

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estudio sobre las industrias que producen mayores emisiones de CO₂ y el potencial de almacenamiento Geológico o EOR en la Amazonía Ecuatoriana.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Bryan Manuel Guevara Vinza

Jean Carlos Orozco Vidal

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto es dedicado a toda mi familia, a mis padres Margoth y Rodrigo, una gratitud eterna por su esfuerzo de darme la educación e inculcarme el valor del estudio, respeto y perseverancia. A mis hermanos, por ser siempre un ejemplo a seguir, y darme los consejos necesarios para culminar esta etapa académica y profesional. A mis sobrinos Samanta y Samuelito, unos niños hermosos y risueños; quienes a pesar de su corta edad; han compartido conmigo muchos momentos inolvidables y me han enseñado grandes lecciones de vida.

Bryan Guevara

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mis padres (Rene Orozco y Plácida Vidal), quienes supieron darme su apoyo, amor y paciencia durante todo este proceso de estudio y han estado a mi lado durante todo este proceso, también quiero agradecerle a mi hermana Yuleisy Orozco, por brindarme su apoyo cuando los momentos institucionales se hacían muy difíciles y ser un ejemplo para poder seguir adelante, y a mi perrito Cody. Por último, quiero agradecer a todos los amigos que estuvieron ahí para guiarme y enseñarme y darme alegrías cuando había momentos duros en esta etapa estudiantil. Desde el fondo de mi corazón muchas gracias.

Carlos Orozco

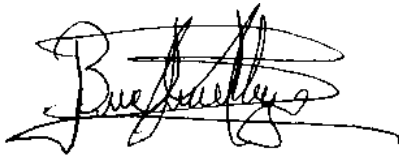
AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos, primeramente a Dios por darnos la salud y sabiduría para poder llevar a cabo este proyecto. A los tutores: Jorge Lliguizaca, Danilo Arcentales, Freddy Carrión y Andrés Guzmán, por habernos guiado en este proceso académico y habernos ofrecido su tiempo, conocimiento y paciencia.

.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Bryan Manuel Guevara Vinza* y *Jean Carlos Orozco Vidal* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Bryan Manuel
Guevara Vinza



Jean Carlos Orozco
Vidal

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**FERNANDO
JAVIER SAGNAY
SARES**

Fernando Javier Sagñay Sares

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**JORGE RODRIGO
LLIGUIZACA
DAVILA**

Jorge Rodrigo Lliguizaca Davila

PROFESOR TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**FREDDY PAUL
CARRION
MALDONADO**

Freddy Paul Carrión Maldonado

PROFESOR TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Las industrias energéticas y petroleras establecidas en la amazonia ecuatoriano han aumentado en los últimos años, debido al crecimiento poblacional; liberando grandes cantidades de CO₂ a la atmosfera y contribuyendo al calentamiento global; por tal motivo se plantea evaluar la factibilidad técnica para la aplicación de un proyecto CCUS, a partir de delimitar las fuentes estacionarias emisoras de CO₂, interpretar la cantidad de CO₂ emitidas por las mismas y comparar las propiedades de roca-fluido de las formaciones optimas con un criterio de selección. En el primer capítulo se abordó los principales fundamentos teóricos relacionados a la tecnología CCUS, mientras que en el capítulo dos se estructuró una metodología cuantitativa que inició recopilando información de datos pertenecientes a organismos gubernamentales; datos usados para el cálculo de las emisiones de CO₂, mapeo de fuentes estacionarias y sumideros para el almacenamiento geológico mediante la metodología IPCC-2006 y la herramienta digital ArcGis respectivamente; además, para el análisis comparativo, se empleó un código realizado con el lenguaje de programación Python, y finalmente se estimó la capacidad de almacenamiento geológico con la ecuación de Bachu. Entre los resultados se obtuvo que las fuentes de mayor potencial de emisiones de CO₂ son la refinería Shushufindi y las centrales térmicas con 187,33 y 397,17 kilotoneladas respectivamente, mientras que la formación “Hollin Superior”; perteneciente al campo Sacha; tiene la mayor capacidad de almacenamiento con 57,47 megatoneladas. Existe un gran potencial para aplicar EOR-CO₂ mediante la tecnología CCUS y evitar que 584,87 kilotoneladas de CO₂ sean liberadas a la atmosfera.

Palabras Clave: CCUS, Almacenamiento geológico, EOR-CO₂, Emisiones de CO₂, Calentamiento global.

ABSTRACT

The energy and oil industries established in the Ecuadorian Amazon have increased in recent years, due to population growth; releasing large amounts of CO₂ into the atmosphere and contributing to global warming; For this reason, it is proposed to evaluate the technical feasibility for the application of a CCUS project, based on delimiting the stationary CO₂ emitting sources, interpreting the amount of CO₂ emitted by them and comparing the rock-fluid properties of the optimal formations with a selection criterion. In the first chapter, the main theoretical foundations related to CCUS technology were addressed, while in chapter two a quantitative methodology was structured that began by collecting information from data belonging to government agencies; data used for the calculation of CO₂ emissions, mapping of stationary sources and sinks for geological storage using the IPCC-2006 methodology and the ArcGis digital tool, respectively; In addition, for the comparative analysis, a code made with the Python programming language was used, and finally the geological storage capacity was estimated with the Bachu equation. Among the results, it was obtained that the sources with the greatest potential for CO₂ emissions are the Shushufindi refinery and the thermal power plants with 187.33 and 397.17 kilotons, respectively, while the “Hollin Superior” formation; belonging to the Sacha field; it has the largest storage capacity with 57.47 megatons. There is great potential to apply EOR-CO₂ through CCUS technology and prevent 584.87 kilotons of CO₂ from being released into the atmosphere.

Keywords: *CCUS, Geological storage, EOR-CO₂, CO₂ emissions, Global warming.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VIII
SIMBOLOGÍA	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
CAPÍTULO 1.....	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema.....	2
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Los Gases	3
1.4.1.1 Comportamiento de los gases.....	4
1.4.1.2 Gases de Efecto Invernadero (GEI)	5
1.4.1.3 ¿Cuáles son sus componentes?.....	6

1.4.2	Calentamiento Global	6
1.4.2.1	Consecuencias del Calentamiento Global.....	7
1.4.3	Cambio climático y sus consecuencias en la salud humana	8
1.4.4	Cambio climático y sus consecuencias en la flora y fauna.....	9
1.4.5	Dióxido de Carbono (CO ₂)	10
1.4.5.1	Características y Propiedades del CO ₂	10
1.4.6	Fuentes de Emisiones de CO ₂	12
1.4.6.1	Fuentes de emisiones naturales	12
1.4.6.2	Fuentes de emisiones antropogénicas.....	12
1.4.7	Tecnología de Captura, Uso y almacenamiento de CO ₂ (CCUS).....	13
1.4.8	Captura y Separación de CO ₂	14
1.4.8.1	Pre-combustión.....	14
1.4.8.2	Oxicombustión	15
1.4.8.3	Postcombustión	15
1.4.9	Transporte de CO ₂	16
1.4.9.1	Transporte por tuberías.....	16
1.4.9.2	Transporte por barco	16
1.4.9.3	Transportación de CO ₂ a través camiones y vagones de ferrocarril	17
1.4.10	Uso y almacenamiento de CO ₂	17
1.4.11	Recuperación mejorada de petróleo (EOR)	18

1.4.12	Almacenamiento geológico de CO ₂ en yacimientos de petróleo o gas.....	19
1.4.12.1	Criterios de almacenamiento-EOR.....	20
1.4.13	Inyección de CO ₂ como método de recuperación mejorada.....	21
1.4.13.1	Inyección continua de CO ₂	22
1.4.13.2	Inyección alternada de CO ₂ y agua (WAG)	22
1.4.13.3	Inyección de CO ₂ seguido por agua	23
1.4.13.4	Inyección simultánea de CO ₂ y agua (SWAG)	23
1.4.13.5	Inyección de CO ₂ seguido de una espuma (FAWAG)	23
1.4.14	Casos de Estudio en la aplicación de CCUS	23
CAPÍTULO 2.....		27
2	Metodología	27
2.1	Recopilar información.....	27
2.1.1	Fuentes de emisiones de CO ₂ en la Amazonía.....	28
2.1.2	Información de los sumideros de la Amazonía.....	28
2.1.3	Información de los medios de transporte	28
2.2	Herramientas computacionales para procesar información	29
2.3	Mapeo de fuentes y sumideros	30
2.4	Calculó de las emisiones de CO ₂	30
2.4.1	Termoeléctricas	30
2.4.2	Refinerías	31

2.5	Realizar gráficos estadísticos por Industria	33
2.6	Comparar las propiedades roca-fluido en el área de estudio con un criterio de selección. 34	
2.7	Calcular la capacidad de almacenamiento geológico de CO ₂	35
CAPÍTULO 3.....		40
3	Resultados y Análisis	40
3.1	Mapas de ubicación de fuentes emisoras de CO ₂ en el oriente ecuatoriano. ..	40
3.1.1	Mapeo de las Refinerías.....	40
3.1.2	Mapeo de las termoeléctricas	41
3.2	Mapa de ubicación bloques petroleros para almacenamiento de CO ₂ -EOR....	42
3.3	Mapas de ubicación de los oleoductos para transporte del CO ₂	43
3.4	Cálculo de emisiones de CO ₂ de Refinerías y Termoeléctricas	44
3.4.1	Refinerías	44
3.4.2	Termoeléctricas	47
3.5	Análisis comparativo de las propiedades roca-fluido con el criterio de selección	49
3.6	Capacidad de almacenamiento de CO ₂ en las formaciones optimas.....	58
3.6.1	Resultados usando la densidad del CO ₂ con el diagrama de densidad vs profundidad.....	58
3.6.2	Resultados usando la densidad del CO ₂ estimado con Standing y Katz:	59
CAPÍTULO 4.....		62
4	Conclusiones y Recomendaciones.....	62

4.1	Conclusiones	62
4.2	Recomendaciones	63
	BIBLIOGRAFIA	65
	APÉNDICES	74

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior politécnica del Litoral
CCUS	Carbon Capture Use and Storage
EOR	Enhanced Oil Recovery
GEI	Gases de Efecto Invernadero
FAO	Food and Agriculture Organization
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IOR	Improved Oil Recovery
UTM	Universal Transverse Mercator
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
WAG	Water-Gas Injection
SWAG	Simultaneous Water-Gas Injection
FSWAG	Foam Simultaneous Water-Gas Injection
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
IEA	The International Energy Agency
EEIA	Energy Equipment Infrastructure Alliance
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe

SIMBOLOGÍA

m metro

ft pies

ρ densidad

Kg kilogramo

m³ metro cubico

ppm partes por millón

°C grados centígrados

°F grados Fahrenheit

°R Grados Rankine

Psi Libra por pulgada cuadrada

°API grados API

Bbl o bbl Barriles

Cp centipoise

mD milidarcys

CO₂ Dióxido de carbono

T Toneladas

Kt kilotoneladas

Mt megatoneladas

Mol Moles

KPa	Kilo Pascal
MPa	Mega Pascal
H ₂ O	Agua
CH ₄	Metano
γ	gravedad especifica

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.4.1 Isotérmicas de Andrews	5
Figura 1.4.2 Variación de temperatura en las distintas regiones del planeta.	7
Figura 1.4.3 Aumento de las emisiones de CO ₂	8
Figura 1.4.4 Diagrama de fases del CO ₂	12
Figura 1.4.5 Procesos de la tecnología CCUS	13
Figura 1.4.6 Clasificación de los procesos para la recuperación de hidrocarburos.	19
Figura 2.7.1 Diagrama comportamiento de la Densidad de CO ₂ vs profundidad.	37
Figura 2.7.2 Factor de compresibilidad Z en función de temperatura y presión pseudoreducida	39
Figura 3.1.1. Mapa de ubicación Refinería Shushufindi	41
Figura 3.1.2 Mapa de ubicación “Centrales térmicas en la Amazonia Ecuatoriana”	42
Figura 3.2.1 Mapa de ubicación “sumideros propuestos para almacenamiento de CO ₂ -EOR”	43
Figura 3.3.1 Mapa de los oleoductos del Oriente Ecuatoriano	44
Figura 3.4.1 Diagrama de la producción anual de la refinería Shushufindi.	45
Figura 3.4.2 Diagrama de las emisiones de dióxido de carbono de la refinería Shushufindi....	46
Figura 3.4.3 Diagrama de barras apiladas de la producción y emisión de CO ₂ de la refinería Shushufindi.	46
Figura 3.5.1 Output de la comparación del campo Lago Agrio con el criterio de selección, mostrado en el interfaz de Jupyter Lab	50

Figura 3.5.2 Output de la comparación del campo Lago Agrio con el criterio de selección, mostrado en el interfaz de Jupyter Lab	52
Figura 3.5.3 Output de la comparación del campo Shushufindi con el criterio de selección	53
Figura 3.5.4 Output de la comparación del campo Pucuna con el criterio de selección.....	55
Figura 3.5.5 Output de la comparación del campo Auca con el criterio de selección	56
Figura 3.6.1 Grafico de barras que muestra la capacidad de almacenamiento de CO ₂	59
Figura 3.6.2 Grafico de barras que muestra la capacidad de almacenamiento de CO ₂ con Standing y Katz.....	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.4.1 Cambios de estado en la materia	4
Tabla 1.4.2 Cambio climático y sus consecuencias en la salud humana	8
Tabla 1.4.3 Cambio climático y sus consecuencias en la flora y fauna	9
Tabla 1.4.4 Características fisicoquímicas del CO ₂	11
Tabla 1.4.5 Propiedades del CO ₂	11
Tabla 1.4.6 Fuentes de contaminación	13
Tabla 1.4.7 Criterios de selección para la inyección de CO ₂	20
Tabla 1.4.8 Valores óptimos de algunos parámetros.....	21
Tabla 2.4.1 Poder Calorífico por tipo de combustible.	31
Tabla 2.4.2 Factor de emisión por tipo de Co ₂ por tipo de combustible.	31
Tabla 2.4.3 Factores de emisión de CO ₂ por actividades de refinación.....	32
Tabla 2.6.1. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del CO ₂ miscible.	35
Tabla 3.1.1 Datos de ubicación y producción de la refinería Shushufindi	40
Tabla 3.1.2 Datos de ubicación de las centrales térmicas en el oriente ecuatoriano	41
Tabla 3.4.1 Datos de producción y emisiones de CO ₂ de la refinería Shushufindi.....	45
Tabla 3.4.2 Datos de producción de energía promedio y emisión de CO ₂ promedio de las termoeléctricas.....	47
Tabla 3.5.1 Propiedades Roca-Fluido campo Lago Agrio	49
Tabla 3.5.2 Propiedades Roca-Fluido campo Sacha	51

Tabla 3.5.3 Propiedades Roca-Fluido campo Shushufindi	52
Tabla 3.5.4 Propiedades Roca-Fluido del campo Pucuna.....	53
Tabla 3.5.5 Propiedades Roca-Fluido del campo Auca.....	55
Tabla 3.5.6 Campos y formaciones óptimas para almacenamiento de CO ₂ -EOR	57
Tabla 3.6.1 Datos necesarios para estimar la capacidad de almacenamiento.	58
Tabla 3.6.2 Cantidad de CO ₂ que pueden almacenar las formaciones de los campos óptimos.	58
Tabla 3.6.3 Densidades estimadas mediante Standing y Katz	60
Tabla 3.6.4 Cantidad de CO ₂ que pueden almacenar las formaciones con densidades de Standing y Katz.....	60

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años el planeta tierra se ha visto amenazado por el aumento de las emisiones de gases tóxicos, conllevando con ello un aumento acelerado en la temperatura del mundo. Las emisiones de los gases se dan en forma natural y de forma antropogénica puesto que son causados por el accionar del hombre (Artiga Morales et al., 2010). De acuerdo con (Cárdenas Loera, 2010) “el fenómeno del calentamiento global empieza a tomar forma desde el tiempo de la revolución Industrial es decir desde el año 1760 cuándo la producción fue mecanizada debido a la creación de grandes centros fabriles”; acarreando consigo los gases de efecto invernadero (GEI) resultado de las actividades humanas.

El continuo crecimiento poblacional y el modelo económico actual amenazan al planeta, puesto que causan una presión en los flujos y en los complejos mecanismos de la naturaleza para poder saciar sus deseos de poder económico y mantener el flujo de la economía, obteniendo como resultado una alteración en el funcionamiento de la naturaleza (Trujillo Duque, 1970). Conforme lo expresado por (Cárdenas Loera, 2010) el ser humano necesita hacer uso de la energía eléctrica para la mayor parte de actividades que realiza día a día, muchas veces esta energía eléctrica es obtenida a partir de fuentes no renovables, como combustibles fósiles, estos engloban: el carbón, petróleo, gas natural; todo aquello provoca que se liberen mayores cantidades de gases a la atmósfera causando un calentamiento global.

El calentamiento global se ha venido agravando con el pasar del tiempo, debido a que se ha evidenciado un aumento en la temperatura promedio del planeta. (Cárdenas Loera, 2010)

1.1 Descripción del problema

Las grandes industrias han aumentado su producción por el continuo crecimiento poblacional, lo que conlleva al incremento de emisiones de CO₂, afectando la atmosfera y contribuyendo al calentamiento global. Por ello se creó el Acuerdo de París, para controlar la amenaza del cambio climático y mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales. La aplicación de la tecnología captura, almacenamiento y utilización de CO₂ (CCUS) es un proyecto codicioso para impulsar el desarrollo sostenible de la industria petrolera ecuatoriana, pero en Ecuador esta estrategia de mitigación de CO₂ no ha sido explorada en el sector industrial, por lo que el principal propósito de abordar este tema es dar a conocer la importancia de esta tecnología en el Ecuador, enfocada a la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), contribuyendo así mismo a la reducción de CO₂ de la atmósfera.

1.2 Justificación del problema

La industrialización en el Ecuador está en auge de desarrollo por el aumento poblacional y el consumismo de su sociedad, consecuentemente esto ha traído consigo el aumento de las emisiones de dióxido de carbono hacia la atmosfera que realiza el efecto invernadero y el calentamiento global, principales fenómenos que originan el cambio climático.

Por lo dicho anteriormente, es de suma importancia evaluar el potencial CCUS, tecnología necesaria para separar el CO₂ producto de las operaciones efectuadas por la industrias energéticas y petroleras establecidas en el oriente ecuatoriano, sector que también permite el almacenamiento geológico del CO₂ y el uso de este gas para recuperación mejorada del crudo en yacimientos que presenten baja productividad. De esta forma, se logrará mitigar la contaminación atmosférica por emisiones de CO₂ que contribuye al cambio climático en el

Ecuador, además de incrementar la producción de petróleo, cuya comercialización es el principal ingreso económico del estado.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica de aplicación de un proyecto CCUS mediante la identificación del potencial de emisiones, oportunidades de almacenamiento de CO₂ y aplicaciones EOR, en un campo de la cuenca Oriente, para el mejoramiento del factor de recobro y la reducción de emisiones de CO₂.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Delimitar las fuentes estacionarias y regiones de mayor potencial de emisiones de CO₂ en el área de estudio, para la proyección del uso de las mismas.
- Interpretar los niveles de emisiones de CO₂, mediante la implementación de un análisis exploratorio de datos utilizando Python, que servirá para la discusión de los niveles de contaminación por CO₂.
- Comparar las propiedades de roca y fluido en el área de estudio, a través de un criterio de selección, para la aplicación de CO₂-EOR.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Los Gases

Se denomina gases a las sustancias que por las propiedades de sus moléculas pueden moverse libremente por todo el espacio en el que se encuentren por ende las fuerzas gravitatorias y de atracción son despreciables, los gases a diferencia de los líquidos y los sólidos, en la misma masa llegan a ocupar entre 1000 a 2000 veces más espacio en condiciones normales; no obstante si se habla de los gases ideales no se puede decir que los gases se expanden infinitamente, es decir llegará un momento en que estos no puedan

expandirse más ya que entre sus partículas se establecen unas fuerzas muy pequeñas.

