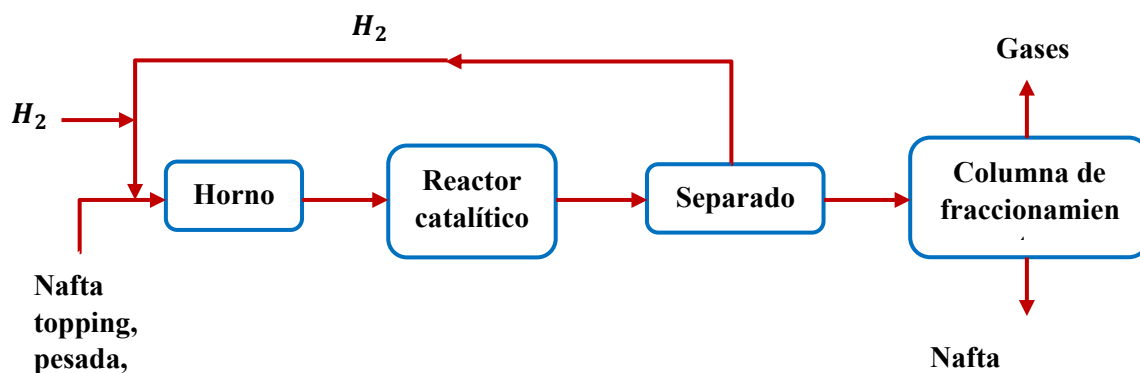
Fuente. Air Liquide, 2019 <https://www.engineering-airliquide.com/es/produccion-hidrogeno-por-reformado-metano-con-vapor>

HIDROCONVERSIÓN

La Hidroconversión es el término usado a los procesos en los que los hidrocarburos reaccionan con el hidrógeno, en los que se incluyen el hidrotratamiento, hidrocrackeo e hidrogenación.

En el proceso de hidrotratamiento se pretende la eliminación de azufre, nitrógeno u otras impurezas metálicas, para la preparación de materias primas para su posterior procesamiento, este proceso ocurre en reactores catalíticos donde los compuestos organometálicos se hidrogenan y descomponen; los metales se fijan en los poros del catalizador, el cual puede ser un matiz de alúmina porosa impregnada de mezclas de Cobalto, Níquel, Molibdeno y Tungsteno . A continuación, se presenta un esquema de este proceso:

