

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Caracterización de la Formación Mugrosa aplicando un modelo geológico conceptual para el almacenamiento de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul en la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Angie Vanessa Piscioti Martínez y Karoll Melissa Zuñiga Guerrero

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogas

Director:

Cesar Eduardo Herrera Quintero

Geólogo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de geología

2024

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Agradecimientos**

Agradezco primeramente a Dios que fue mi guía y mi fortaleza en todo este camino. A mi mamá Rita Martínez por nunca dejarme y aún a la distancia hacer todo lo posible porque estuviera bien, gracias por tantas horas al teléfono para que no me sintiera sola. A mi papá Carlos Piscioti por su esfuerzo y dedicación para con nosotros, por sacarnos adelante, por no rendirse y nunca cansarse. A Paula y a Carlos Piscioti por ser mi compañía eterna, por su apoyo, por siempre tener una palabra de aliento y siempre sacarme una sonrisa. A mi familia en general mis tías Acive, Eufe, Nery, Betty, mi tío Papi y a mis primos por tanto amor, por ser un soporte para nosotros y por siempre estar pendiente de mí. A mi abuelita Teresa Camacho por ser la unión y el pilar de esta familia tan hermosa que me dio la vida.

A Ka, Sof y Nic, por ser mi mejor compañía en este largo camino, por siempre estar con una palabra de aliento o un consejo, por hacer más bonito este paso por la universidad, las volvería a escoger una y mil veces más. A Sergio por su paciencia y compañía, por saber cuándo necesito un abrazo y cuando poner los pies sobre la tierra. A todos los demás amigos, que estuvieron presente en este camino dándome un apoyo y haciendo más ligero este camino. A todos los docentes que con su dedicación me brindaron su conocimiento.

Angie Piscioti

A Dios, por ser mi guía, fortaleza y sustento.

A mi mamá, por sus oraciones, amor y apoyo incondicional.

A mi hermana por su amor, motivación y compañía.

A toda mi familia, por su ejemplo de perseverancia y disciplina.

A Ang, por su amistad, apoyo y dedicación en este proyecto. A Nic y Sof, por su amistad y acompañamiento en esta trayectoria. A Morat, por ser la banda sonora de este camino. A los docentes y compañeros, por su conocimiento, consejos y apoyo en este ciclo universitario.

Karoll Zuñiga

Finalmente, queremos agradecerle a nuestro tutor César, por su guía y su apoyo en el desarrollo de este proyecto. A la universidad Industrial de Santander y la Escuela de Geología, por los conocimientos impartidos durante este ciclo.

Angie & Karoll

Tabla de contenido

Introducción	10
1. Objetivos	11
1.1. Objetivo General	11
1.2. Objetivos Específicos:	11
2. Marco Geológico	12
2.1. Localización	12
2.2. Evolución Geológica.....	13
2.3. Estratigrafía de la cuenca	14
2.3.1. Formación Mugrosa	16
2.4. Sistema petrolero	18
3. Marco teórico	18
3.1. Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono (CCS).....	18
3.1.1. Captura	18
3.1.2. Transporte	19
3.1.3. Almacenamiento	19
3.1.3.6. Formación Sello.....	23
3.2. Modelos geológicos para el almacenamiento de CO ₂	24
3.2.1. Atrapamiento estructural o estratigráfico.....	24
3.2.2. Secuestro mineral	26
3.3. Hidrógeno Azul.....	27
3.3.1. Producción de hidrógeno	29
3.4. Potencial en Colombia	31
3.5. Modelos petrofísicos	32

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

4.	Metodología	37
5.	Análisis y Resultados	39
5.1.	Casos de estudio.....	39
5.2.	Almacenamiento geológico de CO ₂ a partir de la producción de H ₂ azul	42
6.	Conclusiones	60
7.	Recomendaciones	62
	Referencias Bibliográficas	63