(Equipos y Laboratorio Colombia, 2015)

1.4.1.1 Comportamiento de los gases.

Los gases son considerados fluidos se debe a que tienen características que los hacen comportarse como tal, pueden ser medidos en: masa del material, presión, temperatura, volumen. Estos gases contienen su propia energía calorífica ya que constantemente las moléculas colisionan con la pared del contenedor y entre sí; Pero si el gas se calienta, el calor provoca mayor velocidad de movimiento, provocando que existan más choques entre las moléculas, entonces la energía calorífica se invierte a energía cinética (Equipos y Laboratorio Colombia, 2015). De acuerdo con (Oiltanking, 2015) “los gases más conocidos en el sector energético son: Gas Licuado de petróleo, gas natural y también el gas natural licuado extraídos de diversas operaciones de perforación, estos gases son usados para transporte, cocinas, generación de electricidad.”

Para pasar de un estado a otro es necesario realizar un cambio en la temperatura o presión de la materia, este cambio varía con respecto al tipo de materia. Conforme (Oiltanking, 2015) para alcanzar el estado gaseoso de agregación desde un estado sólido o líquido es necesario aportar energía en forma de calor, para algunos elementos una presión de 1 bar y una temperatura de 20°C son suficientes para alcanzar el estado gaseoso, en la Tabla 1.4.1 se observarán los cambios de estado en la materia.

Tabla 1.4.1 Cambios de estado en la materia

Cambio	Nombre
Líquido a gaseoso	Vaporización
Gaseoso a líquido	Condensación

Sólido a gaseoso	Sublimación
Gaseoso a Sólido	Sublimación inversa

De acuerdo con (Blas & Fernandez, 2021) “Los gases reales son más complejos que los ideales, y que cualquier cambio de calor en estos gases provocan que las moléculas cambien su estado termodinámico: sólido, líquido y gaseoso”, en Figura 1.4.1 se muestran las isotermas de Andrews que han sido obtenidas experimentalmente, donde se representa la presión entre el volumen a distintas temperaturas.

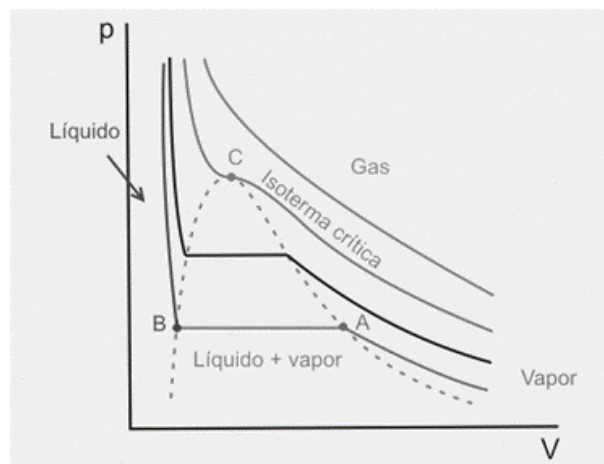


Figura 1.4.1 Isotérmicas de Andrews

1.4.1.2 Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Los gases de efecto Invernadero han estado todo el tiempo presente en la atmosfera de forma natural, estos gases siempre han sido beneficiosos para el ser humano, puesto que absorben la radiación infrarroja proveniente de la tierra, permitiendo que el planeta mantenga una temperatura apta para el ser humano; es por ello que a los gases que absorben esta energía se los denomina Gases de efecto Invernadero; de acuerdo con (Marinez et al., 2004)

se denomina efecto invernadero debido que el efecto es semejante a lo que ocurre en un vivero que cultiva plantas con un interior más cálido que el exterior; también puede ser relacionado con una termocuna neonatal usada para mantener al bebé a una temperatura cálida y propicia para su supervivencia.

1.4.1.3 ¿Cuáles son sus componentes?

Los componentes principales de los gases de efecto invernadero son: metano (CH_4), Óxido de Nitrógeno (NO) y algunos halocarbonos (CFCS, HCFCS, HFCS Y PFCS), sin embargo, los más importantes son: vapor de agua (H_2O) y Dióxido de Carbono (CO_2) (Benavides Ballesteros & León Aristizabal, 2020); estos gases corresponden al 1% del total de la atmósfera; el otro 99% es Oxígeno y Nitrógeno en un porcentaje del 21 y 78% respectivamente.

1.4.2 Calentamiento Global

El calentamiento global es producto del incremento de absorción de calor, por parte de los gases de efecto invernadero todo ello es dado por el cambio o la transformación de la materia dentro del planeta, por el uso indiscriminado de combustibles fósiles como: carbón, gas, petróleo y derivados; denotando un incremento exponencial en la concentración de los niveles de CO_2 y otros gases dentro de la atmósfera; (Benavides Ballesteros & León Aristizabal, 2020) menciona que el calentamiento global generará un incremento de la temperatura global, lo cual provocará un incremento en el nivel del mar, incrementará la intensidad de los eventos climáticos tales como (huracanes, tormentas, maremotos), además se evidenciará deshielo de masas glaciares, inundaciones de islas y ciudades costeras, presentarán variaciones el ecosistema tales como las fuentes hídricas. En la Figura 1.4.2 observaremos la variación de temperatura en las distintas regiones del planeta.

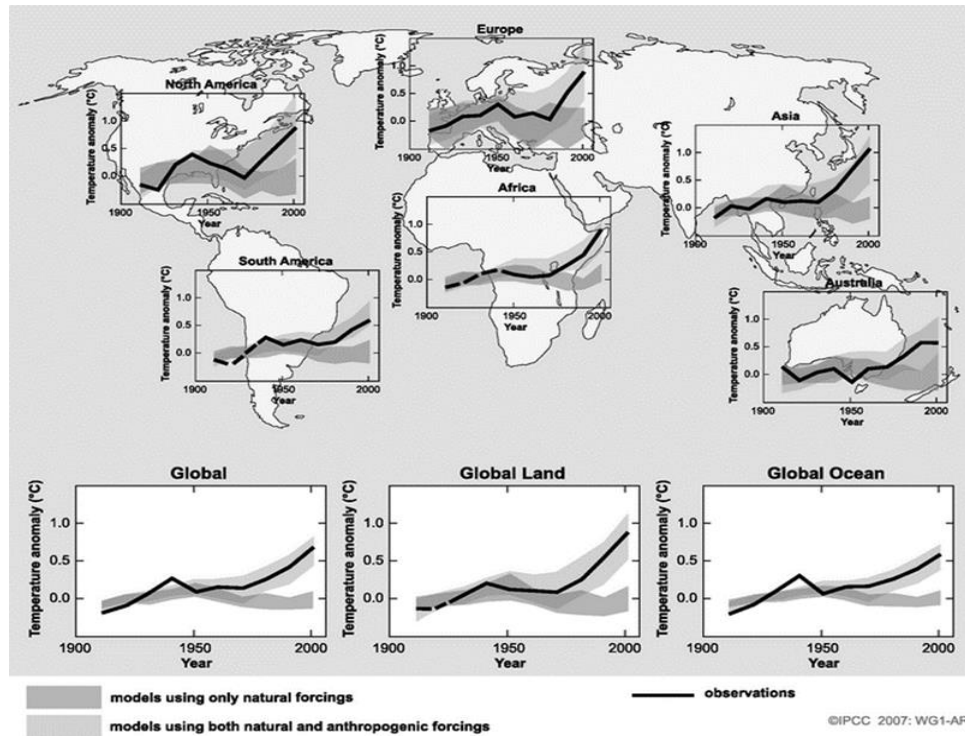


Figura 1.4.2 Variación de temperatura en las distintas regiones del planeta.

1.4.2.1 Consecuencias del Calentamiento Global

Con el pasar de los años, hemos observado el crecimiento poblacional, lo cual conlleva una mayor consumo de recursos por parte de los humanos, provocando que las industrias incrementen sus niveles de producción para satisfacer las demandas de la población en todo ámbito, provocando un incremento industrial y un incremento de producción, indirectamente se provoca un incremento en las emisiones de CO₂, y estas emisiones de CO₂ terminan incrementando las concentraciones de los Gases de Efecto Invernadero, estas alteraciones transforman al planeta de tal forma que terminan perjudicándolo. Conforme lo indicado con (IEA, 2020), “el 55% del incremento de CO₂ en el mundo se debe a la actividad industrial, el otro 45% es contemplado en las actividades como la ganadería, actividades naturales como erupciones de los volcanes, entre otras. En la Figura 1.4.3 podremos ver el aumento de las emisiones de CO₂ de los últimos años.”

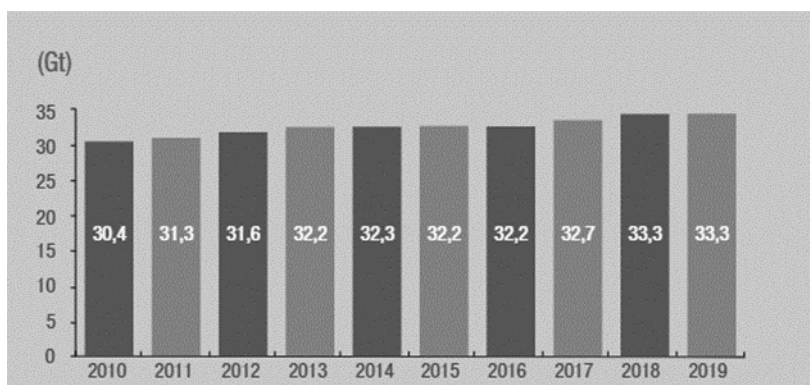


Figura 1.4.3 Aumento de las emisiones de CO₂.

Fuente: (IEA, 2020)

Las consecuencias del incremento de las concentraciones de los gases de efecto de invernadero pueden ser fatales, de acuerdo con (Olivo & Soto Olivo, 2010) el impacto causado por el cambio climático afectará de forma diferente para: las distintas regiones del mundo, grupos socioeconómicos y los géneros; Se denotarán las inequidades en el ámbito de: la salud, accesibilidad a los alimentos adecuados, acceso a los servicios básicos y también en la salud.

1.4.3 Cambio climático y sus consecuencias en la salud humana

Tabla 1.4.2 Cambio climático y sus consecuencias en la salud humana

Evento	Efecto
Reducción de agua dulce	A falta de agua, disminuye la higiene personal, provocando infecciones en la piel. Provoca una deficiencia en el sistema de drenaje, por ende, mayores concentraciones de desechos contaminantes (Cuadros Cagua, 2017).
Cáncer y enfermedades degenerativas.	Con la disminución de la capa de ozono, los rayos ultravioletas afectarán cada vez más a la piel humana (Cuadros Cagua, 2017).

Escasez de alimentos	La Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y Agricultura (FAO) declara que un ligero declive en la producción de alimentos provocaría una escasez de alimentos (IBERDROLA, 2021)
Almacenamientos deficientes de agua	Causa el paludismo
Ahogamientos, incendios	Causan traumatismo a los seres humanos.

Se puede observar que millones de personas presentarán afectaciones a su salud por motivo del cambio climático, acarreado desnutrición, enfermedades respiratorias, muertes; de acuerdo con (Benavides Ballesteros & León Aristizabal, 2020) en la región de Latinoamérica se prevé que en mediados del siglo ocurra un remplazo en los bosques tropicales por sabanas, se observará zonas desérticas y salinizadas donde antes eran zonas secas; en consecuencia caerá la producción de los cultivos, por consiguiente los animales también caerán, y los niveles del mar incrementarán provocando que ciudades enteras queden perdidas.

1.4.4 Cambio climático y sus consecuencias en la flora y fauna

Tabla 1.4.3 Cambio climático y sus consecuencias en la flora y fauna

Evento	Efecto
Cambio en la incidencia de	Provoca que el crecimiento o el ciclo de los cultivos sean modificados por las temperaturas, conllevando a variaciones en el control de plagas (Romo Noriega, 2015)

temperaturas, en el sector agrícola	
Cambio de temperaturas	Las capas de hielo que se sitúan en el ártico cada vez se reducen, en los últimos 50 años se ha reducido más de tres millones de kilómetros cuadrados (Velázquez, 2021)
Extinción de especies	Debido a los grandes incendios forestales, muchos animales se están quedando sin hábitat por lo tanto están extinguiéndose (Universidad Nacional de la Plata, 2016)

1.4.5 Dióxido de Carbono (CO₂)

El dióxido de carbono es un componente natural que se encuentra en el ambiente se lo denomina comúnmente ácido carbónico, su composición es de 1 átomo de oxígeno y 2 átomos de carbono ligados entre sí $O = C = O$. El dióxido de carbono se lo encuentra en estado líquido siempre y cuando existan niveles altos de presión y el CO₂ esté en agua; puede ser encontrado en estado sólido siempre y cuando existan temperaturas por debajo de los 78°C; comúnmente el CO₂ lo encontramos en forma gaseosa (Guzman Velderrain, 2009).

1.4.5.1 Características y Propiedades del CO₂

En la siguiente tabla se observarán las características físicas, químicas del CO₂

Tabla 1.4.4 Características fisicoquímicas del CO₂

Características
fisicoquímicas del CO₂
Inodoro
incoloro
No tóxico
Ligeramente ácido

En la siguiente tabla se observarán las propiedades físicas, químicas del CO₂

Tabla 1.4.5 Propiedades del CO₂

Propiedad	Valor
Masa molecular	44.01
Gravedad específica	1.53 a 21 °C
Densidad crítica	468 kg/m ³
Concentración en el aire	370.3x10 ⁷ ppm
Estabilidad	Alta
Estado líquido	Presión <415.8 Kpa
Estado sólido	Temperatura < -78°C
Constante de solubilidad de Henry	298.15 mol/kg*bar
Solubilidad en agua	0.9vol/vol a 20°C

De acuerdo con (Ruiz et al., 2007) el CO₂ puede ser almacenado en estado, líquido, gaseoso y supercrítico y esto se debe a la variación de la presión, temperatura y profundidad de acopio. El CO₂ en condiciones atmosféricas es estable y tiene una densidad mayor a la del aire.

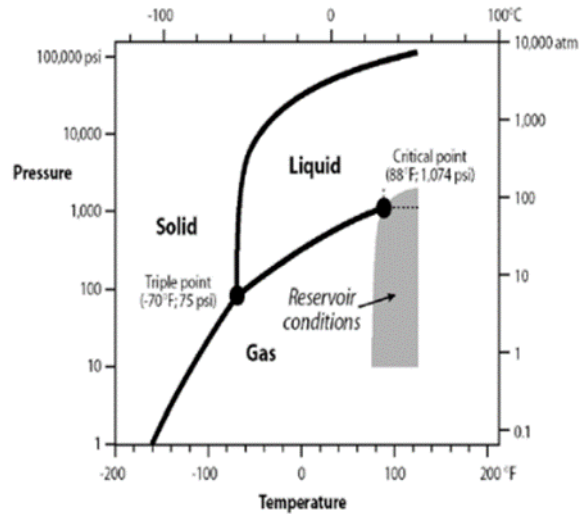


Figura 1.4.4 Diagrama de fases del CO₂

1.4.6 Fuentes de Emisiones de CO₂

1.4.6.1 Fuentes de emisiones naturales

La Naturaleza como la conocemos tienen sus propias causales de emisiones de CO₂, el ser humano no puede interferir en el proceso ni controlarlo; a esto se le denomina emisiones de CO₂ por origen natural. Las contaminaciones por origen natural son emitidas de: los volcanes, la descomposición de las plantas, los incendios no premeditados de zonas secas, no obstante, estas emisiones no inciden en mayor preocupación debido a que la naturaleza tiene sus propios sistemas naturales de absorción de CO₂ por medio de: las plantas (la fotosíntesis), el Océano (plancton), los suelos (Albert Lilia, 2007).

1.4.6.2 Fuentes de emisiones antropogénicas

Estas son emisiones generadas y controladas por la mano del hombre, pueden ser clasificadas por fuentes móviles o fuentes fijas las cuales pueden ser observadas en la Tabla 1.4.6 (Albert Lilia, 2007), de acuerdo con (Mora et al., 2021) la concentración de contaminantes en la atmosfera es muy variable, dependen mucho de la localización, su distribución y las condiciones topográficas.

Tabla 1.4.6 Fuentes de contaminación

Fuentes fijas	Fuentes móviles
Plantas de calefacción	Transporte terrestre
Centrales térmicas	Transporte aéreo
Explotación de minería	Transporte acuático
Industrias	
Refinación de Petróleo	

1.4.7 Tecnología de Captura, Uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS)

“El CCUS es un sistema formado por un conjunto de procesos establecidos para la mitigación del cambio climático que consiste en disociar el dióxido de carbono producto de las operaciones realizadas por diferentes industrias” (Pérez & Correa, 2015). “Estas usan combustibles fósiles para generar energía; así se evita que este gas de efecto invernadero sea emitido a la atmosfera”.(Mathisen & Skagestad, 2017). Para la implementación de esta tecnología existen cinco procesos que se detalla en la Figura 1.4.5.

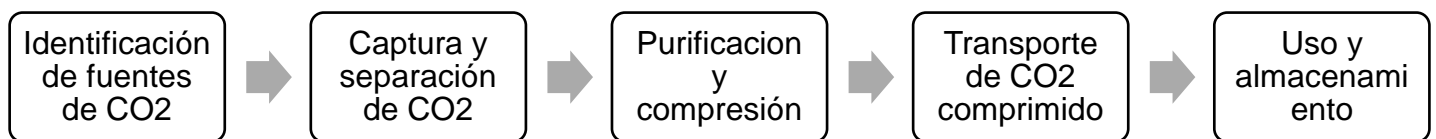


Figura 1.4.5 Procesos de la tecnología CCUS

1.4.8 Captura y Separación de CO₂

“El CO₂ es capturado principalmente de fuentes fijas, es decir, de industrias como la producción de cemento y acero, la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, la incineración de desechos y la generación de energía” (Nicot & Duncan, 2012). Actualmente existen tres tecnologías desarrolladas para conseguir la captura del CO₂ producido por plantas termoeléctricas alimentadas por combustibles fósiles: la captura postcombustión, la captura precombustión y la oxcombustión. “En la captura de postcombustión, el CO₂ es separado de otros gases de combustión, ya sea presentes originalmente en el aire o producidos por la combustión”(Kim et al., 2017); “en la captura de precombustión, el CO₂ se elimina del combustible antes de la combustión”(Wang et al., 2017), y en “la oxcombustión el nitrógeno es removido del aire quedando oxígeno de alta pureza (95%) y es quemado con el combustible y gases de combustión.”(Saldívar-Esparza et al., 2017).

1.4.8.1 Pre-combustión

“Este tipo de captura consiste en la separación previa a la combustión que implica la gasificación del combustible, como el carbón, donde el combustible se hace reaccionar con vapor para convertirlo en monóxido de carbono e hidrógeno”(Global CCS Institute, 2012). “Esta mezcla se conoce como mezcla de gas de síntesis (gas de síntesis), dicho gas es procesado por medio de una reacción de conversión de desplazamiento durante la cual se produce más hidrógeno y se forma CO₂”(Singh, 2013). “Este último es capturado mientras que el hidrógeno se puede quemar para producir energía libre de dióxido de carbono, además el H₂ es purificado por medio de absorción química o física del CO₂.”(Perez, 2016)

1.4.8.2 Oxicombustión

“La oxicombustión utiliza el oxígeno puro para quemar el combustible en lugar de utilizar el aire, que contiene pequeñas cantidades de oxígeno y grandes cantidades de nitrógeno” (Hou et al., 2020), “su resultante es un gas mixto compuesto esencialmente de vapor de agua y de CO₂, en donde el vapor de agua puede separarse fácilmente del CO₂ mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas, pero al requerir una separación previa del oxígeno y del aire, este proceso resulta bastante complicado.”(Barrera Moreno & Meza Perez, 2016).

1.4.8.3 Postcombustión

La implementación de la postcombustión para capturar el CO₂ es de un alto precio económico, por tal motivo es utilizado en bajas concentraciones de CO₂ y pueden integrarse con plantas eléctricas existentes para que la captura sea más eficiente. (Zitelman et al., 2018). Entre las diferentes tecnologías para la captura de CO₂ en la postcombustión son: la absorción (química y física), adsorción, separación criogénica, separación por membrana y combustión química de bucles (Concawe, 2020). La absorción física depende de la solubilidad del CO₂ en el disolvente y se prefiere a altas presiones, mientras que la química se prefiere debido a la mayor capacidad de absorción a baja presión parcial de CO₂. (Sreedhar et al., 2017).