Ilustración 28. Diagrama de flujo del proceso de hidrotratamiento



Fuente. <http://gustato.com/petroleo/hidrotratamiento.html>

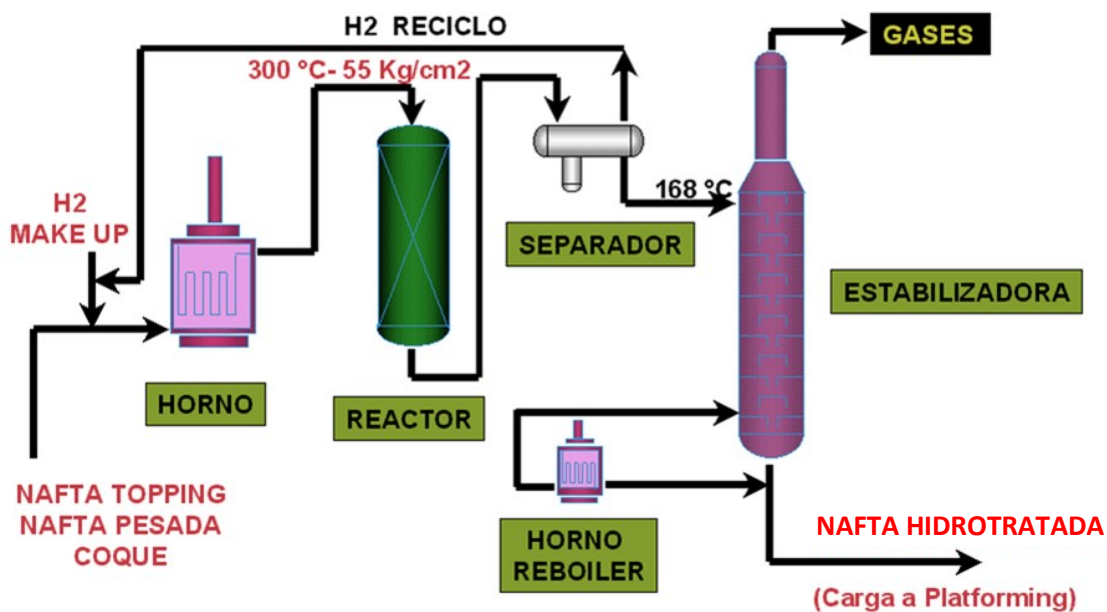


Ilustración 29. Diagrama de equipos del proceso de hidrotratamiento

Fuente. <http://gustato.com/petroleo/hidrotratamiento.html>

La corriente líquida de salida del reactor se lleva a una columna de fraccionamiento para la separación de los productos. Se debe mantener una cierta presión parcial de hidrógeno en el reactor por medio del reciclo de hidrógeno no reaccionado y añadiendo hidrógeno para compensar el consumo.

El proceso del hidro craqueo es una hidrogenación catalítica donde materias primas de alto peso molecular se transforman e hidrogenan en productos de menos peso molecular. El catalizador que se usa en este proceso es bifuncional, tiene una parte ácida que favorece el rompimiento de molecular (craqueo) y una parte metálica que ayuda a la hidrogenación, entre estos pueden usarse zeolitas cristalinas y óxidos amorfos con metales nobles como paladio y platino, o sulfuros de metales nobles como Molibdeno, Tungsteno, Cobalto y Níquel.

La hidrogenación elimina las impurezas como azufre, nitrógeno y metales de la alimentación. El craqueo rompe los enlaces permitiendo que los productos insaturados que resultan se hidrogenen en compuestos más estables. Este procedimiento usa cargas de Gasóleo de vacío (VGO) principalmente, también es usado para producir destilados de bajo contenido de azufre como el queroseno y diésel, pero se puede utilizar variedad de materias primas que influenciaran en los productos finales.

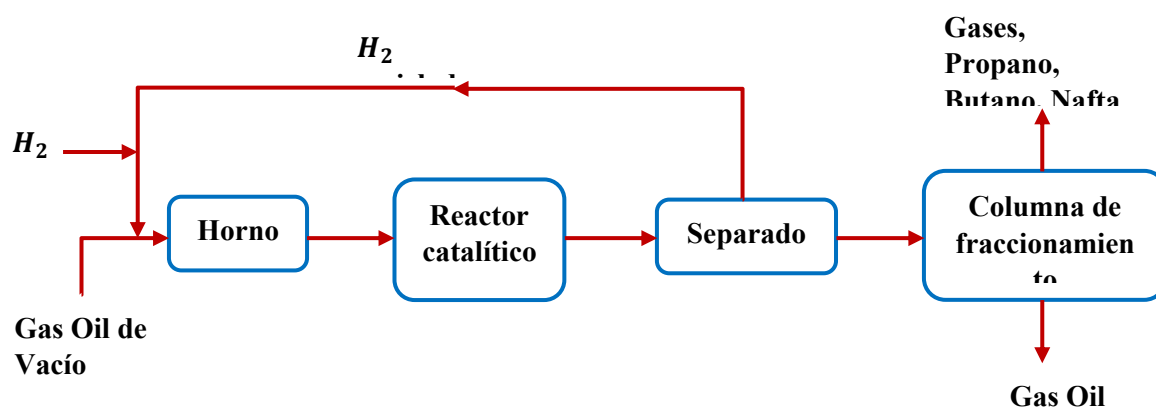


Ilustración 30. Diagrama de flujo del proceso de hidro craqueo
Fuente. <http://gustato.com/petroleo/hidrotratamiento.html>