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Lista de Tablas**

Tabla 1. Indicadores geológicos para almacenes de CO ₂ .	20
Tabla 2. Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio uno.	40
Tabla 3. Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio dos.	41
Tabla 4. Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio tres.	41
Tabla 5. Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio cuatro.	42
Tabla 6. Propiedades petrofísicas campo Colorado	44
Tabla 7. Propiedades petrofísicas campo Llanito	44
Tabla 8. Propiedades petrofísicas campo Tenerife	45
Tabla 9. Síntesis de las propiedades petrofísicas de cada uno de los campos de estudio para la Formación Mugrosa.	45
Tabla 10. Recopilación de fórmulas, según diferentes autores para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO ₂ .	46
Tabla 11. Síntesis de los datos necesarios para calcular la capacidad de almacenamiento de CO ₂ y los resultados según los diferentes autores	50
Tabla 12. Valores obtenidos de CH ₄ , H ₂ , CO ₂ y CCO ₂ adaptado de Sant'Anna y Yañez et al., para el campo Llanito.	52
Tabla 13. Relación entre la capacidad de almacenamiento y la producción de CO ₂ reflejada en años.	53

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Tabla 14. Cálculo de la producción de CO₂ y H₂ a través de los años suponiendo un incremento de 5% cada 5 años.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Lista de Figuras**

Figura 1. Mapa de localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	13
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena.	15
Figura 3. Tipos de entrapamiento físico.	24
Figura 4. Procesos para la producción de hidrógeno, según el tipo de energía utilizada.	28
Figura 5. Set de registros de pozos, usados para el modelamiento petrofísico.	34
Figura 6. Flujo de trabajo para la caracterización de la Formación Mugrosa.	38
Figura 7. Mapa de localización de los campos mencionado anteriormente.	43
Figura 8. Gráfico de la densidad del CO ₂ en función de la presión y temperatura.	49
Figura 9. Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de CO ₂ en 20 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.	55
Figura 10. Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de H ₂ en 20 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.	55
Figura 11. Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de CO ₂ en 10 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.	56
Figura 12. Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de H ₂ en 10 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.	57
Figura 13. Gráficas con la producción de H ₂ de segundo escenario hipotético, con una composición del 80% de metano en el gas asociado.	58

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Resumen**

Título: Caracterización de la Formación Mugrosa aplicando un modelo geológico conceptual para el almacenamiento de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. *

Autor: Angie Vanessa Pisciotti Martínez y Karoll Melissa Zuñiga Guerrero. **

Palabras claves: Formación Mugrosa, almacenamiento geológico de CO₂, hidrógeno azul, propiedades petrofísicas.

Descripción: En la actualidad la transición energética es un cambio indispensable por lo cual se buscan diversas alternativas para la reducción de los gases efecto invernadero, siendo una de ellas el almacenamiento geológico de CO₂. El presente trabajo se basó en la realización de un modelo conceptual mediante la caracterización de la Formación Mugrosa para evaluar su capacidad como almacén geológico de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Para la realización del respectivo modelo se hizo una revisión bibliográfica de diversos autores donde se definieron las propiedades petrofísicas y estratigráficas de la Formación Mugrosa, a partir de los cuales se sintetizaron las propiedades definidas por cada autor para la unidad geológica, debido a que en cada uno de ellos se presentaban ligeras variaciones según cada caso de estudio, como resultado se plantearon diferentes escenarios conceptuales de almacenamiento geológico de CO₂ según las variaciones presentadas, donde se determinó que la Formación Mugrosa alcanzaría su máximo potencial como almacén en el campo Llanito. Además, se revela un escenario viable para la producción de hidrógeno azul con un potencial de 17 toneladas diarias de acuerdo con el porcentaje de CH₄ emitido como gas asociado a la producción de petróleo, determinando así que debemos capturar 61 toneladas diarias de CO₂ para que se consideren bajas las emisiones de hidrógeno, convirtiéndolo así en hidrógeno azul.

*Trabajo de grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Cesar Eduardo Herrera Quintero. Geólogo

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Abstract**

Title: Characterization of the Mugrosa formation applying a conceptual geological model for CO₂ storage from blue hydrogen generation in the Middle Magdalena Valley basin. *

Author: Angie Vanessa Piscioti Martínez and Karoll Melissa Zuñiga Guerrero.**

Key Words: Mugrosa formation, CO₂ geological storage, blue hydrogen, petrophysical properties.