En la adsorción, el líquido o el gas se adhieren a adsorbentes sólidos que podrían regenerarse posteriormente mediante la aplicación de operaciones de oscilación de temperatura, vacío o presión (Herzog, 2009). La separación criogénica implica la compresión y el enfriamiento de la mezcla de gases con CO₂ a varios niveles para avanzar el cambio de fase de CO₂ junto con otros constituyentes que posteriormente pueden ser separados por destilación y la separación por membrana del CO₂ de los gases de combustión depende de la diferencia en la selectividad y la permeabilidad (Oexmann,

2011). Finalmente en la combustión química de bucles, el oxígeno requerido para la combustión se obtiene a partir de óxidos metálicos para evitar el contacto directo entre el combustible y el aire.(Sreedhar et al., 2017).

1.4.9 Transporte de CO₂

“La disponibilidad de tener infraestructura para transportar CO₂ de manera segura y confiable es un factor esencial para permitir el despliegue de CCUS” (Vitali et al., 2021). “Las dos opciones principales para el transporte de CO₂ a gran escala son por oleoducto y barco, aunque para distancias cortas y pequeños volúmenes, el CO₂ también puede transportarse por camión o ferrocarril, aunque a un mayor costo de tonelada por CO₂” (IEA, 2020). A continuación, se explicará los principales medios de transporte usados para la movilización del CO₂ capturado:

1.4.9.1 Transporte por tuberías

“El transporte de CO₂ por tuberías a distancias más largas es más eficiente y económico cuando el CO₂ está en la fase densa (líquida), donde la presión en la tubería debe mantenerse a 1,080 psi y más, además el CO₂ también debe deshidratarse para evitar la corrosión de la tubería”(Yang et al., 2017). En 2019, se transportaron diariamente más de 3.5 mil millones de pies cúbicos de CO₂ en los Estados Unidos, lo que equivale a 66 Mtpa, este CO₂ es mayormente transportado por gasoductos que se utiliza para EOR y viaja en más de un gasoducto durante el viaje desde su origen hasta su destino”.(EEIA, 2020).

1.4.9.2 Transporte por barco

El transporte marítimo tiene el potencial de introducir una descarbonización significativa para un número más amplio de pequeñas industrias debido a su alta flexibilidad en el emparejamiento fuente-sumidero, y extender los beneficios de CCUS a

aquellos países donde la implementación de una red de transporte basada en gasoductos es esencialmente inviable (Mahgerefteh et al., 2020). El transporte de barcos ofrece flexibilidad en términos de fuentes y destinos para implementar la captura, variaciones en las rutas de CO₂ transportado, la posibilidad de reutilizar los barcos y también tiempos de preparación cortos (Aursand et al., 2017). “Por el contrario, la alta inversión de capital de los oleoductos representa un costo hundido con pocas oportunidades para reutilizar dicha infraestructura” (Al Baroudi et al., 2021).

1.4.9.3 Transportación de CO₂ a través camiones y vagones de ferrocarril

Los camiones son usados en algunos sitios donde hay proyectos específicos, moviendo el CO₂ de donde es capturado hasta una localización cercana de almacenamiento (Asian Development Bank, 2020). Dadas las grandes cantidades de CO₂ que pueden capturarse es poco probable que los camiones o el transporte ferroviario sean grandemente utilizados.(Barrera Moreno & Meza Perez, 2016).

1.4.10 Uso y almacenamiento de CO₂

La utilización del carbono es el uso de CO₂ para crear productos con valor económico, donde una aplicación general utilizada por muchos países en el mundo es EOR para el aumento del factor de recuperación de petróleo / gas, aunque cabe mencionar que también hay otras soluciones de uso subdivididas en tres áreas principales (Shreyash et al., 2021). La Mineralización consiste en incorporar el CO₂ en el hormigón, en lo Biológico se utiliza para promover el crecimiento de las plantas y se puede capturar en el suelo mediante el uso de biocarbón para aumentar la calidad del suelo (Hills et al., 2020), y finalmente en la “Química” el CO₂ se utiliza mediante el uso de biocarbón para aumentar la calidad del suelo en pequeñas cantidades para fabricar fertilizantes de urea y algunos polímeros especiales.” (UNECE, 2021)

Cuando se habla de almacenamiento de CO₂ se refieren al proceso de secuestro a largo plazo, después que este haya sido capturado y concentrado de diversas fuentes (Dike et al., 2020). La cantidad de CO₂ capturada y concentrada se comprime, se transporta y luego se almacena en sitios geológicos adecuados. Los posibles sitios geológicos utilizados para el almacenamiento a largo plazo de CO₂ incluyen depósitos de gas y petróleo agotados, vetas de carbón gastadas, formaciones salinas profundas y océanos. (Karimi et al., 2014)

1.4.11 Recuperación mejorada de petróleo (EOR)

El proceso de producción de hidrocarburos se encuentra dividido en 3 etapas. Al inicio esta la producción primaria donde el crudo es producido naturalmente con la energía inicial almacenada dentro del yacimiento, con el pasar del tiempo esta energía se pierde dando paso a la producción secundaria con el fin de mantener la tasa de producción y la presión del yacimiento inyectando agua para empujar los hidrocarburos (FLOERGER, 2016). Y finalmente tenemos a la recuperación terciaria que se caracteriza por la inyección de sustancias específicas orientadas a alterar las propiedades fisicoquímicas de los fluidos originales del yacimiento, tales sustancias pueden ser gas, químicos, vapor, etc. En la Figura 1.4.6 se detalla algunas de las técnicas usadas para la recuperación mejorada:

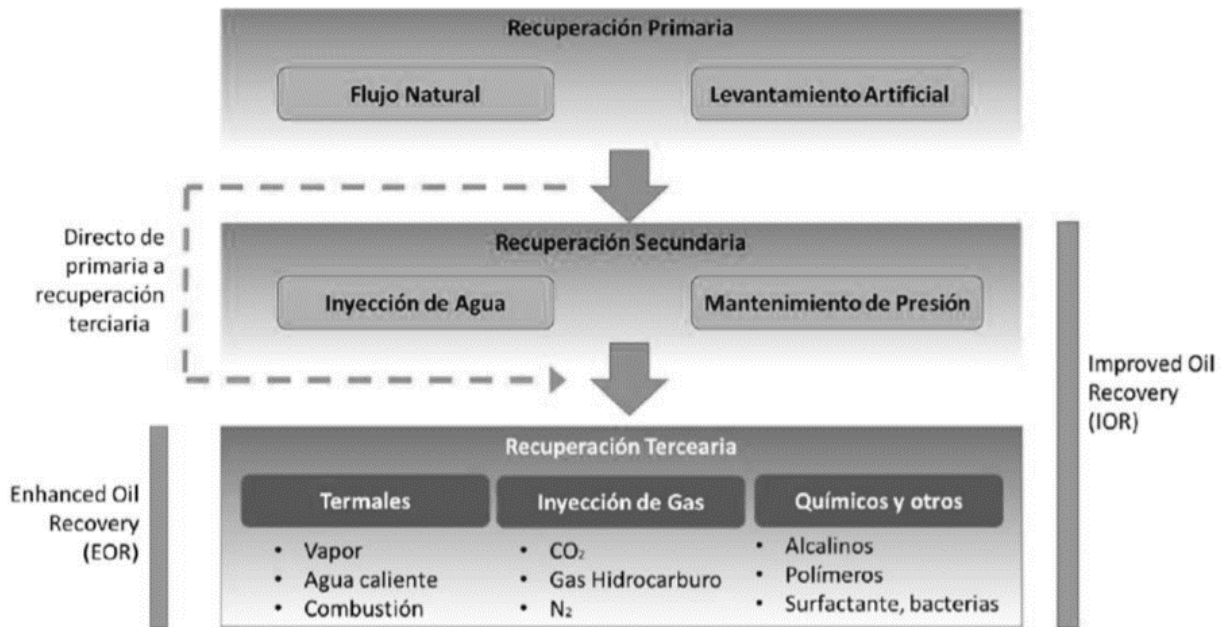


Figura 1.4.6 Clasificación de los procesos para la recuperación de hidrocarburos

Fuente: (Dhms, 2018)

1.4.12 Almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos de petróleo o gas

La inyección de CO₂ para almacenarlo en yacimientos de petróleo y gas mejora la movilidad del crudo si se alcanza la miscibilidad, que es función de la presión de inyección (Arenillas, n.d.). Dentro de cierto rango de presión y dependiendo del tipo de petróleo; el CO₂ puede ser miscible con petróleo al primer contacto; dando lugar al proceso de EOR con CO₂ miscible, en el que se reduce la viscosidad del crudo al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento (Maldonado Pérez, 2009). En el caso de producirse un proceso de EOR con CO₂ inmisible, este se utiliza para re presurizar el depósito, empujando el crudo hacia la zona productora, dándose la circunstancia de que se movilizan con más facilidad los componentes ligeros del crudo. (Ruiz et al., 2007)

Existen criterios favorables de selección de este tipo de formaciones geológicas, por lo que es de gran importancia tener un grado de conocimiento geológico y geofísico del yacimiento, especialmente cuando son campos agotados, lo que supone una gran cantidad

de datos disponibles, así como un conocimiento sobre su comportamiento de producción y presión.

1.4.12.1 Criterios de almacenamiento-EOR

Los criterios para la selección de un yacimiento de petróleo varían de acuerdo con diferentes casos de estudio realizados por planes piloto o proyectos de EOR en todo el mundo. A continuación, se presenta algunos criterios de propiedades de roca y fluido sugeridos por algunos autores y valores óptimos en general, referenciados en la Tabla 1.4.7 y Tabla 1.4.8 respectivamente:

Tabla 1.4.7 Criterios de selección para la inyección de CO₂

Parámetros del yacimiento	Carcoana (1982)	Tabe y Martin (1983)	Klins (1984)	Taber (1997)
Profundidad (m)	<3000	>700	>914	>1219
Temperatura (°C)	<90			
Presión (Mpa)	>83		>1003	
Permeabilidad (mdarcy)	>1			
Composición API°	>40	>26	>30	>40
Viscosidad (cp)	<2	<15	<12	<10
Fracción de petróleo residual	>0,3	>0,3	>0,25	>0,20

Fuente: (Ruiz et al., 2007)

Tabla 1.4.8 Valores óptimos de algunos parámetros.

Parámetros del yacimiento	Valores óptimos
Composición °API	37
Saturación de petróleo residual	60%
Presión (Mpa)	1,4
Temperatura (°C)	71
Espesor neto de petróleo (m)	15
Permeabilidad (mdarcy)	300
Porosidad	20%

Fuente: (Ruiz et al., 2007)

1.4.13 Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) con dióxido de carbono (CO₂) consiste en inyectar el CO₂ al yacimiento para que de esta manera aumente la presión y a su vez sea más eficiente el desplazamiento de los hidrocarburos, con lo cual se obtienen volúmenes de aceite o gas adicionales y si es un desplazamiento miscible se mejora la producción de los hidrocarburos. (Barrera Moreno & Meza Perez, 2016).

Existen varias formas de inyectar el CO₂, y entre los esquemas más utilizados se encuentran:

- Inyección continua de CO₂ (CGI)
- Inyección alternada de CO₂ y agua (WAG)
- Inyección de CO₂ seguido por agua
- Inyección simultánea de CO₂ y agua (SWAG)
- Inyección de CO₂ seguido de una espuma (FAWAG)

A continuación, se hablará de forma concisa de cada una de las operaciones previamente mencionados.

1.4.13.1 Inyección continua de CO₂

Es la manera más sencilla para inyectar el CO₂ de forma continua en el yacimiento, esta operación se la realiza hasta que la relación de gas producido con el crudo sea demasiado grande, esto indica que el costo de producción ya no es económicamente factible. De acuerdo a (Castro Castañeda, 2013) “es muy poco probable aplicarlo en la práctica, debido a que por lo regular no es rentable por el costo que tiene el CO₂, a menos que una gran cantidad de CO₂ reciclado se tenga almacenado y se encuentre en condiciones óptimas, es decir, sus propiedades fisicoquímicas sean idóneas para poderlo emplear.”

1.4.13.2 Inyección alternada de CO₂ y agua (WAG)

En este esquema el agua es utilizada para mejorar el barrido del aceite y también funciona como un controlador de movilidad en el desplazamiento estabilizando el frente. De forma práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua, crudo y CO₂; este régimen trifásico por naturaleza de los ciclos genera una combinación entre drene e imbibición; una condición ideal de desplazamiento del proceso WAG es que el agua y gas tengan las mismas velocidades dentro del yacimiento. El esquema de inyección de WAG es económico debido a que el volumen de CO₂ requerido es menor en comparación con la inyección continua de CO₂. El objetivo principal en el proceso de inyección WAG es prevenir o evitar la segregación gravitacional y proporcionar zonas de flujo mayores.

1.4.13.3 Inyección de CO₂ seguido por agua

El método consiste en la inyección de un volumen deseado de CO₂, para posteriormente inyectar continuamente agua la cual empuja el bache de CO₂ a través del yacimiento. El agua desplaza al CO₂ de manera inmisible dejando una saturación de CO₂ en el yacimiento.

1.4.13.4 Inyección simultanea de CO₂ y agua (SWAG)

Cuando existe el problema de limitación en cuestión del CO₂, existe un método para solucionar dicho problema llamado “Simultaneous Water-Gas Injection” (SWAG), el método de SWAG se lleva a cabo inyectando agua en la parte superior de la formación y el CO₂ en la parte cercana al fondo de la zona de aceite a ser desplazado, a través de la segregación gravitacional se busca que el agua fluya hacia la parte más baja y el CO₂ hacia la parte más alta de la zona inyectada.

1.4.13.5 Inyección de CO₂ seguido de una espuma (FAWAG)

El método FAWAG (Foam Assisted Water Alternating Gas) puede conectar entre si determinadas zonas o canales permeables mediante la generación de espuma en el yacimiento mientras este se encuentra bajo la inyección WAG; el gas suele mezclarse con la fase que entre en contacto con él, pero la cantidad de aceite en contacto es limitada en los últimos ciclos. Con la espuma se logra que la viscosidad aparente de la fase de gas se incremente, con lo cual se reduce la movilidad del gas en las zonas de alta permeabilidad, incrementando así la eficiencia de barrido del gas y por ende el factor de recuperación.

1.4.14 Casos de Estudio en la aplicación de CCUS

Noruega es uno de los países ha tenido interés en el uso y almacenamiento de la captura de carbono (CCUS), ya que este depende en gran medida del sector del petróleo y el gas. Noruega y Estados Unidos son países que desde la década de los 90, han venido

desarrollando proyectos piloto y comerciales para la implementación de esta tecnología, enfocados en aumentar la producción de petróleo y mejorar las condiciones ambientales del sector industrial. En Latinoamérica, Brasil es uno de los países que en la última década ha tratado de seguir el ejemplo de los países previamente mencionados, proponiendo proyectos piloto de EOR y almacenamiento de CO₂, además Colombia ha realizado estudios económicos y técnicos para la viabilidad de implementar esta tecnología en su territorio. A continuación, se presentarán dos casos de estudio de la tecnología CCUS que se desarrollaron en los territorios de Noruega y Estados Unidos.

En el primer estudio, se evalúa la implementación de la tecnología CCUS para almacenamiento apilado de cuencas de CO₂-EOR en Estados Unidos. El almacenamiento apilado de CO₂ consiste en hacer un inventario de los volúmenes de almacenamiento en campos de hidrocarburos por separado de los volúmenes de almacenamiento en formaciones salinas no productivas (Brennan et al., 2012). Partiendo de esta premisa de almacenamiento también se busca una actividad prolongada y rentable mediante el uso de CO₂ para EOR en reservorios de petróleo con baja producción. Por este motivo el estudio realizado por (Hovorka, 2013) “ busca establecer que si el concepto de almacenamiento apilado es realista y viable en términos de distribución espacial de EOR y volúmenes de almacenamiento salinos, además de generalizar casos para futuros modelos económicos de todo el sistema”. Los campos representativos en las principales áreas de CO₂-EOR comercial actual en EE. UU. son la Cuenca Pérmica, la Cuenca Salina de Mississippi y la Costa del Golfo que sirvieron como casos de prueba y se emparejaron con el potencial de almacenamiento de solución salina subregional mapeado para respaldar escenarios económicos futuros. Uno de los ejemplos más explícitos establece (SECARB, 2012) es en el campo Cranfield, cerca de Natchez, Mississippi, SECARB ha realizado un estudio del potencial de inyección en el tramo de agua de la Formación Tuscaloosa, la prueba

antropogénica SECARB consiste en la inyección de CO₂ en la formación Paluxy en el campo Citronelle, Alabama la cual está por debajo de la Formación Tuscaloosa, que es salina en este sitio, y por encima de una zona activa de producción de petróleo en la Formación Rodessa. El segundo caso está enfocado a los campos marginales de cúpula de sal y con fallas de crecimiento en la Formación Oligoceno Frio de la Costa del Golfo de Texas, donde se realizó una revisión de 19 cuencas representativas; de las cuales solo dos cuencas muestran el potencial apilado que se describió al inicio; sin embargo, las descripciones verbales de la mayoría de las cuencas muestran que la unidad mapeada se seleccionó entre varios objetivos. Las excepciones al potencial de almacenamiento apilado muestran áreas donde la cubierta sedimentaria es delgada, y la mayor parte del potencial ha sido eliminado por invasión de agua dulce o dañado por fallas, además los entornos sedimentarios donde una arenisca o un carbonato basales están cubiertos por grandes espesores de pizarra o evaporita que también pueden carecer de potencial de apilamiento. Finalmente se obtuvieron buenas coincidencias entre los mercados de CO₂ EOR y las formaciones salinas adyacentes de los casos previamente explicados.

En el segundo caso de estudio, se investiga la viabilidad de la utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) en el Mar del Norte Danés como una opción de desarrollo a largo plazo mediante inyección de CO₂ en un campo de tiza en el sector danés del Mar del Norte, este plan incluye varias actividades que están en línea con las recomendaciones del informe de evaluación ambiental estratégica que se presentó para consulta pública en julio de 2012 (Danish Energy Agency, 2012). Se propone un nuevo concepto de desarrollo, que requiere un capital sustancial y gastos operativos, en donde la simulación de yacimientos se utiliza para estimar la cantidad de CO₂ inyectado y la producción adicional de petróleo, luego se evalúa la robustez del proyecto mediante la realización de simulaciones de Monte Carlo para identificar el impacto de diferentes parámetros como el precio del petróleo y el costo

del CO₂. Los resultados sugieren que se pueden desbloquear alrededor de 100 millones de barriles de reservas de petróleo adicionales mediante la inyección de CO₂, mientras que 40 millones de toneladas de CO₂ quedan atrapadas en el depósito.(Suicmez, 2019)

CAPÍTULO 2

2 Metodología

2.1 Recopilar información

La presente tesis constituye de una metodología cuantitativa basada en datos orientados al tema de emisiones de CO₂ por parte de fuentes estacionarias como lo son las industrias: (petrolera y energética; en la parte petrolera se estudiará el caso de las emisiones de CO₂ que generan las refinerías; y en la parte energética se estudiarán las termoeléctricas autogeneradoras del oriente ecuatoriano que utilizan combustibles como: (diésel, fuel oil, crudo, gas), para la generación de energía.

Se recopiló información a través de fuentes de investigación confiables de tipo documental como lo son: páginas de Ministerio del Ecuador, artículos y libros, en donde se obtendrá información necesaria sobre las refinerías y termoeléctricas del Ecuador para posterior a ello realizar un mapeo de estas. También se recobró información necesaria para poder realizar un cálculo de las emisiones de CO₂ que generan estas fuentes estacionarias, y a la vez dar a conocer la importancia de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCUS) y su uso en la implementación de EOR para solucionar los problemas de contaminación que se evidencian en la atmosfera.

Se realizó un estudio en artículos científicos, publicados en países donde se han implementado procedimientos de almacenamiento de CO₂ o EOR, para poder extraer información de las propiedades de roca y fluido y así establecer un criterio de selección que permita comparar las propiedades de roca y fluido en el área de estudio del Ecuador para la aplicación de estas; además se evaluará la capacidad de almacenamiento de yacimientos propuestos en la Amazonía Ecuatoriana.

Una vez terminada la investigación y realizado el análisis propuesto en cada uno de los ítems ya mencionados, se muestran los respectivos resultados, discusiones y conclusiones, además se describen recomendaciones en cuánto a la metodología para una posterior continuación del tema.

2.1.1 Fuentes de emisiones de CO₂ en la Amazonía

- En la Amazonía se cuenta con la refinería Shushufindi con una capacidad de Refino de 20.000 barriles de petróleo diarios.
- Central térmica Shushufindi, situada en la provincia de sucumbíos, central Cuyabeno.