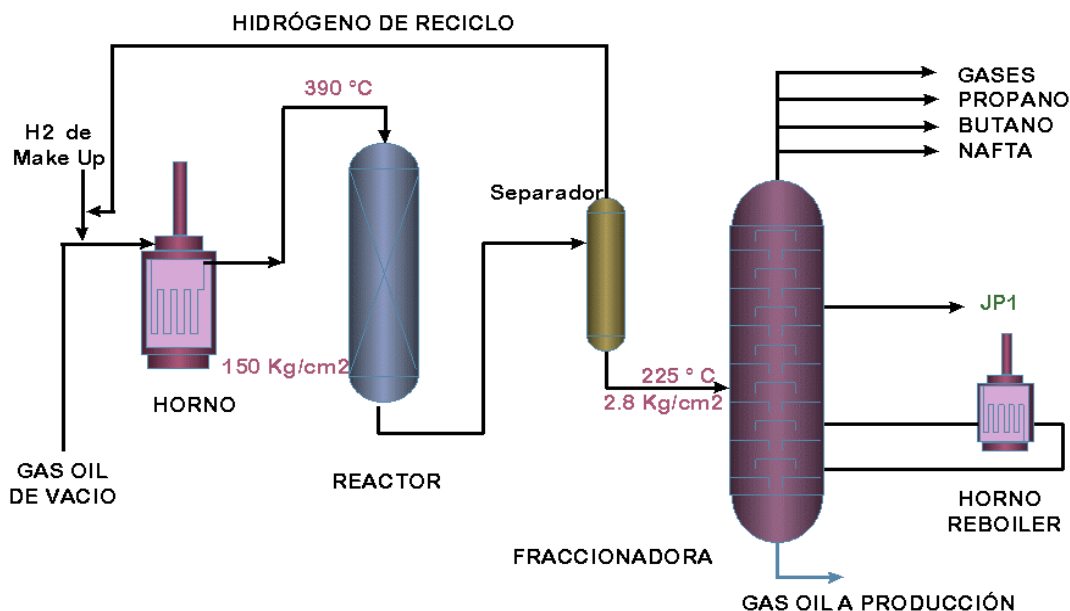


Ilustración 31. Diagrama de equipos del proceso de hidrocrackeo
Fuente. <http://gustato.com/petroleo/hidrotratamiento.html>

PROCESO

En el proceso, la carga de productos aromáticos pesados se convierte en productos más ligeros, a presiones que varían entre 80 y 130 atm y temperaturas en un rango de 290 a 400°C, dependiendo de las características particulares del proceso. Cuando la carga tiene un alto contenido parafínico, el hidrógeno impide la formación de HAP, reduce la formación de alquitrán y previene la acumulación de coque en el catalizador. El hidrocrackeo produce cantidades relativamente grandes de isobutano para cargas de alquilación, así como isomerización para control del punto de goteo, y del punto de humo, dos características importantes en el combustible de alta calidad para aviones a reacción.

En la primera fase, la carga se mezcla con hidrógeno reciclado, se calienta y envía al reactor primario, donde gran parte de ella se convierte en destilados intermedios. Los compuestos de azufre y nitrógeno se convierten en ácido sulfhídrico y amoníaco en el reactor de la fase

primaria por medio de un catalizador. El residuo se calienta y se envía a un separador de alta presión, donde se extraen y reciclan los gases ricos en hidrógeno. Los restantes hidrocarburos se rectifican o purifican para extraer el ácido sulfhídrico, el amoníaco y los gases ligeros, que se recogen en un acumulador, donde la gasolina se separa del gas ácido.

Los hidrocarburos líquidos rectificados procedentes del reactor primario se mezclan con hidrógeno y se envían al reactor de la segunda fase, donde se descomponen en gasolina de alta calidad, combustible para aviones de reacción y materiales de destilación para mezclas. Tales productos pasan por una serie de separadores de alta y baja presión para extraer de ellos los gases, los cuales se rectifican, y las naftas ligeras producidas en la unidad de hidrocrackeo se utilizan para mezclas de gasolina mientras que las naftas pesadas se reciclan o se envían a una unidad de reforma catalítica [4], [7].