Description: Nowadays, the energy transition is an indispensable change, for which several alternatives for the reduction of greenhouse gases are being sought, one of them being the geological storage of CO₂. The present work was based on the realization of a conceptual model through the characterization of the Mugrosa formation to evaluate its capacity as a geological storage of CO₂ resulting from the generation of blue hydrogen in the basin of the Middle Magdalena Valley (VMM). For the realization of the respective model, a bibliographic review of several authors was made where the petrophysical and stratigraphic properties of the Mugrosa formation were defined, from which the properties defined by each author for the formation were synthesized, because in each of them slight variations were presented according to each case study, as a result different conceptual scenarios of geological storage of CO₂ were proposed according to the variations presented. In addition, a viable scenario for the production of blue hydrogen is revealed with a potential of 17 tonnes per day according to the percentage of CH₄ emitted as a gas associated with oil production, thus determining that we must capture 61 tonnes per day of CO₂ for hydrogen emissions to be considered low, thus converting it into blue hydrogen.

* Degree Work

** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Geology School. Directed by Cesar Eduardo Herrera Quintero. Geologist

Introducción

La transición energética es un proceso importante para la disminución del efecto invernadero, producto de la utilización de combustibles fósiles que implican el mayor número de emisiones de dióxido de carbono, en ese orden de ideas, se hace relevante la aplicación de técnicas como la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂), lo que también nos permite la producción de hidrógeno a partir de fuentes fósiles, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Con estas nuevas técnicas se busca fomentar la utilización de hidrógeno como principal fuente de materia prima para la transición energética (energética, s.f.).

Se tiene como alternativa la producción de hidrógeno azul, el cual se considera una nueva fuente de energía por su abundancia en el medio ambiente (Barrero, 2023). Se busca la producción de este por medio de la captura y almacenamiento de CO₂, la cual se basa en la obtención del hidrógeno azul mediante el reformado del gas natural en el proceso de captura del CO₂ para que no se den contaminaciones en la atmosfera y así dar lugar a su posterior almacenamiento (Jordanger, 2009).

Hay un gran número de tecnologías para la captura y almacenamiento de CO₂, sin embargo, en los casos de captura debemos enfocarnos en las tecnologías que en su fase gaseosa separen el dióxido de carbono y el hidrógeno. Para el almacenamiento geológico de CO₂ se distinguen los yacimientos de hidrocarburos agotados, los acuíferos salinos profundos y las capas de carbón económicamente no explotables, estas formaciones presentan un conjunto de mecanismos de confinamiento o trampas que permiten retener de forma efectiva el CO₂, incrementando la seguridad del emplazamiento en el tiempo (Cámara y otros, 2016) . En este caso nos vamos a centrar en la caracterización de la Formación Mugrosa como prospecto de almacén geológico de CO₂ para la producción de hidrógeno azul.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Caracterizar la Formación Mugrosa, mediante un modelo geológico conceptual, para el almacenamiento de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2. Objetivos Específicos:

Elaborar una revisión bibliográfica que permita definir y caracterizar la Formación Mugrosa a partir de sus propiedades petrofísicas y geológicas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Construir un modelo geológico conceptual con base en las propiedades petrofísicas y estratigráficas recopiladas de diferentes autores sobre la Formación Mugrosa.

Analizar mediante el modelo geológico conceptual el potencial almacenamiento de CO₂ en escenarios de producción de Hidrógeno azul en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