2.1.2 Información de los sumideros de la Amazonía

Existen alrededor de 79 bloques petroleros en la Amazonia Ecuatoriana, los cuales presentan diferentes yacimientos de interés Hidrocarbúferos. La obtención de la información de las propiedades de roca y fluido es de suma importancia para establecer los criterios de selección de un campo para el almacenamiento de CO₂-EOR y estimar la capacidad de almacenamiento, los datos que se requieren son de las principales arenas pertenecientes a cinco campos: Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Pucuna y Auca. Estos campos son propuestos por la mayor cantidad de información liberada de análisis PVT, pruebas de presión y análisis de núcleos expuestos en documentos bibliográficos. La información recopilada será almacenada en una tabla de Excel o usando SQLite el cual es un sistema de gestión de base de datos relacionales.

2.1.3 Información de los medios de transporte

En la amazonia ecuatoriana los volúmenes de hidrocarburos recolectados mediante pozos productores se transportan mediante arreglos de tuberías y accesorios denominados líneas de flujo, estas también pueden usarse para el transporte de CO₂. Por ese motivo, se buscó información sobre el trayecto tanto de los oleoductos principales como el SOTE y

OCP, como también de los oleoductos secundarios que atraviesen los principales bloques propuestos como sumideros para el almacenamiento de CO₂-EOR. Además, también se requiere información de las líneas de flujo para el transporte de gas en la Amazonía o también llamadas gasoductos; sobre todo en el área del bloque Palo azul, los campos Secoya, Parahuacu y Villano, los cuales se transportan la mayor cantidad de gas natural por gasoductos.

Si hablamos del uso de transporte vehicular en la amazonia, este es usado mayoritariamente para llevar nitrógeno y oxígeno en pequeñas cantidades requeridas para realizar operaciones en pozos y fracturas hidráulicas. Por lo que también se identificarán los tipos de camiones y cisternas adecuados para que sea posible el transporte de CO₂ en áreas donde no haya la presencia de gasoductos.

2.2 Herramientas computacionales para procesar información

La herramienta Python es un lenguaje de programación de alto nivel, maneja una semántica dinámica, lo cual permite que Python sea muy intuitivo y atractivo al momento de desarrollar aplicaciones (Python, 2021); python nos permitirá realizar gráficos estadísticos por Industria, posterior a ello mediante la visualización de los gráficos se realizará un análisis que servirá para la discusión de los niveles de contaminación por CO₂, y a la vez deducir la industria estratégica para implementar el proyecto de captura del dióxido de carbono.

La herramienta Arcgis “es un sistema que permite: recopilar, analizar, compartir, organizar y distribuir información geográfica” (ARCGIS, n.d.); la herramienta permitirá mapear la ubicación de las fuentes estacionarias emisoras de CO₂ y también los posibles sumideros de dióxido de carbono.

2.3 Mapeo de fuentes y sumideros

Mediante la herramienta ARCGIS se utilizó las coordenadas UTM correspondientes a las fuentes de emisiones de CO₂ estacionarias (Termoeléctricas-Refinerías) para realizar un mapa de ubicación, también se creó otro mapa donde se pueda observar los campos propuestos para almacenamiento-EOR. Además, se buscó mapear un sistema de transporte que contenga el trayecto de los gasoductos, tuberías de producción u oleoductos.

2.4 Cálculo de las emisiones de CO₂

2.4.1 Termoeléctricas

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ en las termoeléctricas se usó el método simple ajustado OM (Haro Estrella, 2020).

Mediante la siguiente ecuación obtendremos las emisiones totales de CO₂.

$$EF_{EL} = \frac{FC * NCV * EFCO_2}{EG}$$

Donde:

EF_{EL} : Emisiones totales de CO₂ [T CO₂/Mwh]

FC : Cantidad de combustible fósil consumido [T]

NCV : Poder calorífico neto del combustible fósil [T_J/T]

$EFCO_2$: Factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible [T CO₂/T_J]

EG : Energía neta generada [Mwh]

Para obtener los datos del poder calorífico y factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible, se ha recurrido al informe 2020 del sistema nacional interconectado del Ecuador, que ha sido elaborado por CENACE, y a su vez estos datos han sido obtenidos

de la fuente IPCC Petroecuador, además también se usó información de la tesis “Procesamiento de parámetros físicos e inventario de emisiones atmosféricas antropogénicas en la cuenca hidrográfica del río Napo” (Zeballos Palermo, 2014).

Tabla 2.4.1 Poder Calorífico por tipo de combustible.

Combustible	Poder calorífico (Tj/1000t)	Tj/ T
Fuel Oil	39.2	0.0392
Diésel	40.8	0.0408
Gas Natural	46.5	0.0465
Nafta	41.8	0.0418
Residuo	39	0.039
Bunker	39.7	0.0397
Crudo de alimentación	44.8	0.0448

Fuente: (Zeballos Palermo, 2014) y (Haro Estrella, 2020), modificado por autores

Tabla 2.4.2 Factor de emisión por tipo de Co2 por tipo de combustible.

Combustible	Factor emisión (Kg CO2/TJ)	Fe (T Co2/ TJ)
Fuel Oil	75500	75.5
Diésel	72600	72.6
Gas Natural	54300	54.3
Nafta	69300	69.3
Residuo	73300	73.3
Bunker	73300	73.3
Crudo de alimentación	79850	79.85

Fuente: (Zeballos Palermo, 2014) y (Haro Estrella, 2020), modificado por autores

2.4.2 Refinerías

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ en las refinerías se utilizó los factores de emisión por etapa que se observan en la Tabla 2.4.3; los cuáles son presentados por la Guía IPCC 2006 (Instituto Mexicano del Petróleo, 2012)

Tabla 2.4.3 Factores de emisión de CO₂ por actividades de refinación

Segmento de la Industria	Sub-categoría	Código Ippc	Tipo de emisión	Factor de emisión [Gg/10 ³ m ³]	Factor de emisión [T/bbl]	Referencia
Refinación	Refinería de 250000 barriles/día	1.B.2.a.i	Venteo	1.76x10 ⁻¹	2.79809x10 ⁻	API 2009
	Refinería de 250000 barriles/día	1.B.2.a.ii	Quemado	1.06x10 ⁻²	1.68521x10 ⁻	API 2009
	Refinería de 250000 barriles/día	1.B.2.a.iii4	Fugitivas	1.11x10 ⁻⁷	1.76470x10 ⁻	API 2009

Mediante la siguiente ecuación obtendremos las emisiones totales de CO₂.

$$ECO_2 = VECO_2 + QECO_2 + FECO_2$$

Donde:

ECO₂ : Emisiones totales de CO₂ [T]

VECO₂: Emisiones de CO₂ en la etapa de venteo [T]

QECO₂: Emisiones de CO₂ en la etapa de quemado [T]

FECO₂: Emisiones de CO₂ en la etapa de fugitivas [T]

Mediante la siguiente ecuación obtendremos las emisiones de CO₂ en la etapa de venteo.

$$VECO_2 = BblRv * FBblRv$$

Donde:

VECO₂ : Emisiones de CO₂ en la etapa de venteo [T]

BblRv: Barriles de petróleo refinados en la etapa de venteo [bbl]

FBblRv: Factor de emisión de CO₂ en la etapa de venteo [T/ bbl]

Mediante la siguiente ecuación obtendremos las emisiones de CO₂ en la etapa de quemado.

$$QECO_2 = BblRq * FBblRq$$

Donde:

QECO₂ : Emisiones de CO₂ en la etapa de quemado [T]

BblRq: Barriles de petróleo refinados en la etapa de quemado [bbl]

FBblRq: Factor de emisión de CO₂ en la etapa de quemado [T/ bbl]

Mediante la siguiente ecuación obtendremos las emisiones de CO₂ en la etapa de fugitivas.

$$FECO_2 = BblRf * FBblRf$$

Donde:

FECO₂ : Emisiones de CO₂ en la etapa de fugitivas [T]

BblRf: Barriles de petróleo refinados en la etapa de fugitivas [bbl]

FBblRf: Factor de emisión de CO₂ en la etapa de fugitivas [T/ bbl]

2.5 Realizar gráficos estadísticos por Industria

Utilizando la interfaz de Jupyter lab se realizó los siguientes gráficos:

- Dos gráficos de barras, el primero perteneciente a la producción anual de barriles refinados por la refinería de Shushufindi, la segunda muestra las emisiones de CO₂ de los últimos 5 años, y finalmente un gráfico de barras apiladas para contrastar la cantidad de producción y emisión de CO₂ de la refinería mencionada.
- Para las termoeléctricas se creó dos gráficos de barras, el primero perteneciente a la producción anual promedio de los últimos 5 años de cada central térmica, la segunda muestra las emisiones de CO₂ promedio de los últimos 5 años, y finalmente un gráfico de barras apiladas para comparar la cantidad de producción de energía y las emisiones de CO₂ perteneciente a cada termoeléctrica.

2.6 Comparar las propiedades roca-fluido en el área de estudio con un criterio de selección.

En esta sección se realizó un estudio comparativo de las propiedades de roca-fluido de las principales arenas productoras en los campos petroleros: Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Pucuna y Auca. Para la comparación se utilizará un criterio de selección de una evaluación para el desarrollo de un plan piloto para EOR por gas miscible de CO₂ en la amazonia ecuatoriana. En la Tabla 2.6.1 se indica los parámetros: profundidad, porosidad, temperatura, presión, permeabilidad, API, saturación, viscosidad y espesor, para compararlos con los criterios de selección de recuperación mejorada. Para el estudio comparativo se empleó un código realizado con el lenguaje de programación Python; expuesta en el Apéndice B; necesita dos DataFrame que contengan los datos roca-fluido del campo petrolero en estudio y un criterio de selección establecido. Los datos serán manipulados con el uso de bucles “for” y condicionales “if” lo que permitirá realizar la comparación. Finalmente, lo que retornará la función será un DataFrame de las arenas productoras con sus respectivos parámetros de roca-fluido que cumplen el criterio de selección establecido.

Tabla 2.6.1. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del CO2 miscible.

Propiedades para almacenamiento CO ₂ -EOR	Criterios de selección	
	Mínimo	Máximo
Profundidad [ft]	2000	9800
Porosidad (%)	4	30
Temperatura [°F]	83	260
Presión [Psi]	1200	3452
Permeabilidad [md]	2	700
Oil gravity [°API]	27	45
Viscosidad [cp]	0,4	6
So (%)	25	89
Espesor neto de la formación [ft]	15	268

Fuente: (Mezza Segura, 2020) modificado por Autor

2.7 Calcular la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂

Las capacidades de almacenamiento de CO₂ en los reservorios de petróleo y gas, se estimó basándose en la metodología propuesta por (Bachu et al., 2007), el cual establece que “el volumen previamente ocupado por los hidrocarburos producidos está disponible para el almacenamiento de CO₂”. Se presenta la ecuación usada para estimar la capacidad

de almacenamiento masivo teórico de CO₂ en un yacimiento en condiciones in situ (MCO_{2t}):

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} * \left[\frac{Rf * OOIP}{Bo} - Viw + Vpw \right]$$

Donde:

ρ_{CO_2r} : Densidad de CO₂ en condiciones de yacimiento [kg / m³]

Rf : Factor de recobro

Bo : Factor volumétrico de formación del petróleo [By/Bn]

$OOIP$: Volumen de petróleo in situ [m³]

Viw : Volumen de agua inyectado [m³]

Vpw : Volumen de agua producido [m³]

Las variables que forman parte de la ecuación se obtuvieron de datos recopilados de reservas volumétricas pertenecientes a Petroamazonas EP, información que se muestra en el Apéndice C al Apéndice G La Densidad de CO₂ en condiciones de yacimiento es la única variable estimada mediante dos formas que se detallan a continuación:

1.- A través de un diagrama que relaciona el cambio de densidad del CO₂ por profundidad y temperatura; la cual se muestra en Figura 2.7.1.

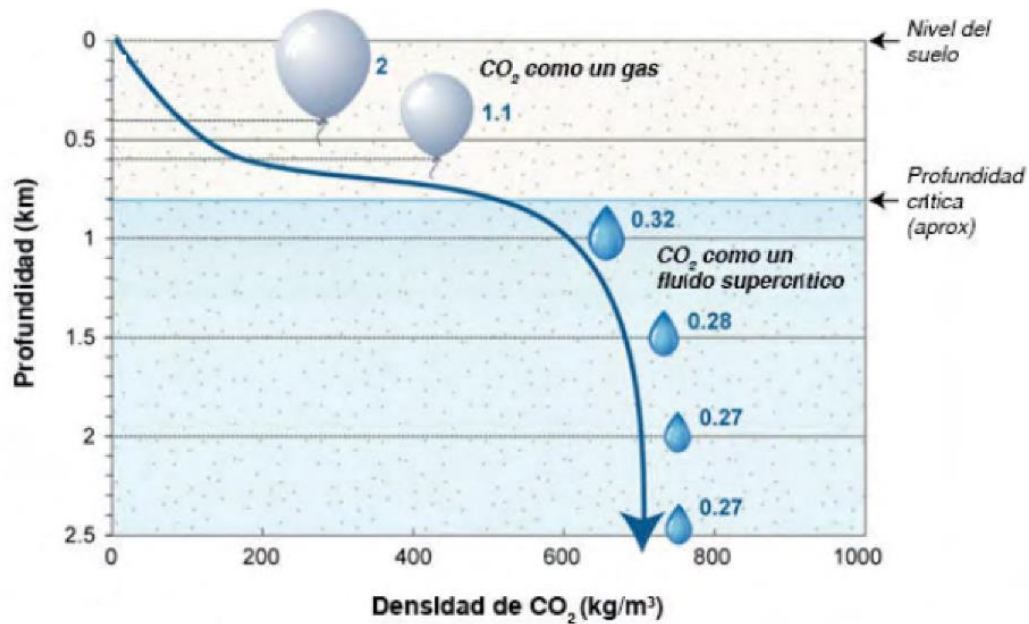


Figura 2.7.1 Diagrama comportamiento de la Densidad de CO₂ vs profundidad.

Fuente:(Paredes-Ángeles, 2020)

2.- A partir de la ecuación de los gases de los gases ideales modificada tomando en cuenta al factor de compresibilidad (Z), además que dicho factor es estimado a partir del método grafico de Standing y Katz como función a las propiedades pseudo-reducidas de presión y temperatura.

Ecuación para estimar la densidad de un gas en yacimiento:

$$\rho_{CO_2} = \frac{Ma * P}{z * R * T}$$

Donde:

ρ_{CO_2r} : Densidad de CO₂ en condiciones de yacimiento [lb / ft³]

Ma: Masa molar del CO₂

P: Presión de yacimiento [psia]

z: Factor de compresibilidad del gas

R: Constante universal de los gases [ft³*psia/ lbmol*°R]

T: Temperatura de yacimiento [°R]

Método gráfico de Standing y Katz

A partir de las correlaciones de estos mismos autores, se estimaron las presiones y temperaturas pseudo-criticas y pseudo-reducidas asumiendo un sistema de gas natural se vista los resultados en el diagrama establecido en la Figura 2.7.2:

Correlaciones para un sistema de gas natural presión y temperatura pseudoreducida:

$$P_{SC} = 667 + 15 * \gamma_g - 37.5 * \gamma_g^2$$

$$T_{SC} = 168 + 325 * \gamma_g - 12.5 * \gamma_g^2$$

Presión y temperatura pseudocritica:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{SC}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{SC}}$$

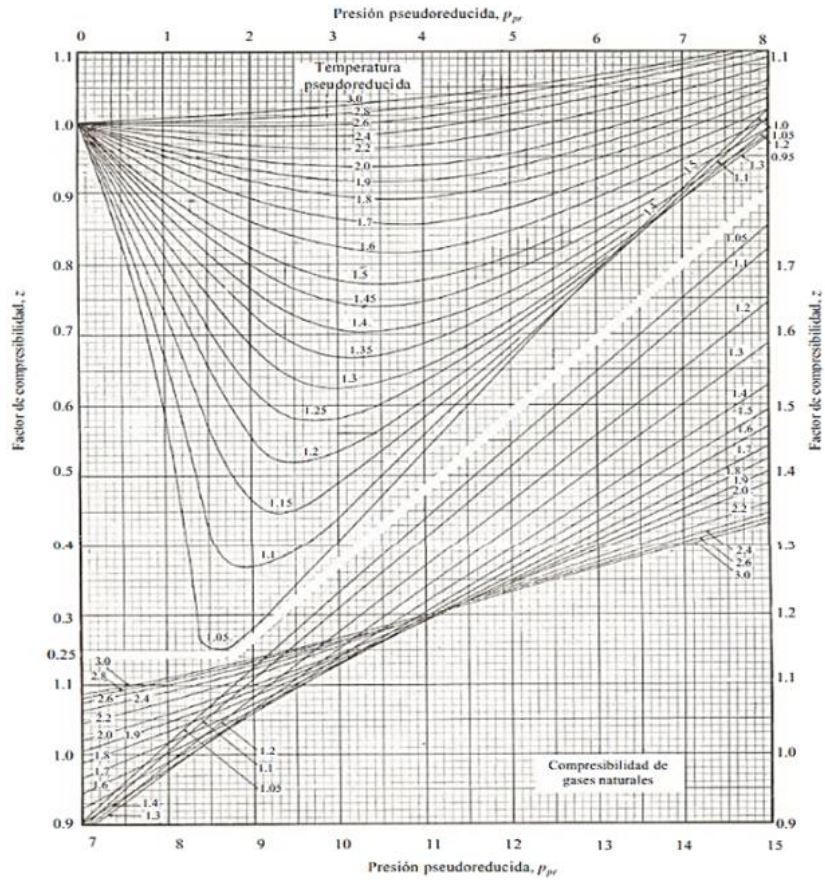


Figura 2.7.2 Factor de compresibilidad Z en función de temperatura y presión pseudoreducida

Fuente: (Carta factor Standig y Katz, 1942)

CAPÍTULO 3

3 Resultados y Análisis

3.1 Mapas de ubicación de fuentes emisoras de CO₂ en el oriente ecuatoriano.

3.1.1 Mapeo de las Refinerías

Mediante la Tabla 3.1.1 Datos de ubicación y producción de la refinería Shushufindi se presentan las coordenadas UTM y la producción de los últimos 10 años de la refinería de Shushufindi investigada a partir de datos públicos de Petroecuador.

Tabla 3.1.1 Datos de ubicación y producción de la refinería Shushufindi

Refinería	Provincia	Coordenadas UTM		año	Refinación Barriles
		x	y		
Shushufindi	Sucumbíos	315475.77	9977848.69	2010	6357000
				2011	6555000
				2012	7165000
				2013	7097000
				2014	7241000
				2015	7077000
				2016	7400987
				2017	7553998
				2018	7460024
				2019	7033492
2020	6314650				

A partir de los datos previamente expuestos y el software ArcGIS, se estructuró el mapa de ubicación de la refinería Shushufindi ubicada en la provincia de Sucumbíos y al sur oeste del cantón Shushufindi. En la Figura 3.1.1. Mapa de ubicación Refinería Shushufindi se puede apreciar el mapa realizado y la ubicación de la refinería, además de mostrar un gráfico de barras que señala la producción anual de barriles refinados en los últimos 10 años.