APLICACIONES

CRAQUEO CATALÍTICO

Se usa en las refinerías para hacer moléculas de un tamaño más pequeño. Ruptura de cadenas de átomos de carbono

Se usa en las refinerías para hacer moléculas de un tamaño más pequeño. Ruptura de cadenas de átomos de carbono

El craqueo catalítico se emplea ampliamente para transformar los hidrocarburos de cadena larga en gasolina de valor industrial; este proceso se utiliza con menos frecuencia en las refinerías caracterizadas por una gran demanda de gasóleo.

Su función principal es transformar, mediante reacciones de craqueo catalítico, un producto de alta masa molecular en otros de menor masa y puede decirse que es la base del refinado moderno.

Las refinerías de petróleo utilizan el craqueo catalítico fluido para corregir el desequilibrio entre la demanda del mercado de la gasolina y el exceso de productos pesados de alto rango de ebullición resultante de la destilación del crudo. Hay unidades de craqueo catalítico fluido en unas 400 refinerías de todo el mundo y se considera que estas unidades son uno de los logros más importantes del mundo.

Otras aplicaciones del craqueo catalítico son:

Modificar las características del asfalto utilizando el catalizador regenerado de la unidad FCC de las refinerías en Esmeraldas.

Estimación del estado de una unidad de craqueo catalítico fluido con un filtro Kalman desaromatizado.

En la preparación de conglomerantes hidráulicos.

Reciclado de polímeros mediante craqueo catalítico donde se emplean reactores convencionales de craqueo catalítico en lecho fluidizado.

REFORMADO CON VAPOR

El reformado con vapor de los hidrocarburos, principalmente del gas natural, es el proceso más importante y económico para producir hidrógeno y/o mezclas de hidrógeno y monóxido de carbono, no sólo para la síntesis de amoníaco sino también para diversos procesos

químicos y petroquímicos. Balthasar estimó en 1984 que el 76% del hidrógeno producido en todo el mundo procede del reformado primario y secundario del gas natural [7].

La industria del amoníaco demanda la mayor parte de la producción de hidrógeno y es, por tanto, el mayor consumidor del proceso de reformado con vapor. El hidrocrackeo y la hidrodesulfuración ocupan el segundo lugar en el consumo de hidrógeno, sólo por detrás de la síntesis de amoníaco.

El hidrocrackeo es uno de los principales procesos para obtener productos ligeros a partir de aceites pesados y uno de los desarrollos más importantes de la industria del refinado de petróleo en los últimos años, mientras que la hidrodesulfuración también está en constante desarrollo, debido a las normativas medioambientales cada vez más estrictas sobre el contenido de azufre de los combustibles.

En la industria petroquímica, el reformado al vapor del gas natural se utiliza para:

La producción de metanol: el metanol puede utilizarse como fuente de energía, como sustituto de la gasolina o como alimento para producir gasolina sintética.

En la oxosíntesis, el oxo-gas ($\text{CO} + \text{H}_2$) se utiliza en la hidroformilación de olefinas para sintetizar aldehídos y alcoholes.

El proceso FischerTropsch produce hidrocarburos a partir del gas de síntesis obtenido mediante el reformado con vapor o la oxidación parcial del carbono.

Otra aplicación importante del reformado al vapor del gas natural principalmente metano, es la preparación de gas reductor para la reducción directa del hierro, primer paso en la conversión del mineral de hierro bruto en acero. El hidrógeno también es un combustible y

los productos combustibles a base de hidrógeno están ganando posición en diferentes áreas de aplicación.

En un estudio realizado en 1987 sobre las oportunidades y los retos de la industria del hidrógeno en Canadá, se preveía que el reformado de metano por vapor dominaría la producción de hidrógeno en las próximas tres décadas, que sería importante durante al menos otros cincuenta años y que tendería a fijar el precio de referencia del hidrógeno.

HIDROCONVERSIÓN

La hidroconversión ayuda a explotar estos restos produciendo combustibles limpios y materias primas petroquímicas. Varios procesos catalíticos eliminan los heteroátomos, como el azufre o el nitrógeno, y convierten las grandes moléculas de carbono-agua en moléculas más pequeñas. La hidroconversión garantiza un procesamiento del petróleo casi 100% limpio y sin residuos .