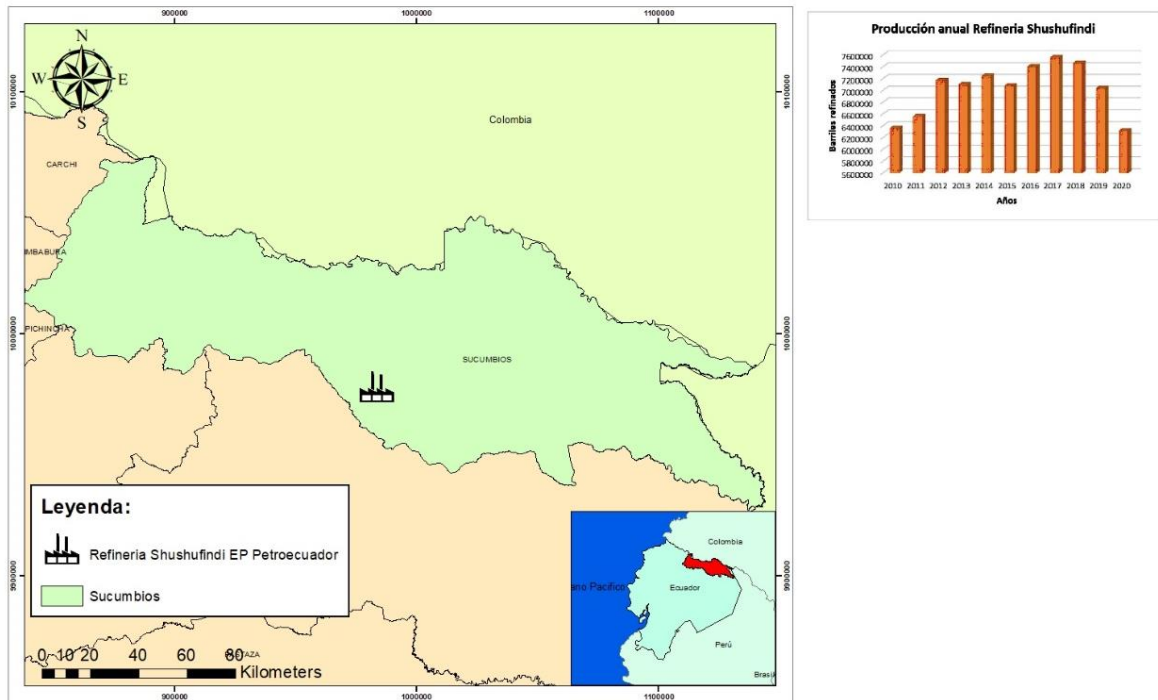


Figura 3.1.1. Mapa de ubicación Refinería Shushufindi

3.1.2 Mapeo de las termoeléctricas

En la Tabla 3.1.2 se muestran las coordenadas UTM pertenecientes a 10 centrales térmicas ubicadas en la amazonia ecuatoriana.

Tabla 3.1.2 Datos de ubicación de las centrales térmicas en el oriente ecuatoriano

Centrales térmicas	UTM	
	x	y
Amazonas	286470.89	12003.96
Lago Agrio	291712.58	9506.14
Secoya	323219.01	1168.42
Guanta	301593.81	9997498.52
Cuyabeno	357546.94	2714.36
Repsol YPF-NPF-1	340566.98	9923885.88

Shushifindi estación Sur-Oeste	315536.49	9969188.53
Tapi	287686.11	11984.11
Pakay	321066.88	9950530.29
Sacha	291204.86	9963067.55

Con las coordenadas previamente expuestas y volviendo a usar ArcGIS, se creó el mapa de ubicación de las centrales térmicas; evidenciada en Figura 3.1.2; las cuales se encuentran principalmente en las provincias de Sucumbíos y Orellana.

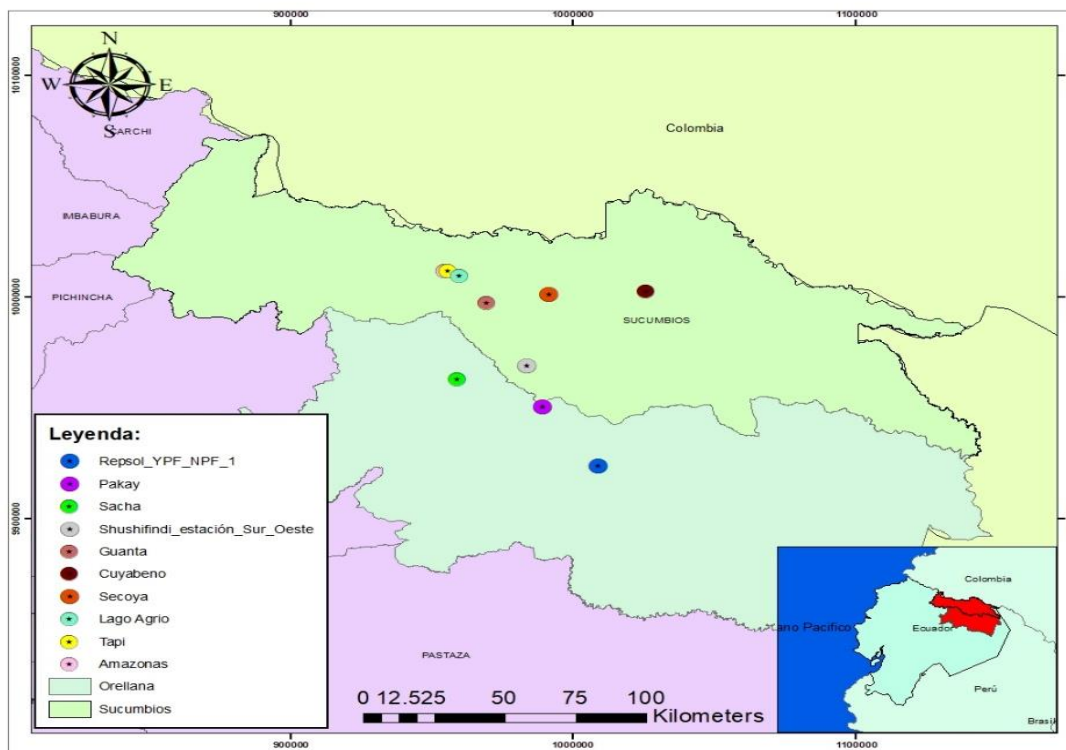


Figura 3.1.2 Mapa de ubicación “Centrales térmicas en la Amazonia Ecuatoriana”

3.2 Mapa de ubicación bloques petroleros para almacenamiento de CO₂-EOR

En la Figura 3.2.1 se muestra un mapa creado con el software de ArcGis, este muestra la ubicación de los bloques petroleros propuestos como posibles sumideros de CO₂, dichos campos están delimitados entre sí y abarcan territorio perteneciente a las provincias de Sucumbíos y Orellana.

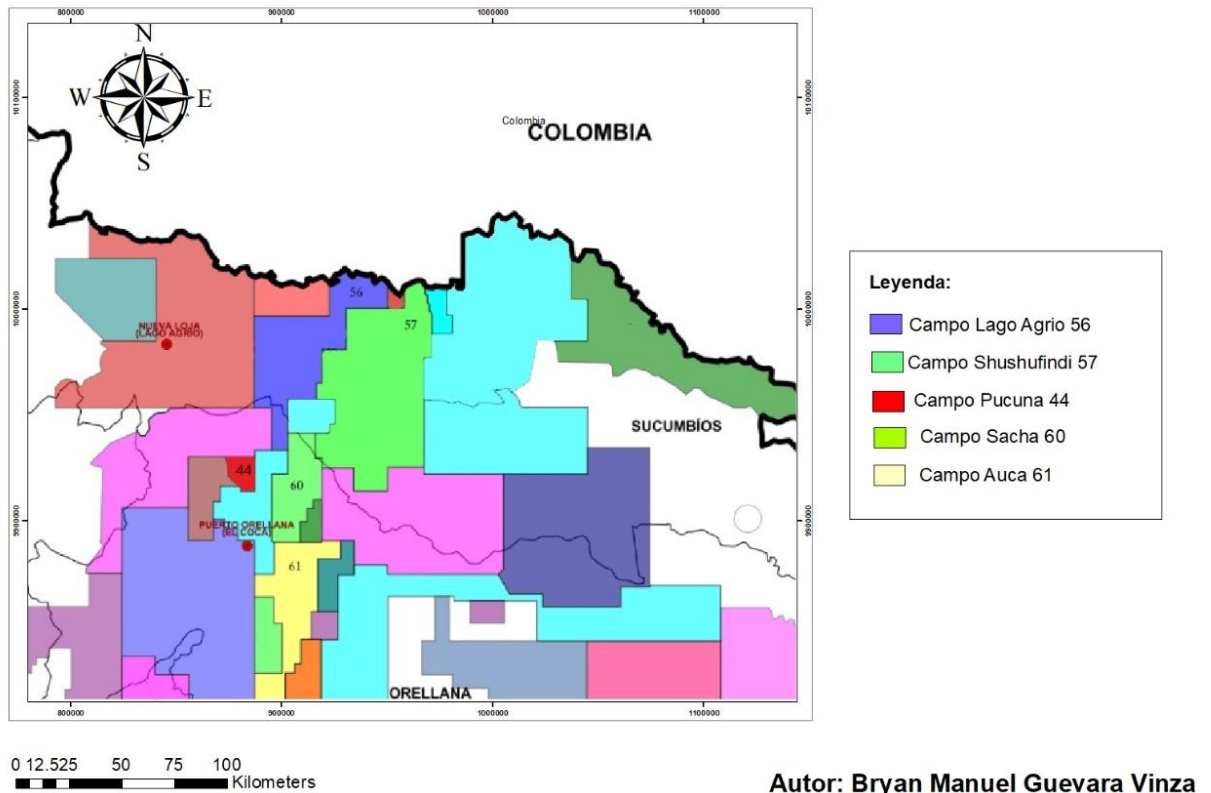


Figura 3.2.1 Mapa de ubicación “sumideros propuestos para almacenamiento de CO₂-EOR”

3.3 Mapas de ubicación de los oleoductos para transporte del CO₂

En la Figura 3.3.1 se muestra un mapa de los oleoductos de flujo secundarios que atraviesan por el oriente ecuatoriano, es importante emplear los lineamientos precisos con la información relevante, para tomar los oleoductos que pasen por los puntos de las fuentes estacionarias hasta los puntos de almacenamiento, lo cual asegura un diseño adecuado y óptimo para nuestra selección (Gordillo Vallejo, 2017).

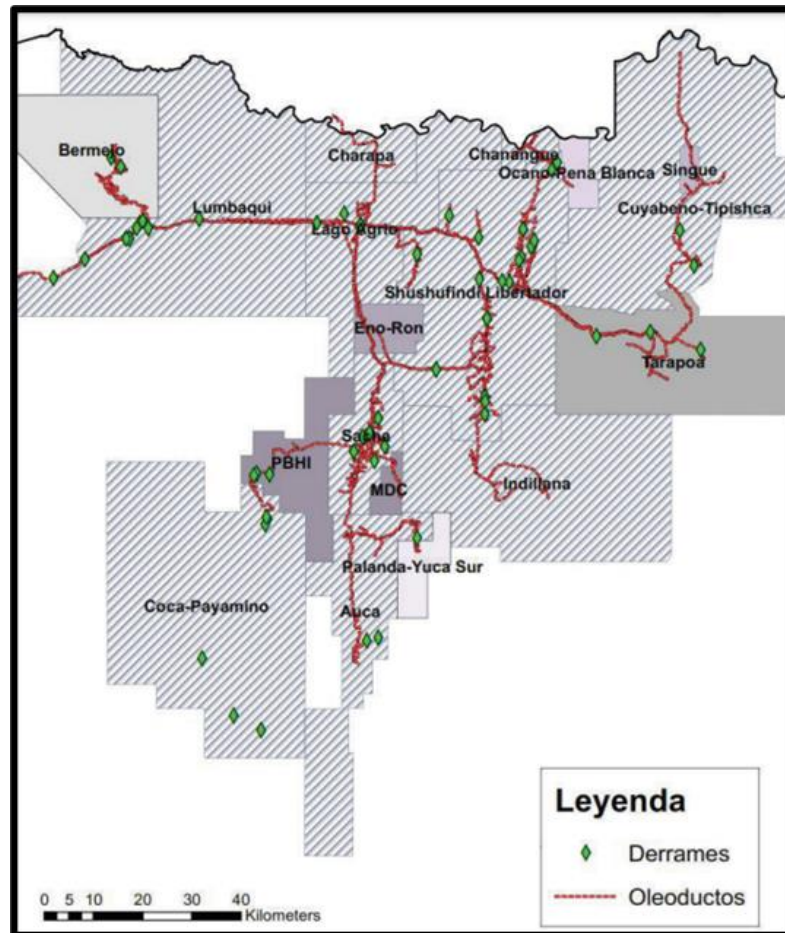


Figura 3.3.1 Mapa de los oleoductos del Oriente Ecuatoriano

3.4 Cálculo de emisiones de CO₂ de Refinerías y Termoeléctricas

3.4.1 Refinerías

A continuación, se presenta la Tabla 3.4.1, donde se visualiza los datos de refinación de barriles de petróleo por año en la refinería Shushufindi, además se incluye las emisiones de CO₂ correspondientes a cada año.

Tabla 3.4.1 Datos de producción y emisiones de CO2 de la refinería Shushufindi

Refinería	año	Refinación Barriles	Emisiones (T CO2)
Shushufindi	2020	6314650	187331.21
	2019	7033492	208656.47
	2018	7460024	221310.02
	2017	7553998	224097.87
	2016	7400987	219558.63

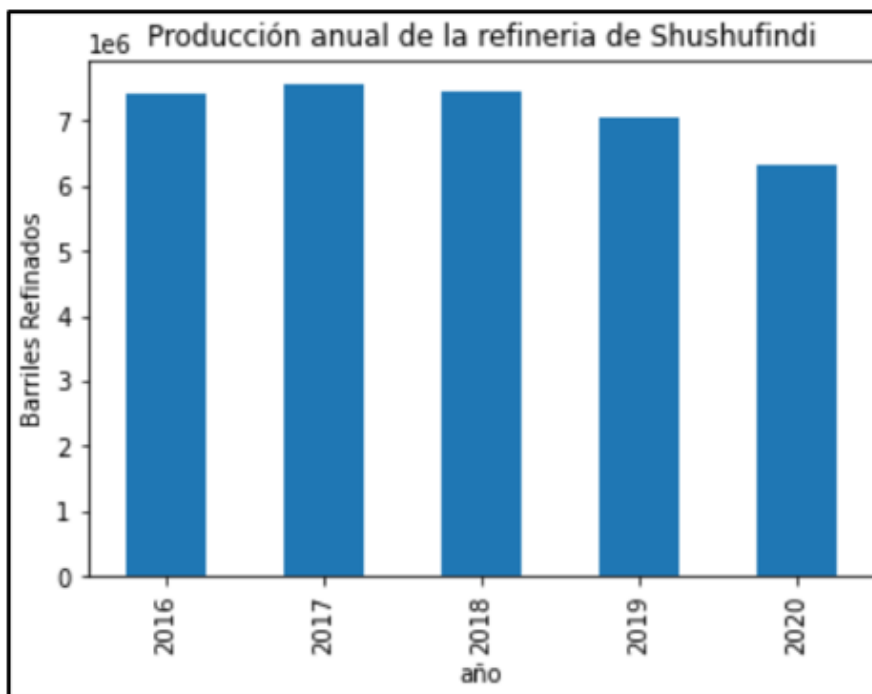


Figura 3.4.1 Diagrama de la producción anual de la refinería Shushufindi.

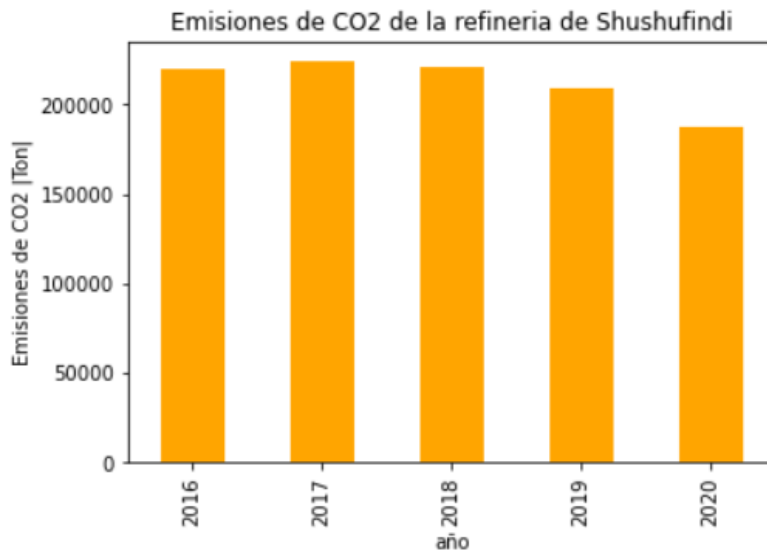


Figura 3.4.2 Diagrama de las emisiones de dióxido de carbono de la refinería Shushufindi.

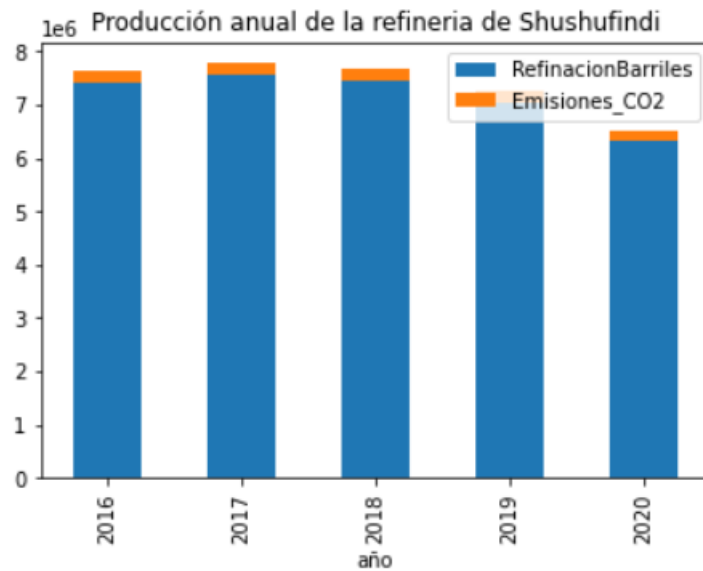


Figura 3.4.3 Diagrama de barras apiladas de la producción y emisión de CO2 de la refinería Shushufindi.

En la Figura 3.4.3 se presenta un diagrama de barras apiladas donde se contrasta la cantidad de barriles refinados con las emisiones de dióxido de carbono que se emite la refinería Shushufindi al ambiente, a diferencia de la Figura 3.4.1 y Figura 3.4.2 donde se

muestra en un diagrama de barras los barriles refinados y las emisiones de CO₂ respectivamente de los últimos cinco años.

3.4.2 Termoeléctricas

A continuación, se presenta la tabla de datos del promedio de la energía bruta producida y el promedio de emisión de CO₂ de los últimos cinco años, por cada termoeléctrica.

Tabla 3.4.2 Datos de producción de energía promedio y emisión de CO₂ promedio de las termoeléctricas.

Termoeléctrica	Promedio de energía bruta	promedio de emisión CO₂
	(MWH)	(T Co ₂)
Amazonas	10126.798	9130.08409
Lago Agrio	44047.664	48842.1242
Secoya	143779.342	91304.3883
Guanta	20220.742	17707.2849
Cuyabeno	44795.766	30056.884
Repsol YPF-NPF- 1	179781.8	167496.737
Shushifindi estación Sur- Oeste	35926.794	28495.6119
Tapi	8051.098	6896.12288
Pakay	4573.516	4410.80629
Sacha	81893.856	42855.1228

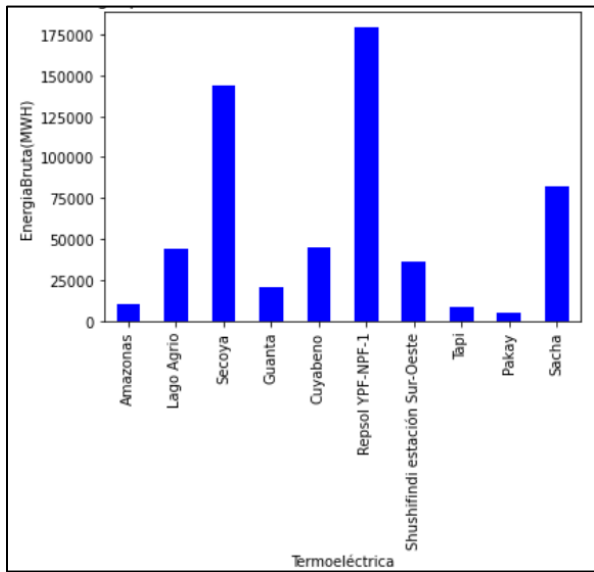


Figura 3.4.2.1 Producción de energía promedio de las termoeléctricas en la Amazonía Ecuatoriana.

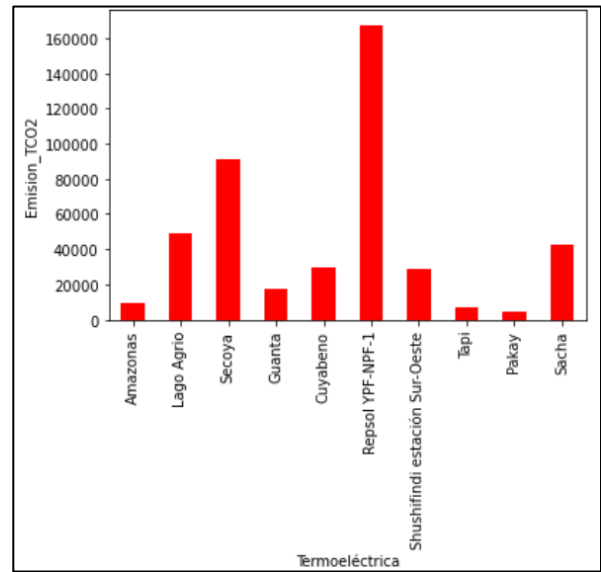


Figura 3.4.2.2 Emisiones de CO2 promedio de las termoeléctricas en la Amazonía Ecuatoriana.

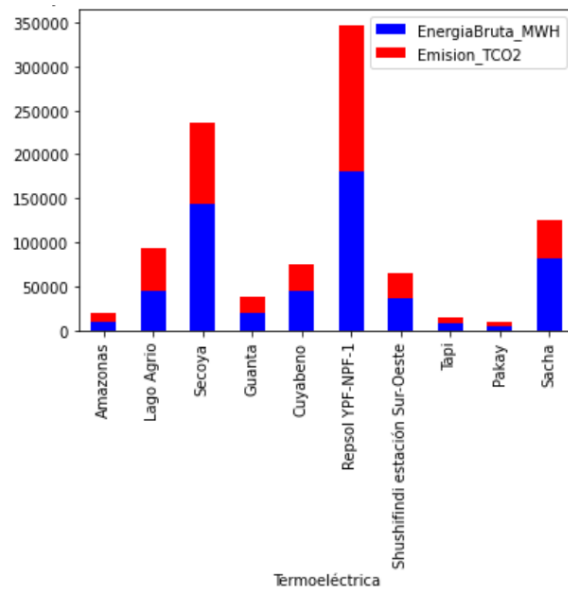


Figura 3.4.2.3 diagrama de barras apiladas de la producción de energía y emisión de CO2 de las termoeléctricas.

3.5 Análisis comparativo de las propiedades roca-fluido con el criterio de selección

En esta sección se presentan las arenas óptimas para el almacenamiento de CO₂-EOR de cada campo propuesto a partir de la función programada en Python llamada “comparacion_de_campo”:

Campo Lago Agrio (Bloque 56):

Al ingresar los datos de la Tabla 3.5.1 como un DataFrame en la función “comparacion_de_campo”, el resultado arrojado es otro Dataframe de las arenas productoras que cumplen con el criterio de selección.

Tabla 3.5.1 Propiedades Roca-Fluido campo Lago Agrio

Campo Lago Agrio Bloque 56				
Parámetros	Formaciones			
	Ts	Ti	Hs	Hi
Profundidad [ft]	9796	9836	9975	10056
Porosidad (%)	11	11	13,04	15,38
Temperatura [°F]	224	224	202	205
Presión [Psi]	3396,7	3396,7	3422	4300
Permeabilidad [md]	79	110	70,64	318
Oil gravity [°API]	33	33	30	30
Viscosidad [cp]	1,163	1,163	1,78	1,45
So (%)	67	70	80,35	80,55
Espesor neto de la formación [ft]	9	12	18	81

En la figura Figura 3.5.1 se muestra el interfaz de Jupyter lab en donde se efectuó el análisis comparativo a través de la función previamente mencionada. Además, se demuestra que la arena “Hollín superior” como la única formación que cumple con el criterio de selección planteado.

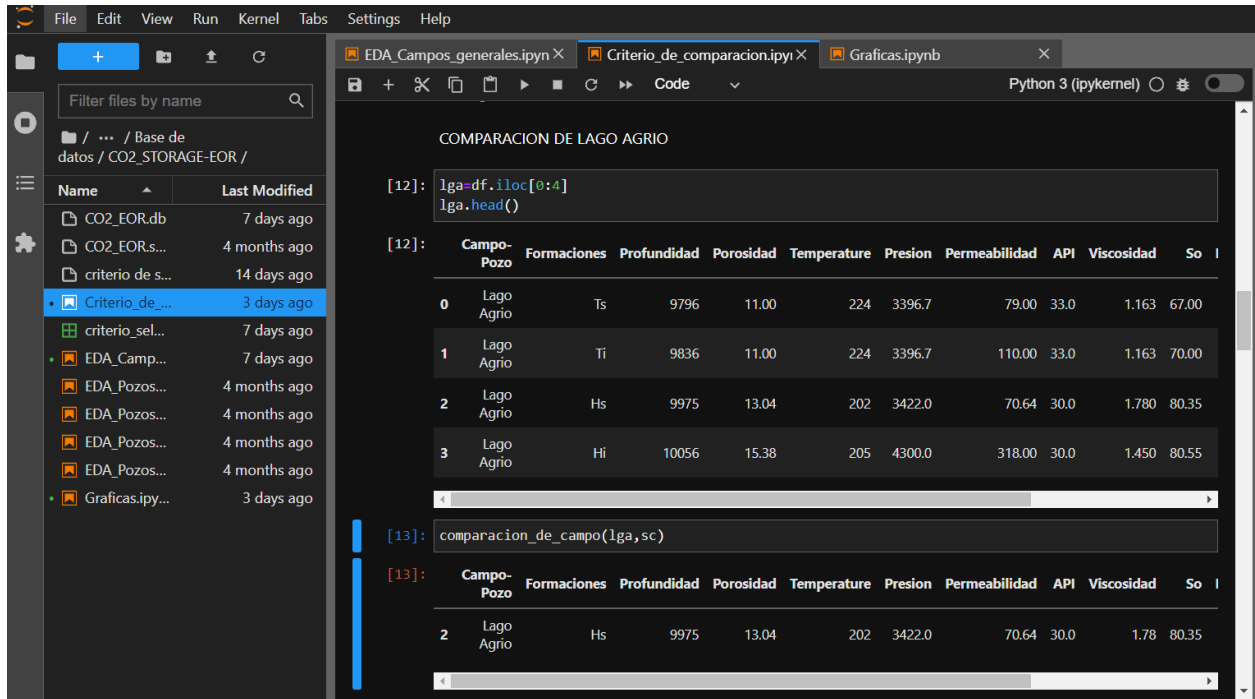


Figura 3.5.1 Output de la comparación del campo Lago Agrio con el criterio de selección, mostrado en el interfaz de Jupyter Lab

Campo Sacha (Bloque 60):

Al ingresar los datos de la Tabla 3.5.2 como un DataFrame en la función “comparacion_de_campo”, el output es otro Dataframe de las arenas productoras que cumplen con el criterio de selección.

Tabla 3.5.2 Propiedades Roca-Fluido campo Sacha

Parámetros	Campo Sacha Bloque 60				
	Formaciones				
	Napo (U)	Napo (T)	Hs	Hi	Basal Tena
Profundidad [ft]	8530	8765	8975	8975	7800
Porosidad (%)	17	16	14	17	18
Temperatura [°F]	211	216	225	225	181
Presión [Psi]	1750	1900	3300	4119	*
Permeabilidad [md]	100	200	70	500	300
Oil gravity [°API]	26,7	30,3	27,3	27,1	24,1
Viscosidad [cp]	1,8	1,6	1,4	3,7	2,5
So (%)	67,2	80	66,7	70,6	65,7
Espesor neto de la formación [ft]	40	33,5	50	35	9

Se muestra el interfaz de Jupyter lab en la Figura 3.5.2 y mediante la función previamente mencionada se efectuó el análisis comparativo. Además, se establece a las arenas “Napo T y Hollín superior” como los reservorios óptimos que cumplen con el criterio de selección planteado.

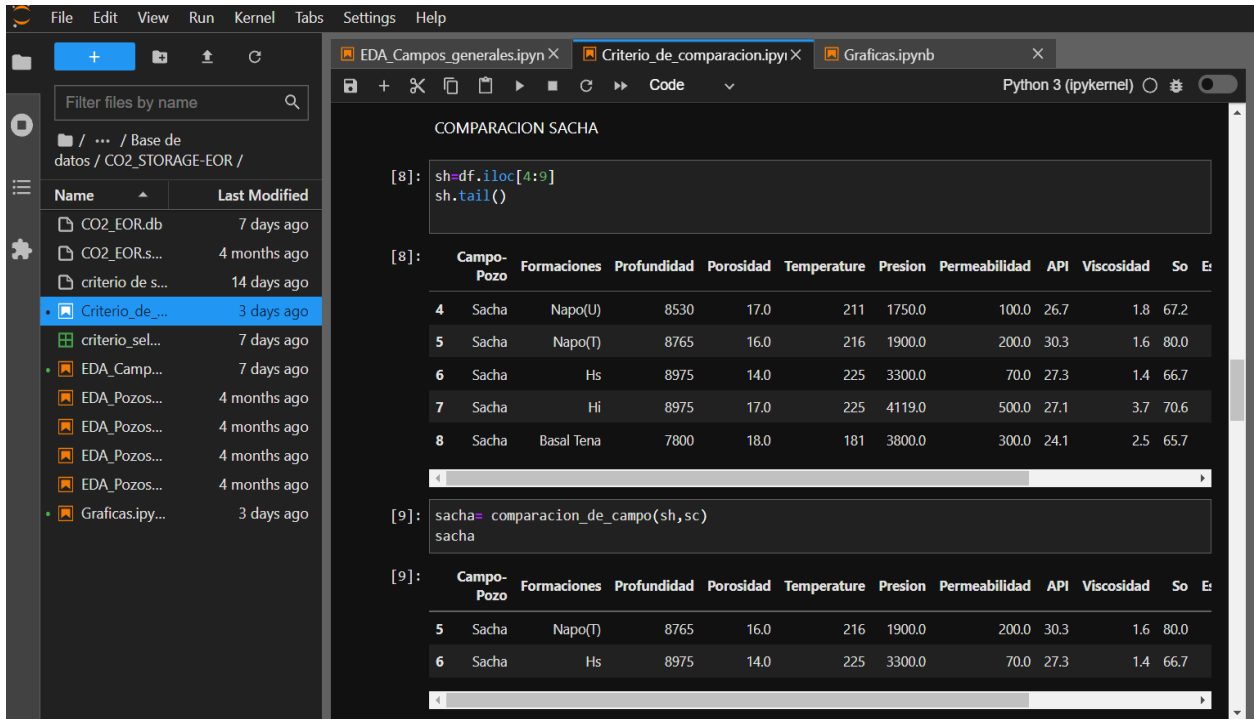


Figura 3.5.2 Output de la comparación del campo Lago Agrio con el criterio de selección, mostrado en el interfaz de Jupyter Lab

Campo Shushufindi (Bloque 57):

Al ingresar los datos de la Tabla 3.5.3 como un DataFrame en la función “comparacion_de_campo”, el output es otro DataFrame de las arenas productoras que cumplen con el criterio de selección.

Tabla 3.5.3 Propiedades Roca-Fluido campo Shushufindi

Parámetros	Campo Shushufindi Bloque 57		
	Formaciones		
	Basal Tena	U	T
Profundidad [ft]	9250	9300	9600
Porosidad (%)	16	18	17
Temperatura [°F]	195	218	218
Presión [Psi]	3860	3867	4050
Permeabilidad [md]	150	700	900
Oil gravity [°API]	25	22,4	31,88
Viscosidad [cp]	2,8	2,8	1,08
So (%)	76,2	75	75
Espesor neto de la formación [ft]	16	52	48

En la Figura 3.5.3 se muestra el interfaz de Jupyter lab en donde se efectuó el análisis comparativo a través de la función previamente mencionada. El output muestra que ninguna formación cumple con los criterios de selección al arrojar un DataFrame vacío, esto es debido principalmente a las presiones que no cumplen el rango establecido del criterio de selección.

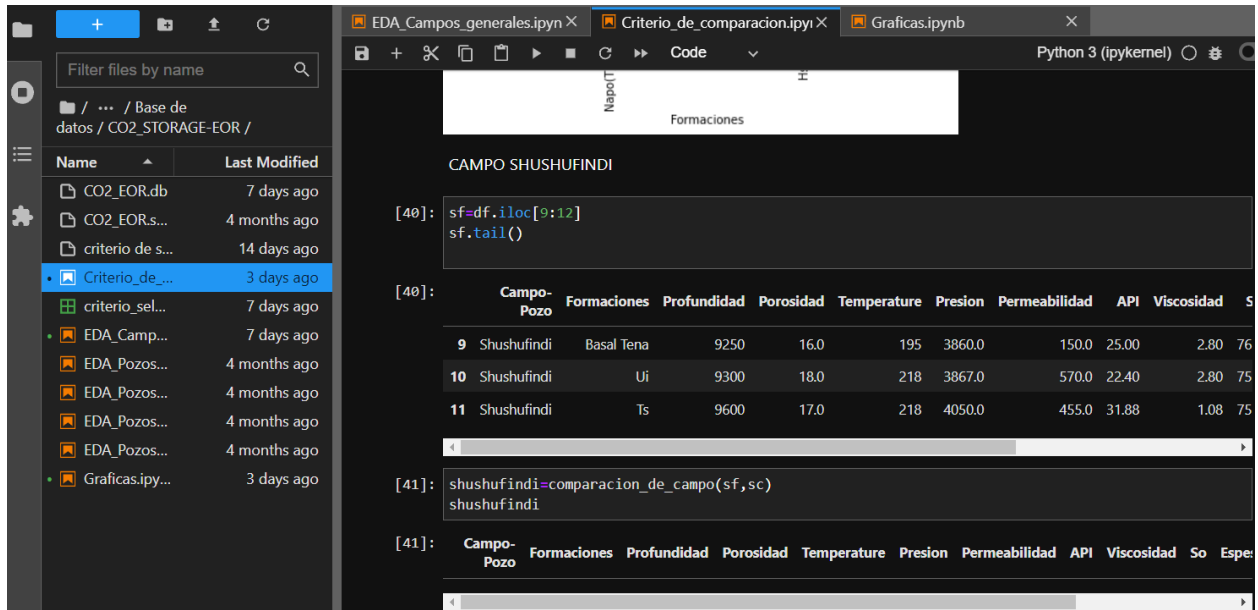


Figura 3.5.3 Output de la comparación del campo Shushufindi con el criterio de selección

Campo Pucuna (Bloque 44):

Al ingresar los datos de la Tabla 3.5.4 como un DataFrame en la función “comparacion_de_campo”, el output es otro Dataframe de las arenas productoras que cumplen con el criterio de selección.

Tabla 3.5.4 Propiedades Roca-Fluido del campo Pucuna

Parámetros	Campo Pucuna Bloque 44	
	Formaciones	

	Basal Tena	Us	Ui	Ti	Ts	H
Profundidad [ft]	7590	8310	8310	8550	8550	8705
Porosidad (%)	20,1	15,7	18,5	17,8	14,5	15
Temperatura [°F]	180	205	205	218	218	224
Presión [Psi]	3600	3750	3750	4000	4000	4250
Permeabilidad d [md]	433	425	425	242	242	347
Oil gravity [°API]	27,8	29,15	29,15	31,66	31,66	27,4
Viscosidad [cp]	1,079	1,079	1,079	1,079	0,614	1,079
So (%)	74,2	71,9	73,3	80	76,1	76
Espesor neto de la formación [ft]	6,15	4,86	12,7	7,21	17,57	23,83

En la Figura 3.5.4 se muestra el interfaz de Jupyter lab en donde se efectuó el análisis comparativo. El output de la función muestra que ninguna formación cumple con los criterios de selección al arrojar un DataFrame vacío, esto es debido principalmente a las presiones que no cumplen el rango establecido del criterio de selección.

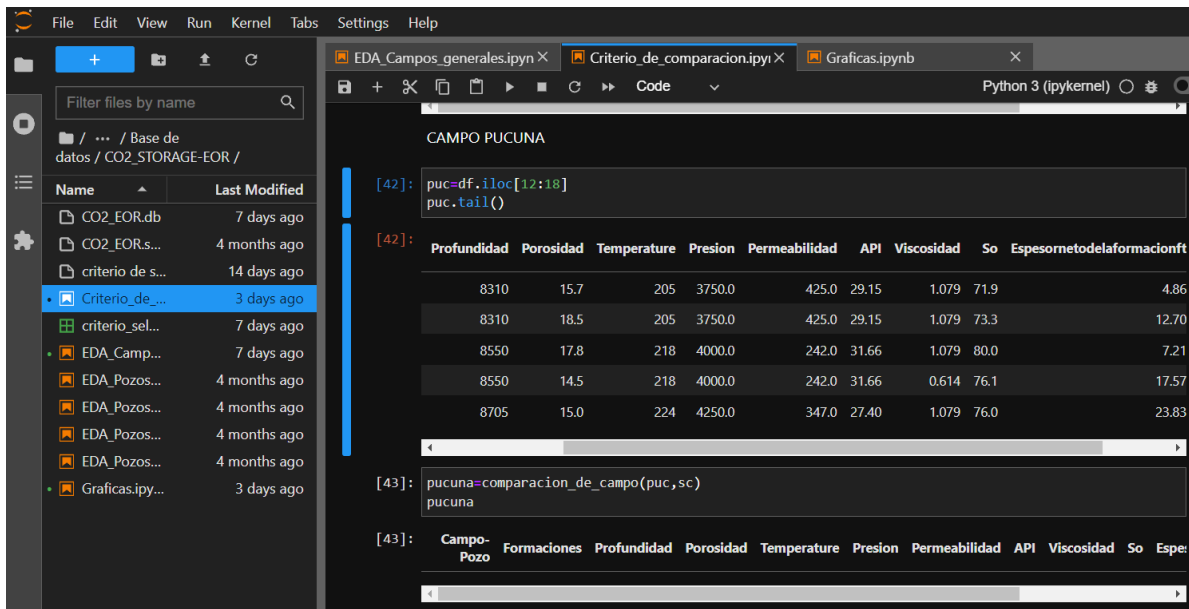


Figura 3.5.4 Output de la comparación del campo Pucuna con el criterio de selección

Campo Auca (Bloque 61):

Al ingresar los datos de la Tabla 3.5.5 como un DataFrame en la función “comparacion_de_campo”, el output es otro Dataframe de las arenas productoras que cumplen con el criterio de selección.

Tabla 3.5.5 Propiedades Roca-Fluido del campo Auca

Propiedades para almacenamiento CO2-EOR	Campo Auca Bloque 61						
	Formaciones						
	Basal Tena	Us	Ui	Ti	Ts	Hs	Hi
Profundidad [ft]	8946	9742	9923	9982	10153	10153	10667
Porosidad (%)	17,09	11,38	15,65	11,35	13,32	12,54	15,15
Temperatura [°F]	215	228	228	233	233	236	239
Presión [Psi]	3563	4141	4141	4213	4213	4500	4500

Permeabilidad [md]	260	780	780	260	260	500	500
Oil gravity [°API]	21,1	20,1	20,1	29	29	31,6	31,6
Viscosidad [cp]	21,34	13,8	13,8	5,05	5,05	4,76	4,76
So (%)	73,41	69,84	83,84	60,76	74,41	62,94	70,14
Espesor neto de la formación [ft]	13,68	6,87	23,4	1239	24,5	17,08	25,52

Finalmente, en la Figura 3.5.5 se muestra el interfaz de Jupyter lab en donde se efectuó el análisis comparativo. El output de la función muestra que ninguna formación cumple con los criterios de selección al arrojar un DataFrame vacío, esto es debido principalmente a las presiones que no cumplen el rango establecido del criterio de selección.