Una de las aplicaciones es el empleo del proceso de hidroconversión para aceites y residuos pesados y extrapesados, que comprende la alimentación de una carga de alimentación pesada que contiene al menos un metal de carga de alimentación seleccionado del grupo que consiste en vanadio y níquel, una emulsión catalizadora preparada que contiene al menos un metal de los grupos 8-10 y al menos un metal del grupo 6, hidrógeno y un aditivo orgánico a una zona de hidroconversión en condiciones de hidroconversión para producir un producto de hidrocarburo de mejor calidad y un material carbonoso sólido[20].

Otras de las aplicaciones de la hidroconversión que se han desarrollado en los últimos años son:

Un residuo mineral industrial como catalizador en la hidroconversión de dibenciléter y de un carbón subbituminoso.

Hidroconversión de n-decano sobre CuCo/haloisita donde se evalúa la potencialidad de este sistema como catalizadores en la reacción de hidroconversión de n-decano, donde el sistema CuCo posee propiedades redox promisorias; asimismo, se utiliza la mineral haloisita (Ha) como soporte catalítico para proveer las propiedades texturales y ácidas requeridas en esta reacción.

Estudio cinético de la hidroconversión de aceite de *Jatropha curcas* L. sobre catalizadores Pt-Pd/ Al_2O_3 – USY para la producción de biocombustibles.

.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. Mosquera and J. Simbaña, "Análisis de las Exportaciones e Importaciones de Derivados," Guayaquil.
- [2] T. Rodriguez, "Produccion De Gas Licuado De Petroleo En Ecuador," Guayaquil, 2018.
- [3] L. H. Portillo Riascos, "LOS MODELOS DE EXPLOTACIÓN PETROLERA DE ECUADOR Y DE COLOMBIA: UN ANÁLISIS DESDE EL EXTRACTIVISMO Y EL NEOEXTRACTIVISMO (SEGUNDA PARTE)," *Tendencias*, vol. 16, no. 2, pp. 13–35, Sep. 2015, doi: 10.22267/RTEND.151602.19.
- [4] A. Vázquez, *Análisis Tecnológicos Y Prospectivos Sectoriales - Petroquímica Y Plásticos*. 2016.
- [5] A. Peñaherrera, "Evolución del precio del petróleo del Ecuador en el periodo 2007 - 2014 y su incidencia en la economía.," <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/9304>.
- [6] S. Peña and A. Aviles, *Análisis de Rendimiento y Costo de los Combustibles Ecopaís y Super*, vol. 3, no. 10.1. 2018. doi: 10.33890/innova.v3.n10.1.2018.899.
- [7] R. D. E. L. Petroleo, P. Marcel, and C. Ganteaume, "Refinacion del petroleo." pp. 1–16, 1953.
- [8] J. Hormaeche, A. Perez, and F. Txetxu, *El petróleo y la energía en la economía*. 2018. [Online]. Available: https://www.mendeley.com/catalogue/505fec73-4011-3389-a260-a7a85cc50f41/?utm_source=desktop&utm_medium=1.19.4&utm_campaign=open_catalog&userDocumentId=%7B62a63f8b-72f0-4a3e-aa62-8d009abe9d36%7D
- [9] S. Peña and E. Zambrano, *Biocombustibles. Aprovechamiento de la Biomasa*. Savez editorial, 2021.
- [10] S. E. Peña and A. Aviles, *Manual de Laboratorio de Petróleo*. Ecuador: Compas, 2017.
- [11] V. Peraza-Gómez, "Instituto politecnico nacional," *Cienc Mar*, vol. 49 Suppl 1, p. 104, 2005, doi: Tesis de Ingenieria Civil.
- [12] S. Peña, E. Zambrano, S. Fajardo, J. Paez, and C. Muñoz, *EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE LOS COMBUSTIBLES EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL*. Compas, 2020.
- [13] F. García and P. Garcés, "La Industrialización del Petróleo en América Latina y el Caribe," *OLADE*, 2013, [Online]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0312.pdf>
- [14] CEPAL, "Economic Survey of Latin America and the Caribbean ," *Challenges in boosting the investment cycle to reinvigorate growth*, 2015, [Online]. Available: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38715/111/S1500732_en.pdf
- [15] B. C. del Ecuador, "Boletín Analítico del Sector Petrolero. Resultados al Segundo Trimestre 2022." 2022. [Online]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202202.pdf>