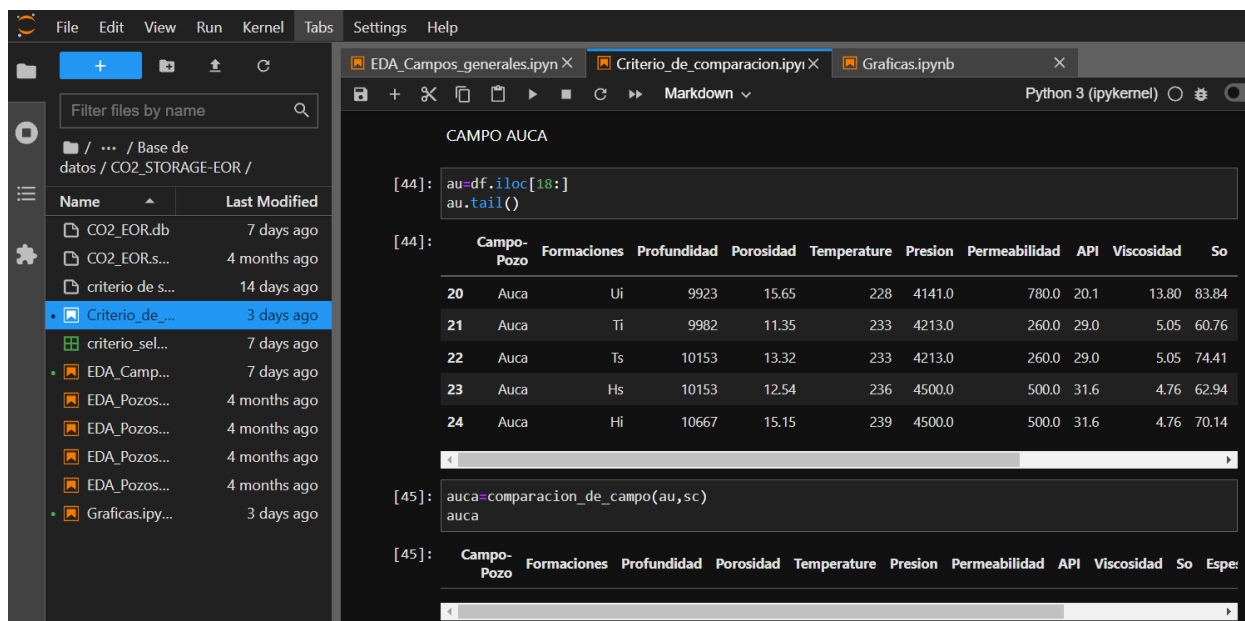


Figura 3.5.5 Output de la comparación del campo Auca con el criterio de selección

De acuerdo con los resultados expuestos en los outputs anteriores, los campos óptimos que cumplen con el criterio de selección para el almacenamiento y la inyección de gas miscible de CO₂ son los campos “Lago Agrio” y “Sacha”. En la siguiente Tabla 3.5.6 se muestran las propiedades de los campos y las formaciones que cumplieron con el criterio de selección establecido.

Tabla 3.5.6 Campos y formaciones óptimas para almacenamiento de CO₂-EOR

Propiedades para almacenamiento CO ₂ -EOR	Campo Lago		Campo Sacha	
	Agrio Bloque		Bloque 60	
	56			
	Hs	Napo (T)	Hs	
Profundidad [ft]	9975	8765	8975	
Porosidad (%)	13,04	16	14	
Temperature [°F]	202	216	225	
Presión [Psi]	3422	1900	3300	
Permeabilidad [md]	70,64	200	70	
Oil gravity [°API]	30	30,3	27,3	
Viscosidad [cp]	1,78	1,6	1,4	
So (%)	80,35	80	66,7	
Espesor neto de la formacion [ft]	18	33,5	50	

3.6 Capacidad de almacenamiento de CO₂ en las formaciones optimas

3.6.1 Resultados usando la densidad del CO₂ con el diagrama de densidad vs profundidad.

De acuerdo con las formaciones optimas obtenidas en el apartado anterior, es necesario estimar cuál de ellas tiene la mayor capacidad para almacenar CO₂, este será calculado mediante la primera ecuación de Bachu y los datos expuestos en la Tabla 3.6.1.

Tabla 3.6.1 Datos necesarios para estimar la capacidad de almacenamiento.

Campo	Formación	Profundidad [Km]	ρ_{CO_2} [Kg/m ³]	Rf	Bo [By/Bn]	OOIP [bbbl]
Lago Agrio	Hs	3,04038	700	0,3004	11,476	189071712
Sacha	Napo(T)	2,671572	700	0,3826	1,3726	483325941
	Hs	2,73558	700	0,3223	1,334	2137516953

Al sustituir los datos en la primera ecuación de Bachu obtenemos los siguientes volúmenes de CO₂ en toneladas para cada formación productora de su respectivo campo petrolero. En la Tabla 3.6.2 se muestran los resultados de la estimación.

Tabla 3.6.2 Cantidad de CO₂ que pueden almacenar las formaciones de los campos óptimos.

Campo	Formación	CO ₂ [Kg]	M_CO ₂ [Ton]	M_CO ₂ [Mt]
Lago Agrio	Hs	550803137,7	550803,1377	0,55080314
Sacha	Napo(T)	14993448645	14993448,64	14,9934486
Sacha	Hs	57474407648	57474407,65	57,4744076

Entre las tres formaciones, la “Hollín superior” perteneciente al campo Sacha es la que mayor cantidad de CO₂ puede almacenar con 57,47 megatoneladas, luego le sigue la formación “Napo (T)” también del campo Sacha con 15 megatoneladas, y finalmente la que muestra menor capacidad para el almacenamiento es la arena “Hollín superior” del campo

Lago Agrio con 0,55080314 megatoneladas. Lo anterior dicho se puede evidenciar en la Figura 3.6.1 Grafico de barras que muestra la capacidad de almacenamiento de CO2

3.6.2 Resultados usando la densidad del CO2 estimado con Standing y Katz:

Primeramente, se presenta las densidades estimadas para cada formación mediante la metodología de Standing y Katz:

Tabla 3.6.3 Densidades estimadas mediante Standing y Katz

Formación	Temperatura [°F]	Presión [Psi]	Z	ρ_{CO2} [lb/ft ³]	ρ_{CO2} [Kg/m ³]
Hs	202	3422	0,74	28,651142	458,94727
Napo(T)	216	1900	0,43	26,809585	429,44836
Hs	225	3300	0,72	27,443691	439,60576

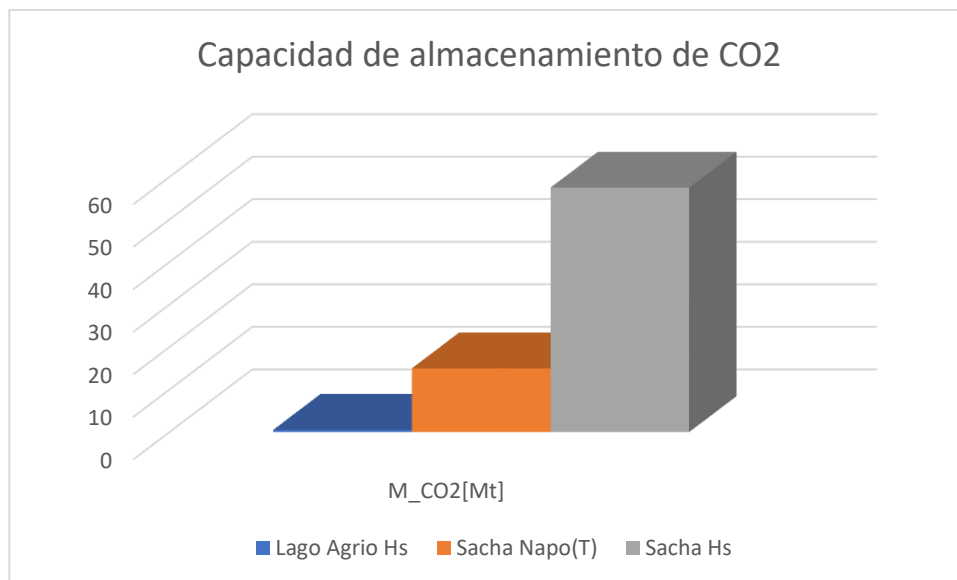


Figura 3.6.1 Grafico de barras que muestra la capacidad de almacenamiento de CO₂

3.6.3 Resultados usando la densidad del CO₂ estimado con Standing y Katz:

Primeramente, se presenta las densidades estimadas para cada formación mediante la metodología de Standing y Katz:

Tabla 3.6.3 Densidades estimadas mediante Standing y Katz

Formación	Temperatura [°F]	Presión [Psi]	Z	ρ_{CO_2} [lb/ft ³]	ρ_{CO_2} [Kg/m ³]
Hs	202	3422	0,74	28,651142	458,94727
Napo(T)	216	1900	0,43	26,809585	429,44836
Hs	225	3300	0,72	27,443691	439,60576

Usando los mismos datos de la Tabla 3.6.2, pero con las densidades de la

Formación	Temperatura [°F]	Presión [Psi]	Z	ρ_{CO_2} [lb/ft ³]	ρ_{CO_2} [Kg/m ³]
Hs	202	3422	0,74	28,651142	458,94727
Napo(T)	216	1900	0,43	26,809585	429,44836
Hs	225	3300	0,72	27,443691	439,60576

en la primera ecuación de Bachu obtenemos los siguientes volúmenes de CO₂ en toneladas para cada formación productora de su respectivo campo:

Tabla 3.6.4 Cantidad de CO₂ que pueden almacenar las formaciones con densidades de Standing y Katz

Campo	Formación	CO ₂ [Kg]	M_CO ₂ [Ton]	M_CO ₂ [Mt]
Lago Agrio	Hs	361127998,3	361127,9983	0,361127998
Sacha	Napo(T)	9198445614	9198445,614	9,198445614
Sacha	Hs	36094400670	36094400,67	36,09440067

De la misma forma que el apartado anterior, la “Hollín superior” perteneciente al campo Sacha es la que mayor cantidad de CO₂ puede almacenar con 36,09 megatoneladas, luego le sigue la formación “Napo (T)” también del campo Sacha con 9,20 megatoneladas, y finalmente la que muestra menor capacidad para el almacenamiento es la arena “Hollín superior” del campo Lago Agrio con 0,36 megatoneladas. Lo anterior dicho se puede evidenciar en la

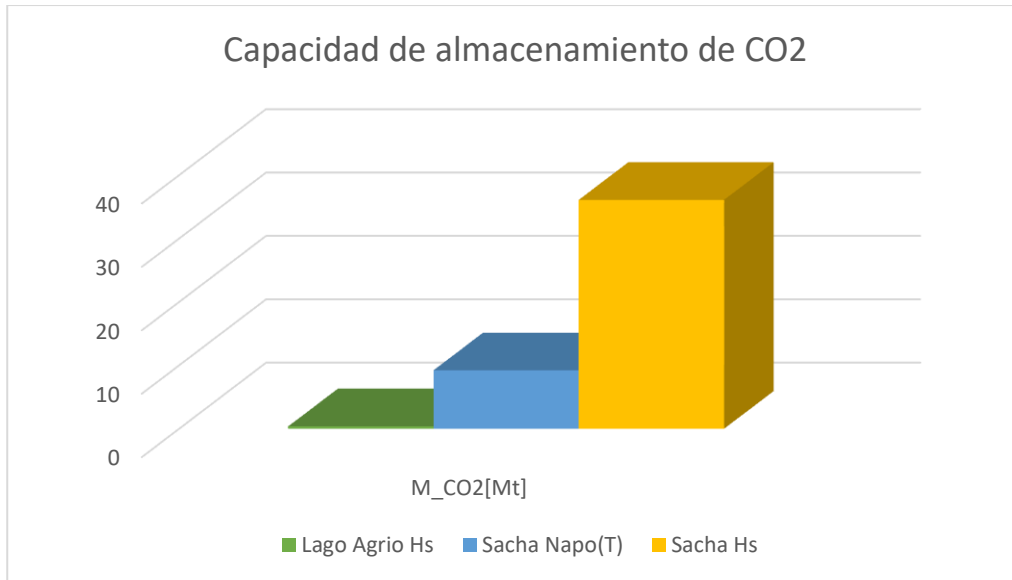


Figura 3.6.2 Grafico de barras que muestra la capacidad de almacenamiento de CO₂ con Standing y Katz

Entre los resultados que muestran la capacidad de almacenamiento, si se usan las densidades estimadas con el diagrama de la Figura 2.7.1 las cantidades de CO₂ para almacenar en las formaciones se muestran más favorables, debido a que estas muestran mayor capacidad que la cantidad de toneladas de CO₂ resultantes a partir de las densidades calculadas con Standing y Katz.

Escogiendo el escenario más prometedor entre los resultados apreciados, si sumamos la capacidad de almacenamiento de los tres reservorios, el total es de 73018,65 Kilotoneladas de CO₂. Y sabiendo que cantidad total promedio de CO₂ emitido anualmente por la refinería de Shushufindi junto a las 10 termoeléctricas es de 584,5 Kilotoneladas, se puede predecir el tiempo para almacenar el CO₂ provenientes de las fuentes estacionarias estudiadas en este proyecto, el cual sería aproximadamente de 125 años.

CAPÍTULO 4

4 Conclusiones y Recomendaciones

4.1 Conclusiones

- En la región del oriente ecuatoriano, las fuentes con mayor potencial de emisiones de CO₂ son la refinería Shushufindi y las centrales térmicas, con una producción de CO₂ de: 187.33 y 397.17 kilo toneladas de CO₂ respectivamente en el año 2020.
- La refinería de Shushufindi como las centrales térmicas Tapi, Guanta, Cuyabeno, Secoya, Shushufindi (estación Suroeste), Lago Agrio y Amazonas forman parte de la provincia de Sucumbíos, mientras que las termoeléctricas Pakay, Repsol y Sacha se las pueden encontrar en la provincia de Orellana cerca del límite con Sucumbíos.
- La refinería de Shushufindi y las centrales térmicas se encuentran cercanas a las redes de distribución lo cual permitiría utilizar el CO₂ que pueda ser capturado y posteriormente transportado.
- Con los datos recopilados de los barriles refinados de petróleo en la refinería Shushufindi se logra calcular las emisiones de dióxido de carbono al ambiente utilizando la metodología IPCC 2006; se verifica mediante el diagrama de barras realizado en Python que en el 2017 se emiten 224.10 kilo toneladas de CO₂ a la atmosfera; se debe a que en dicho año hubo mayor cantidad de barriles de crudo refinados.
- En base a la información del consumo de combustible y energía producida recopilada de las termoeléctricas, mediante el uso de la metodología IPCC 2006 para el cálculo de emisión de CO₂, se logra calcular las emisiones de dióxido de carbono de las centrales, se infiere que la termoeléctrica Repsol YPF-NPF-1 emite 167.5 kilo toneladas de CO₂ en promedio de los últimos cinco años, se debe a que

tiene una producción de energía promedio de: 179.78(GWH) y su consumo de Diesel es de: 15.18 millones de galones.

- El análisis comparativo de las propiedades de roca-fluido del campo Lago Agrio con el criterio de selección para almacenamiento de CO₂-EOR, muestra a “Hollin Superior” como la arena optima que tiene sus parámetros entre los rangos máximos y mínimos expuestos en el criterio de selección establecido. Para el campo Sacha se muestran a las formaciones “Hollin Superior” y “Napo(T)” como las arenas optimas que también cumplen con el criterio de selección. Finalmente, para los campos Shushufindi, Pucuna y Auca se determinó que ninguna formación cumplen los rangos indicados en el criterio de selección.
- La formación “Hollín superior” perteneciente al campo Sacha es la que mayor volumen de CO₂ puede almacenar, con una capacidad de 57474407,65 toneladas, luego le sigue la formación “Napo (T)” también del campo Sacha con una capacidad de 14993448,64 toneladas, y finalmente con la menor capacidad para el almacenamiento es la arena “Hollín superior” del campo Lago Agrio con 550803,1377 toneladas de CO₂.
- La recuperación mejorada de petróleo combinada con el CCUS es una oportunidad prometedora tanto en el campo Lago Agrio como en el campo Sacha debido a que son campos maduros, con una cantidad de datos e infraestructura necesaria para aumentar su factor de recobro.

4.2 Recomendaciones

- Realizar un estudio enfocado en la captura de CO₂ de las fuentes estacionarias en el oriente ecuatoriano para elegir el método eficiente entre la pre-combustión, postcombustión y oxicomustión.

- Extender el estudio del proyecto mediante un análisis económico para la implementación de la tecnología, los costos del transporte y costos de almacenamiento-EOR.
- Revisar los aspectos técnicos y legales que comprometan a las industrias a implementar esta nueva tecnología CCUS.
- Proponer un inventario de las industrias intensivas con potencial de captura de CO₂ en todo el Ecuador, que incluyen industrias petroleras, cemento, acero, generación de energía y producción de etanol.
- Realizar un estudio de simulación para un proceso de recuperación mejorada de CO₂ en base a los datos experimentales de propiedades de fluido para la arenisca Napo(T) y Hollín superior.

BIBLIOGRAFIA

Al Baroudi, H., Awoyomi, A., Patchigolla, K., Jonnalagadda, K., & Anthony, E. J. (2021). A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. *Applied Energy*, 287(January), 116510. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116510>

Albert Lilia, A. (2007). Contaminación ambiental. Origen, clases, fuentes y efectos. In *Revista Internacional de Andrología* (Vol. 5, Issue 4, pp. 332–336). [https://doi.org/10.1016/S1698-031X\(07\)74080-3](https://doi.org/10.1016/S1698-031X(07)74080-3)

Arenillas, A. (n.d.). *Carbón y Confinamiento de CO₂*. 5–10.

Artiga Morales, S., Menjívar Martínez, A., & Aquino Córdova, K. (2010). CAUSAS Y EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO GENERADOS POR EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN INDUSTRIAL ACTUAL; LOS ESFUERZOS DE LA COMUNIDAD INTERNACIONAL PARA CONTRARRESTARLO Y LOS COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LOS PAÍSES DESARROLLADOS COMO LOS PRINCIPALES CONTAMINADORES,. *La Universidad*, 10–11, 69–75.

Asian Development Bank. (2020). *Carbon Capture, Utilization, and Storage Game Changers in Asia: 2020 Compendium of Technologies and Enablers*.

Aursand, P., Hammer, M., Lavrov, A., Lund, H., Munkejord, S. T., & Torsæter, M. (2017). Well integrity for CO₂ injection from ships: Simulation of the effect of flow and material parameters on thermal stresses. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 62(February), 130–141. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.04.007>

Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps.

International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(4), 430–443.

[https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)

Barrera Moreno, B., & Meza Perez, E. (2016). *Tecnología de captura y almacenamiento de CO2 para su uso en los procesos de recuperación mejorada de aceite*.

Benavides Ballesteros, H., & León Aristizabal, G. E. (2020). INFORMACIÓN TECNICA SOBRE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y EL CAMBIO CLIMÁTICO. *Oceana.Org*, 189–246.

Blas, T. M., & Fernandez, A. S. (2021). *Gases Reales*.
<https://www2.montes.upm.es/dptos/digfa/cfisica/termo1p/gasreal.html>

BÓSQUEZ AGUINAGA, J. F., & BORJA URBANO, D. A. (2011). *ESTUDIO DE LOS POZOS CERRADOS PARA SER REHABILITADOS A LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA PROYECTO*.

Brennan, B. S. T., Burruss, R. C., Merrill, M. D., Freeman, P. A., Ruppert, L. F., & Survey, U. S. G. (2012). A Probabilistic assessment methodology for the evaluation of geologic carbon dioxide storage. *Geologic Carbon Dioxide Storage*, 53–96.

Cárdenas Loera, M. (2010). *Calentamiento global y cambio climático : El tratamiento del problema en los medios de comunicación mexicanos (2008)*. 416.

www.uco.es/publicaciones%0Ahttps://helvia.uco.es/xmlui/bitstream/handle/10396/257/13209760.pdf;jsessionid=1F7BC1A494060E96BBE386411C183C35?sequence=1

CÁRDENAS MERIZALDE, U. E. C., & TORRES LLUMIQUINGA, J. P. T. (2020). *DESARROLLO DE MAPAS DE PRESIÓN Y PERMEABILIDAD DE LAS ARENAS PRODUCTIVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN*.

Castro Castañeda, L. F. (2013). “ *Inyección De Co2 Como Método De Recuperación Mejorada .*” 146.

Concawe. (2020). *Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies.* 18/20.

Cuadros Cagua, T. A. (2017). El cambio climático y sus implicaciones en la salud humana. *Ambiente y Desarrollo*, 21(40), 159. <https://doi.org/10.11144/javeriana.ayd21-40.ccis>

Danish Energy Agency. (2012). Environmental report. In *Environmental Policy and Law* (Vol. 4, Issue 4). [https://doi.org/10.1016/S0378-777X\(78\)80017-1](https://doi.org/10.1016/S0378-777X(78)80017-1)

Dhmsh, H. (2018). *Petroleum Engineering: Enhanced Oil Recovery (EOR) Techniques & New Technologies: For Petroleum Engineers, and Petroleum Engineering Senior Students* (Kindle (ed.); English).

Dike, S. C., Uk, A., & Akani, N. K. (2020). Promoting Carbon, the Capture, Storage and Utilisation (CCSU) In Nigeria: Lessons from the UK. *International Law and Jurisprudence*, 6(2), 184–192.

EEIA. (2020). *Meeting the Dual Challenge - A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use and Storage* (Issue July 2019).

Equipos y Laboratorio Colombia. (2015). *Que son los gases y tipos.*
<https://www.equiposylaboratorio.com/portal/articulo-ampliado/que-son-los-gases-y-tipos>

FLOERGER, S. (2016). *Eor 101. Recuperación Mejorada*, 20.

Gloabal CCS Institute. (2012). CO2 Capture Technologies Pre Combustion Capture. *Gloabal CCS Institute, January*, 14.

www.cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/29756/co2-capture-technologies-pre-combustion-capture.pdf.

Gordillo Vallejo, M. Á. (2017). *Análisis de los riesgos ambientales potenciales por la presencia de Oleoductos Secundarios en el Oriente Ecuatoriano*. 39.

Guzman Velderrain, V. (2009). *ZIRCONATO DE LITIO PROMOVIDO CON SODIO COMO ABSORBENTE DE CO2 A ALTA TEMPERATURA*. 1–68.

Haro Estrella, L. C. (2020). *FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR*.

Herzog, H. (2009). *Advanced Post-Combustion CO₂ Capture*. *Work*, April.

Hills, C. D., Tripathi, N., & Carey, P. J. (2020). Mineralization Technology for Carbon Capture, Utilization, and Storage. *Frontiers in Energy Research*, 8(July), 1–14.

<https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00142>

Hou, S. S., Chiang, C. Y., & Lin, T. H. (2020). Oxy-fuel combustion characteristics of pulverized coal under O₂/recirculated flue gas atmospheres. *Applied Sciences*

(Switzerland), 10(4). <https://doi.org/10.3390/app10041362>

Hovorka, S. D. (2013). CCU&S via stacked storage case studies from CO₂-EOR basins of the United States. *Energy Procedia*, 37, 5166–5171.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.432>

IBERDROLA. (2021). *Las consecuencias del efecto invernadero: desde la desertificación a las inundaciones*. [https://www.iberdrola.com/medio-](https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/consecuencias-efecto-invernadero)

[ambiente/consecuencias-efecto-invernadero](https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/consecuencias-efecto-invernadero)

Instituto Mexicano del Petróleo. (2012). *Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México*. 1–203.

http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2012_estudio_cc_invgef3.pdf

Karimi, I. A., Shamsuzzaman, F., Saeys, M., Chen, W., Aggarwal, S., Vasudevan, S., Chee, S. Y., & Quah, M. (2014). *Carbon Capture & Storage/Utilisation: Singapore Perspectives*. https://www.nccs.gov.sg/sites/nccs/files/Roadmap_CCSU_20140729.pdf

Kim, Y., Jang, H., Kim, J., & Lee, J. (2017). Prediction of storage efficiency on CO₂ sequestration in deep saline aquifers using artificial neural network. *Applied Energy*, 185, 916–928. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.012>

Mahgerfteh, H., Hammer, M., Span, R., Brown, S., & Plc, W. (2020). *A Trans-European CO₂ Transportation Infrastructure for CCUS : Opportunities & Challenges*. June, 1–81.

Maldonado Pérez, M. del R. (2009). VARIACIÓN DEL CAMPO DE PRESIONES POR ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂. In *Departamento de Medio Ambiente del CIEMAT*.

Marinez, J., Fernandez, A., & Magaña Rueda, V. O. (2004). *Cambio Climático: una visión desde México*.

Mathisen, A., & Skagestad, R. (2017). Utilization of CO₂ from Emitters in Poland for CO₂-EOR. *Energy Procedia*, 114(1876), 6721–6729. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1802>

Mendoza Medina, W. F. (2014). *ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE CAÑONEO CON WIRELINE (SOBREBALANCE) Y TCP (BAJOBALANCE) EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS*

PETROLEROS DEL CAMPO ACTIVO AUCA (BLOQUE 61)” (Issue Bloque 61).

Universidad tecnológica equinoccial.

Mezza Segura, Z. V. (2020). *Evaluación del desarrollo de un plan piloto para recuperación mejorada mediante inyección de CO₂ en el Bloque 56-Campo Lago Agrio de la región amazónica ecuatoriana.*

MORILLO ALBÁN, J., & VALENCIA TAPIA, R. (2020). *DESARROLLO DE MAPAS DE PRESIÓN Y PERMEABILIDAD DE LAS ARENAS PRODUCTIVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.* Escuela politécnica Nacional.

Nicot, J. P., & Duncan, I. J. (2012). Review: Common attributes of hydraulically fractured oil and gas production and CO₂ geological sequestration. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2(5), 352–368. <https://doi.org/10.1002/ghg>

Oexmann, J. (2011). Post Combustion CO₂ Capture: Energetic Evaluation of Chemical Absorption Processes in Coal Fired Steam Power Plants. *Doctor of Philosophy Dissertation, Technical University of Hamburg-Harburg, Hamburg, February.*

Oiltanking. (2015). *Gases.*
<https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/detalles/term/gases.html>

Olivo, M. de L., & Soto Olivo, A. (2010). *Comportamiento de los gases de efecto invernadero y las temperaturas atmosféricas con sus escenarios de incremento potencial.* 1–12.

Paredes-Ángeles, J. H. (2020). Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ del Perú. *Boletín de Geología*, 42(3), 243–260. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020011>

Pérez, D. O., & Correa, D. M. (2015). Análisis de Oportunidades para la Captura, Almacén y Uso del CO₂ (CCS o CCUS) para una Central Termoeléctrica Nacional.

Divulgación Científica, 2(1), 1521–1526.

<http://www.jovenesenlaciencia.ugto.mx/index.php/jovenesenlaciencia/article/view/177/pdf1>

Perez, R. (2016). Captura de CO_2 en la combustión de carbón con transportadores sólidos de oxígeno. *Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) e Instituto de Carboquímica (ICB)*, 328.

Romo Noriega, M. (2015). _“LEVANTAMIENTO DE LÍNEA BASE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDAS DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA COMUNIDAD DE MINAS CHUPA, PARROQUIA SAN JOSÉ DE MINAS – DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO.” *Ekp*, 13(3), 1576–1580.

Ruiz, C., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., Hurtado, A., Lomba, L., Ortiz, G., Sastre, J., Zapatero, M. A., & Arenillas, A. (2007). *Almacenamiento Geológico de CO_2 . Criterios de Selección de Emplazamientos.*

Saldívar-Esparza, S., Cabrera-Robles, J., & Reta-Hernández, J. (2017). Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias*, 4(12), 22–34.

www.ecorfan.org/bolivia%0Ahttps://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals/Ciencias_Naturales_y_Agropecuarias/vol4num12/Revista_de_Ciencias_Naturales_y_Agropecuarias_V4_N12_4.pdf

Sanguil, Q. O. E. V., & Sebastián, M. B. (2020). Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico. In *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR FACULTAD.

SECARB. (2012). *Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB)*. <http://www.secarbon.org/files/anthropogenic-test.pdf>

Shreyash, N., Sonker, M., Bajpai, S., Tiwary, S. K., Khan, M. A., Raj, S., Sharma, T., & Biswas, S. (2021). The review of carbon capture-storage technologies and developing fuel cells for enhancing utilization. *Energies*, 14(16). <https://doi.org/10.3390/en14164978>

Singh, U. (2013). Carbon capture and storage: An effective way to mitigate global warming. *Current Science*, 105(7), 914–922.

Sreedhar, I., Nahar, T., Venugopal, A., & Srinivas, B. (2017). Carbon capture by absorption – Path covered and ahead. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(November 2016), 1080–1107. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.109>

Suicmez, V. S. (2019). Feasibility study for carbon capture utilization and storage (CCUS) in the Danish North Sea. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68(June), 102924. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102924>

Trujillo Duque, A. (1970). El Cambio Climático Y La Relación Hombre – Naturaleza. *Tsafiqui*, 4, 109. <https://doi.org/10.29019/tsafiqui.v0i4.265>

UNECE. (2021). *Carbon Capture, Use And Storage (CCUS)*. <https://shop.un.org>

Universidad Nacional de la Plata. (2016). Causas y consecuencias del calentamiento global . In *Universidad Nacional de la Plata*.

Velázquez, M. (2021). *Las razones detrás de la catástrofe del planeta*. <https://www.ngenespanol.com/naturaleza/calentamiento-global-causas-y-consecuencias-cambio-climatico/>

Vitali, M., Zuliani, C., Corvaro, F., Marchetti, B., Terenzi, A., & Tallone, F. (2021). Risks and safety of co2 transport via pipeline: A review of risk analysis and modeling approaches for accidental releases. *Energies*, 14(15). <https://doi.org/10.3390/en14154601>

Wang, Y., Zhao, L., Otto, A., Robinius, M., & Stolten, D. (2017). A Review of Post-combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. *Energy Procedia*, 114(November 2016), 650–665. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1209>

Yang, Y., Tao, H., Yang, J., Shang, Q., & Cao, S. (2017). Research on CO₂ quality pipeline transportation based on Yanchang Oilfield CCUS. *MATEC Web of Conferences*, 100, 2–6. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201710002004>

Zeballos Palermo, M. (2014). *Procesamiento de parámetros físicos e inventario de emisiones atmosféricas antropogénicas en la cuenca hidrográfica del río Napo*.

Zitelman, K., Ekmann, J., Huston, J., & Indrakanti, P. (2018). *CARBON CAPTURE, UTILIZATION, AND STORAGE: Technology and Policy Status and Opportunities National Association of Regulatory Utility Commissioners | November 2018 Acknowledgments and Disclaimers. November*.

APÉNDICES

APÉNDICE A:

Termoeléctrica	año	Energía Bruta	Diésel	Fuel-Oil	Gas Natural	crudo	Factor emisión de CO2	emisión CO2	prom energía	prom emisión CO2
		(MWH)	gal	gal	Kpc	gal	(T Co2/MWh)	(T Co2)	(MWH)	(T Co2)
Amazonas	2020	10571.86	5382.01			717784.2	0.9103066	9623.63395	10126.798	9130.08409
	2019	10594.39	4293.96			721514.64	0.91192945	9661.33626		
	2018	9962.33	3018			658382.34	0.88393377	8806.03991		
	2017	9936.76	5864			651811.44	0.88055716	8749.88515		
	2016	9568.65	9585			653206.26	0.92066542	8809.52519		
Lago Agrio	2020	34458.73	1458791.58			1686103.69	1.11907589	38561.9338	44047.664	48842.1242
	2019	47459.17	1580291.96			2551317.71	1.08369321	51431.1805		
	2018	35683.69	958754.09		8538.63	1912957.45	1.01076101	36067.6826		
	2017	44855.32	2243267.6			2134949.39	1.18598944	53197.9359		
	2016	57781.41	2493100.51			2810199.44	1.12409663	64951.8881		
Secoya	2020	128031.47	125923.67		562940	5875431.24	0.62232863	79677.6498	143779.342	91304.3883
	2019	134811.21	31956.98		531230	6449658.18	0.64009732	86292.2947		

	201 8	141009.2 7	905012.34		441270	6133147.0 2	0.6503648	91707.465		
	201 7	168637.3 2	3759896.67		714875.1 9	5039355.8 4	0.64417242	108631.51		
	201 6	146407.4 4	2908702.94		377429.5 5	4361883.6 6	0.61617785	90213.021 9		
Guanta	202 0	19857.24	1524013.96				0.84678095	16814.732 6	20220.742	17707.284 9
	201 9	22920.51	1775273.15				0.85455876	19586.922 5		
	201 8	23179.01	1812443.6				0.86272154	19997.031 1		
	201 7	21001.05	1729912.96				0.90883337	19086.455		
	201 6	14145.9	1182911.32				0.92261949	13051.283 1		
Cuyabeno	202 0	32550.64	1932686.16		124488.6 6		0.6550928	21323.689 9	44795.766	30056.884
	201 9	44983	2627407.72		188875.4 4		0.64443642	28988.683 5		
	201 8	59017.88	3056948.96		304959.6 3		0.57148601	33727.892 8		
	201 7	37563.01	2897675.29		32524		0.85111913	31970.596 4		
	201 6	49864.3	3106405.62		226642.8 8		0.68733658	34273.557 4		
Repsol YPF- NPF-1	202 0	136460	11163940.7				0.90263709	123173.85 7	179781.8	167496.73 7
	201 9	150470	12459836.8				0.91361549	137471.72 3		
	201 8	149583	12584170.3 1				0.92820386	138843.51 8		
	201 7	199987	17827950.6 4				0.98355959	196699.13 2		
	201 6	262409	21869966.8 8				0.91953956	241295.45 8		

Shushifindi estación Sur- Oeste	2020	41931.52	3264910.34				0.85907617	36022.3698	35926.794	28495.6119
	2019	38314.43	2766062.22				0.79652717	30518.4847		
	2018	35192.81	2365322.14				0.74154476	26097.044		
	2017	34869.7	2346007.49				0.74230469	25883.9418		
	2016	29325.51	2171287.13				0.81690717	23956.2192		
Tapi	2020	5974.98	551858.93				1.0190433	6088.76336	8051.098	6896.12288
	2019	7804.46	658872.53				0.93145003	7269.46453		
	2018	8048.86	600123.65				0.82263539	6621.27709		
	2017	10569.86	705056.72				0.73596276	7779.02339		
	2016	7857.33	609260.53				0.85551784	6722.08601		
Pakay	2020	4998.11	516765.81				1.14074608	5701.57437	4573.516	4410.80629
	2019	5238.7	498901.34				1.05073249	5504.47231		
	2018	3289.09	285142.79				0.95650591	3146.03403		
	2017	4129.58	360375.73				0.96283235	3976.0932		
	2016	5212.1	337695.46		131179.82		0.71484767	3725.85752		
Sacha	2020	112095.1	3471685.26	1984344.77	588713.92		0.53685732	60179.075	81893.856	42855.1228
	2019	107406.05	2761330.27	1704791.52	751014.52		0.45863165	49259.8136		
	2018	93955.59	2500431.13	2017470.47	517937.08		0.53033802	49828.2216		

201 7	65785.14	2358013.77	1027121.2 6	77002.44	332989.87	0.63504206	41776.330 7		
201 6	30227.4	670515.64	529233.89	21813.7		0.43775427	13232.173 4		

APÉNDICE B:

Código función “comparacion_de_campo”

```
def comparacion_de_campo(lga,sc):
    for i in range (x):
        for j in range(y):
            if i==0 and j==1:
                a=sc[i,j]
                b=sc[i,j+1]
            if i==1 and j==1:
                c=sc[i,j]
                d=sc[i,j+1]
            if i==2 and j==1:
                e=sc[i,j]
                f=sc[i,j+1]
            if i==3 and j==1:
                g=sc[i,j]
                h=sc[i,j+1]
            if i==4 and j==1:
                k=sc[i,j]
                l=sc[i,j+1]
            if i==5 and j==1:
                m=sc[i,j]
                n=sc[i,j+1]
            if i==6 and j==1:
                o=sc[i,j]
                p=sc[i,j+1]
            if i==7 and j==1:
                q=sc[i,j]
                r=sc[i,j+1]
            if i==8 and j==1:
                s=sc[i,j]
                t=sc[i,j+1]
            lga1=lga[(lga["Profundidad"]>a) & (lga["Profundidad"]<b) & (lga["Porosidad"]>c) & (lga["Porosidad"]
    return lga1
```

APÉNDICE C:

Datos propiedades roca fluido de las formaciones campo Lago Agrio:

Parámetros	Campo Lago Agrio Bloque 56			
	Formaciones			
	Ts	Ti	Hs	Hi
	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Profundidad [ft]	9796	9836	9975	10056
Porosidad (%)	11	11	13,04	15,38
Temperatura [°F]	224	224	202	205
Presión [Psi]	3396,7	3396,7	3422	4300
Permeabilidad [md]	79	110	70,64	318
Oil gravity [°API]	33	33	30	30
Viscosidad [cp]	1,163	1,163	1,78	1,45
So (%)	67	70	80,35	80,55
Espesor neto de la formación [ft]	9	12	18	81
POES [BBL]	44683753	33853159	189071712	1476996288

Fuente: (CÁRDENAS MERIZALDE & TORRES LLUMIQUINGA, 2020)

APÉNDICE D:

Datos propiedades roca fluido de las formaciones campo Sacha:

Propiedades para almacenamiento CO ₂ -EOR	Campo Sacha Bloque 60				
	Formaciones				
	Napo (U)	Napo (T)	Hs	Hi	Basal Tena
	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Profundidad [ft]	8530	8765	8975	8975	7800
Porosidad (%)	17	16	14	17	18
Temperatura [°F]	211	216	225	225	181
Presión [Psi]	1750	1900	3300	4119	*
Permeabilidad [md]	100	200	70	500	300
Oil gravity [°API]	26,7	30,3	27,3	27,1	24,1
Viscosidad [cp]	1,8	1,6	1,4	3,7	2,5
So (%)	67,2	80	66,7	70,6	65,7
Espesor neto de la formación [ft]	40	33,5	50	35	9
POES [BBL]	762615924	483325941	2137516953	2137516953	97177600

Fuente: (BÓSQUEZ AGUINAGA & BORJA URBANO, 2011)

APÉNDICE E:

Datos propiedades roca fluido de las formaciones campo Shushufindi:

Propiedades para almacenamiento CO2-EOR	Campo Shushufindi Bloque 57		
	Formaciones		
	Basal Tena	U	T
	Promedio	Promedio	Promedio
Profundidad [ft]	9250	9300	9600
Porosidad (%)	16	18	17
Temperatura [°F]	195	218	218
Presión [Psi]	3860	3867	4050
Permeabilidad [md]	150	700	900
Oil gravity [°API]	25	22,4	31,88
Viscosidad [cp]	2,8	2,8	1,08
So (%)	76,2	75	75
Espesor neto de la formación [ft]	16	52	48
POES [BBL]	54453944,25	2773313962	2482347316

Fuente: (MORILLO ALBÁN & VALENCIA TAPIA, 2020)

APÉNDICE F:

Datos propiedades roca fluido de las formaciones campo Pucuna:

Propiedades para almacenamiento CO2-EOR	Campo Pucuna Bloque 44					
	Formaciones					
	Basal Tena	Us	Ui	Ti	Ts	H
	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Profundidad [ft]	7590	8310	8310	8550	8550	8705
Porosidad (%)	20,1	15,7	18,5	17,8	14,5	15
Temperatura [°F]	180	205	205	218	218	224
Presión [Psi]	3600	3750	3750	4000	4000	4250
Permeabilidad [md]	433	425	425	242	242	347
Oil gravity [°API]	27,8	29,15	29,15	31,66	31,66	27,4
Viscosidad [cp]	1,079	1,079	1,079	1,079	0,614	1,079
So (%)	74,2	71,9	73,3	80	76,1	76
Espesor neto de la formación [ft]	6,15	4,86	12,7	7,21	17,57	23,83
POES [BBL]	3133999	334709533	34709533	60413472	60413472	60442713

Fuente:(Sanguil & Sebastián, 2020)

APÉNDICE G:

Datos propiedades roca fluido de las formaciones campo Auca:

Propiedades para almacenamiento CO2-EOR	Campo Auca Bloque 61						
	Formaciones						
	Basal Tena	Us	Ui	Ti	Ts	Hs	Hi
	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio	Promedio
Profundidad [ft]	8946	9742	9923	9982	10153	10153	10667
Porosidad (%)	17,09	11,38	15,65	11,35	13,32	12,54	15,15
Temperatura [°F]	215	228	228	233	233	236	239
Presión [Psi]	3563	4141	4141	4213	4213	4500	4500
Permeabilidad [md]	260	780	780	260	260	500	500
Oil gravity [°API]	21,1	20,1	20,1	29	29	31,6	31,6
Viscosidad [cp]	21,34	13,8	13,8	5,05	5,05	4,76	4,76
So (%)	73,41	69,84	83,84	60,76	74,41	62,94	70,14
Espesor neto de la formación [ft]	13,68	6,87	23,4	1239	24,5	17,08	25,52
POES [BBL]	141006079	324891563	324891563	351726117	351726117	200120852	207423783

Fuente: (Mendoza Medina, 2014)