- [16] F. Merino, "Biodegradación de crudos de petróleo en terrarios," 2002.
- [17] J. Petersen *et al.*, *Ensayos para un modelo de desarrollo sostenible*. 2019. doi: 10.2307/j.ctvt6rm3d.
- [18] M. Á. Caldeón Morales, "Universidad de guayaquil," 2015.
- [19] S. Perez, I. Silva, G. Penueña, and S. Cardona, "Evaluación De Biocombustibles E Hidrocarburos Del Petróleo (Gasolina Y Diesel) En Un Suelo: Proceso De Transporte Y Biorremediación," *Revista EIA*, vol. 12, no. 1, pp. 21–46, 2015, doi: 10.24050/reia.v1i1.704.
- [20] Petroecuador EP, *El Petróleo en el Ecuador La Nueva Era*. 2016.
- [21] M. Humberto and C. Guerrero, "ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA CENTROAMÉRICA DESDE COLOMBIA," 2016.
- [22] G. Fontaine, FLACSO (Organization). Sede Ecuador., and PETROECUADOR (Organization), *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. FLACSO, Sede Académica de Ecuador, 2003.
- [23] M. Luzuriaga, "INVERSIONES CHINAS EN ECUADOR : Andes Petroleum y los Bloques 79 Y 83," *Cdes, Dar*, 2017.
- [24] D. F. M. Ormaza, "Análisis Y Propuesta De Intervención De Riesgos Psicosociales De La Empresa Repsol Ecuador S.A. En El Año 2020," p. 6, 2021.
- [25] G. A. Herrera, "Petróleo y gas en América Latina. Un análisis político y de relaciones internacionales a partir de la política venezolana Resumen: XXXXX Contenido."
- [26] G. Fontaine, FLACSO (Organization). Sede Ecuador., and PETROECUADOR (Organization), *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. FLACSO, Sede Académica de Ecuador, 2003.
- [27] A. García Fernández and F. Caballero Escalante, "Pandemia, petróleo e implicaciones para América Latina," https://www.celag.org/pandemia-petroleo-e-implicaciones-para-america-latina/#_ftn3.
- [28] Statista Research Department, "La industria del petróleo en Latinoamérica- Datos estadísticos," <https://es.statista.com/temas/9738/el-petroleo-en-america-latina/#topicOverview>.
- [29] A. Brewer-Carías, *LA "ESTATIZACIÓN" PETROLERA EN 2006-2007 CON LA TERMINACIÓN UNILATERAL Y ANTICIPADA DE LOS CONTRATOS OPERATIVOS Y DE ASOCIACIÓN RESPECTO DE LAS ACTIVIDADES PRIMARIAS DE HIDROCARBUROS*. Venezuela, 2007, pp. 1–44.
- [30] E. Serrani, "AMÉRICA LATINA Y SU POLÍTICA PETROLERA FRENTE A LAS ÚLTIMAS TENDENCIAS INTERNACIONALES. PERSPECTIVAS REGIONALES A PARTIR DEL ANÁLISIS DE BRASIL Y ARGENTINA," 2013. [Online]. Available: www.iea.org/
- [31] J. J. PALACIOS VEGA, W. CHOTA MACUYAMA, R. ZÁRATE GÓMEZ, and P. E. PEREZ PEÑA, "ANÁLISIS ESPACIAL DE LA DEFORESTACIÓN POR ACTIVIDAD PETROLERA EN EL LOTE 192,

LORETO, PERÚ,” *Folia Amazónica*, vol. 28, no. 2, pp. 147–160, Sep. 2020, doi: 10.24841/fa.v28i2.501.

- [32] S. Peña, E. Zambrano, S. Fajardo, J. Paez, and C. Muñoz, *EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE LOS COMBUSTIBLES EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL*. GUAYAQUIL: Compas, 2020.
- [33] L. Nataly, B. Torres, J. Cesar, and C. Ladino, “Explotación de los Recursos Naturales y la Devastación Ambiental en América Latina,” 2022.
- [34] R. Meyers, “Handbook of Petrochemicals Production Processes.” 2005.
- [35] A. Romero, M. Analí, and V. Colina, “ECONOMÍA POLÍTICA DEL PETRÓLEO* POLITICAL ECONOMY OF OIL ECONOMIA POLÍTICA DO PETRÓLEO ÉCONOMIE POLITIQUE DU PÉTROLE,” 2018.
- [36] F. García and P. Garcés, “La Industrialización del Petróleo en América Latina y el Caribe,” *OLADE (Organización Latinoamericana de Energía)*, vol. 1, 2013, [Online]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0312.pdf>
- [37] J. Ziritt, “El petróleo en cifras,” 2013. [Online]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00065.pdf>
- [38] A. Arroyo and F. Cossio, “Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe,” 2015. [Online]. Available: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/39706-impacto-fiscal-la-volatilidad-precio-petroleo-america-latina-caribe-estudio>
- [39] A. Arroyo and F. Cossío, “Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe,” *CEPAL*, 2015, [Online]. Available: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/39706-impacto-fiscal-la-volatilidad-precio-petroleo-america-latina-caribe-estudio>
- [40] BCE, “Boletín Analítico del Sector Petrolero. Resultados al II trimestre 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202202.pdf>
- [41] Petrobras, “Informe Corporativo 2021-2022,” 2022. [Online]. Available: <https://petrobras.com.br/data/files/8E/85/8A/6B/FAE138101339FF28E9E99EA8/Informe%20Corporativo%202021-2022.pdf>
- [42] L. D. Macas Pallo, “POLÍTICAS EN GESTIÓN ENERGÉTICA PARA INCENTIVAR EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR.,” 2015.
- [43] J. B. Hess, “Petroleo y cuidado : Evaluando y controlando la salud y vulnerabilidad para el petroleo,” *Am J Public Health*, pp. 1568–1579, 2011.
- [44] R. Sánchez, “El desarrollo de la industria petrolera en América Latina,” *Rev Mex Sociol*, vol. 60, no. 3, p. 0, 1998, [Online]. Available: <https://www.jstor.org/stable/3541321>
- [45] L. Viscidi and R. Espinasa, “Latin American Crude Oil Exports,” *The Dialogue Leadership for the Americas*, 2015.

- [46] E. Bravo, "LOS IMPACTOS DE LA EXPLOTACION PETROLERA EN ECOSISTEMAS TROPICALES Y LA BIODIVERSIDAD," 2007.
- [47] C. Vásquez, "La exploración y explotación de los hidrocarburos y su impacto ambiental en el marco de los derechos de la naturaleza establecidos en la Constitución del Ecuador del 2008"," Quito, Jan. 2015. Accessed: Jan. 14, 2023. [Online]. Available: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5356/1/T-UCE-0013-Ab-336.pdf>
- [48] Flores Chavez Gretty, "EL SECTOR PETROLERO DEL ECUADOR, PRODUCCIÓN, PRECIOS Y EXPORTACIONES PERIODO 2010 - 2012," 2015.
- [49] PDVSA, "Exploración," 2018. Accessed: Jan. 14, 2023. [Online]. Available: <http://sitioey.pdvs.com/images/pdf/cuadernos/Exploracion.pdf>
- [50] J.-P. Favennec, "Petroleum Refining: Refinery Operation and Management," 2001.
- [51] J. H. Gary, *Petroleum Refining: Technology and Economics*, 5th ed. Boca Raton FL: Taylor y Fracis Group, 2007.
- [52] A. Lopez, "El Precio del Petróleo con Tendencia a la Baja y su Incidencia en la Economía Ecuatoriana 2013-2016.," <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/34279>.
- [53] V. Mosquera and J. Simbaña, "Análisis de las Exportaciones e Importaciones de Derivados," Guayaquil.
- [54] C. D. E. Economía *et al.*, *UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL Tutor* : 2019.
- [55] S. Ileana, S. Cisneros, I. Stephanie, and C. Medranda, *UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL*. 2020.
- [56] "Subsidios a los hidrocarburos en Ecuador," no. 11, pp. 92–99, 2017.
- [57] S. Ortuño, *El mundo del petróleo*, 1st ed. Fondo de Cultura Económica de México, 2012. [Online]. Available: https://books.google.com.ec/books/about/El_mundo_del_petróleo.html?id=5RLn2k91NaoC&redir_esc=y
- [58] I. V Trimestre, "REPORTE DEL SECTOR," 2020.
- [59] A. Uquillas and C. Gonzales, "Determinantes macro y microeconómicos para pruebas de tensión de riesgo de crédito: un estudio comparativo entre Ecuador y Colombia basado en la tasa de morosidad," Quito, 2017.
- [60] C. Bäckström, "Evolución y tendencias del rentismo petrolero en el Ecuador 2001-2010.," *Papeles de Europa*, vol. 26, no. 2, Feb. 2014, doi: 10.5209/rev_pade.2013.v26.n2.44182.
- [61] L. Palacios, "América Latina: ¿más petrolera?," *Medley Global Advisors*, vol. 1, 2012, [Online]. Available: <http://virtual.iesa.edu.ve/servicios/wordpress/wp-content/uploads/2013/10/02-12luisapalacios.pdf>
- [62] Banco Mundial, "Rentas del petróleo (% del PIB)," 2023. [Online]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS>

- [63] F. Monaldi, "La Economía Política del Petróleo y el Gas en América Latina," 2010. [Online]. Available: <http://www.plataformademocratica.org/Archivos/La%20Economia%20Politica%20Del%20Petroleo%20y%20El%20Gas%20En%20America%20Latina.pdf>
- [64] F. Posso, "ENERGIA Y AMBIENTE: PASADO, PRESENTE Y FUTURO Parte Uno: Sistema Energético Basado en Fuentes Fósiles," *Revista Redalyc.org*, vol. 5, no. 2, pp. 197–228, 2000.
- [65] D. Fernández Betancurt, "ENERGÍAS ALTERNATIVAS," *Dialnet.com*, vol. 3, no. 2, pp. 1–22, 2005.
- [66] S. Salaet, "AGOTAMIENTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES DE CO₂: ALGUNOS POSIBLES ESCENARIOS FUTUROS DE EMISIONES," *Revista Redalyc.org*, vol. 19, no. 1, pp. 1–19, 2010.
- [67] L. Ferrari, "Energías fósiles: diagnóstico, perspectivas e implicaciones económicas," *Revista Redalyc.org*, vol. 59, no. 2, pp. 36–43, 2013.
- [68] O. Araújo, "¿Cómo va la transición de los combustibles fósiles y cómo se desarrollará el futuro con bajas emisiones de carbono?," *Revista Springer Link*, vol. 3, no. 2, pp. 1–4, 2021.
- [69] A. Mánberger, "El uso reducido de combustibles fósiles puede reducir el suministro de recursos críticos," *Revista Springer Link*, vol. 1, no. 6, 2021.
- [70] Petroecuador, "El petróleo en el Ecuador, la nueva era petrolera," Jun. 2013.
- [71] V. Mosquera Medina and J. Simbaña Cajo, "Análisis de las Exportaciones e Importaciones de Derivados de Petróleo y su Incidencia en la Balanza Comercial del Ecuador. Periodo 2010-2017.," Universidad de Guayaquil, Guayaquil, 2019.
- [72] S. Peña and E. Zambrano, *Bioremediación de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo*, vol. 1, no. 5. 2022. doi: 10.22490/24629448.351.
- [73] S. Peña and E. Zambrano, *Biocombustibles. Aprovechamiento de la Biomasa.*, 1era edici. Guayas: Savez editorial, 2021.

ColloQUIUM

Editorial - Centro de Formación

ISBN: 978-9942-600-63-9



9 789942 600639