2. Marco Geológico

2.1. Localización

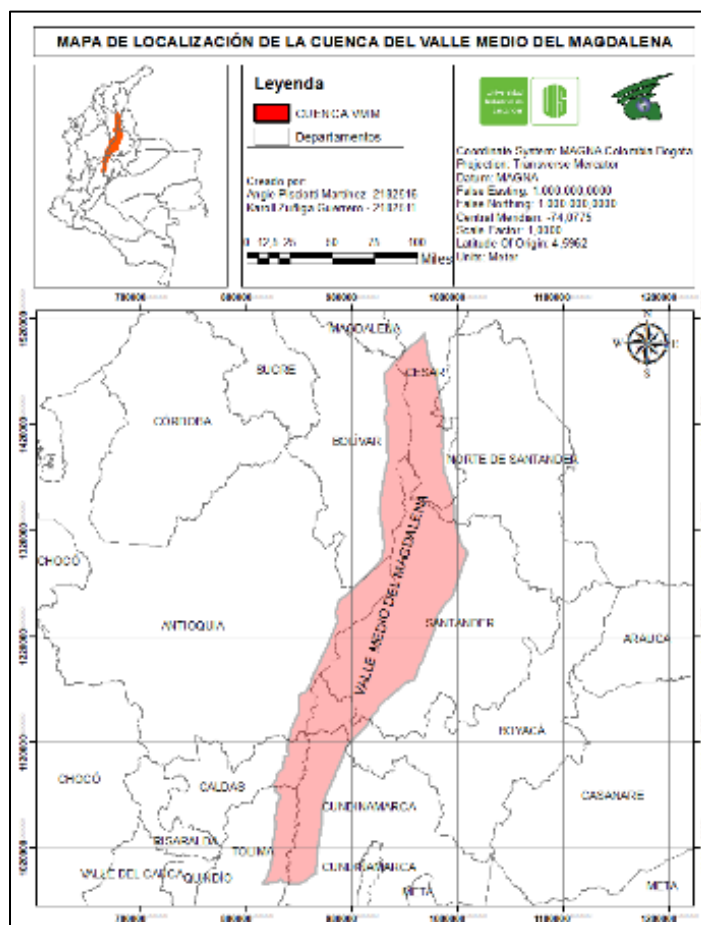
La cuenca sedimentaria del Valle del Magdalena es una cuenca intramontana que se divide en tres partes: el Valle Superior del Magdalena (VSM), el Valle Medio del Magdalena (VMM) y el Valle Inferior del Magdalena (VIM) (Puentes, 2015). Este proyecto se centrará en el Valle Medio del Magdalena (VMM), que está situado en la parte central del valle y es atravesado por el río Magdalena. El VMM abarca un área de 32,949 km² y se extiende por varios departamentos de Colombia, incluyendo Boyacá, Santander, Cundinamarca, Cesar, Bolívar, Norte de Santander, Caldas, Tolima y Antioquia (ANH, 2012). Como se observa en la **Figura 1**.

La cuenca del VMM está delimitada por varias fallas geológicas: la falla de Ibagué al sur, la falla del Espíritu Santo al norte, la falla de Palestina al suroeste, la discordancia de la Serranía de San Lucas al noroeste, y la falla La Salina al este. Además, el VMM se subdivide en VMM norte y VMM sur por la falla de Cimitarra (Puentes, 2015). Esta cuenca alberga un total de 51 campos petrolíferos (Valle Medio del Magdalena, 2010).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 1.

Mapa de localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



2.2. Evolución Geológica

La cuenca VMM se formó por varios eventos geológicos, pasando de una evolución intra-arco por el levantamiento de la Cordillera Central, a cuenca ante-arco, y finalmente a cuenca intra-montana con el levantamiento de la Cordillera Oriental. (Lozano & Zamora, 2014).

En el Mesozoico se iniciaron procesos extensivos que dieron como resultado la apertura al E de la Cordillera Central y desarrollaron fallas importantes como La Salina, Soapaga y Guaicaramo (Lozano & Zamora, 2014).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

En la segunda mitad del Mesozoico, la deposición de sedimentos comenzó con procesos distensivos que formaron grabens, posteriormente rellenos por depósitos fluviales (ANH, 2012). En este tiempo también se formaron pequeñas cuencas intra-arco, que finalmente se unieron en una cuenca regional que abarcó VMM, la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales. Al final de esta época, el levantamiento occidental de la Cordillera Oriental modificó la secuencia sedimentaria y la orientación de las fallas. (Lozano & Zamora, 2014).

A inicios del Cretácico temprano, hubo sedimentación en dos cuencas de rift que luego se unieron (ANH, 2012) y en el Cretácico tardío, un choque tectónico generó la megacuenca ante-arco, dividiéndose después en las cuencas de los Llanos Orientales y Cordillera Oriental y finalizando el Cenozoico se consolida la cuenca intramontana de VMM (Lozano & Zamora, 2014).

El emplazamiento de la Cordillera occidental provocó una tectónica compresiva que cambió los patrones sedimentarios en el Paleoceno temprano. Entre el Paleoceno tardío y el Oligoceno, los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central controlaron la sedimentación, aportando materiales fluviales y predominando facies clásticas arenosas en el oeste de la cuenca (ANH, 2012).

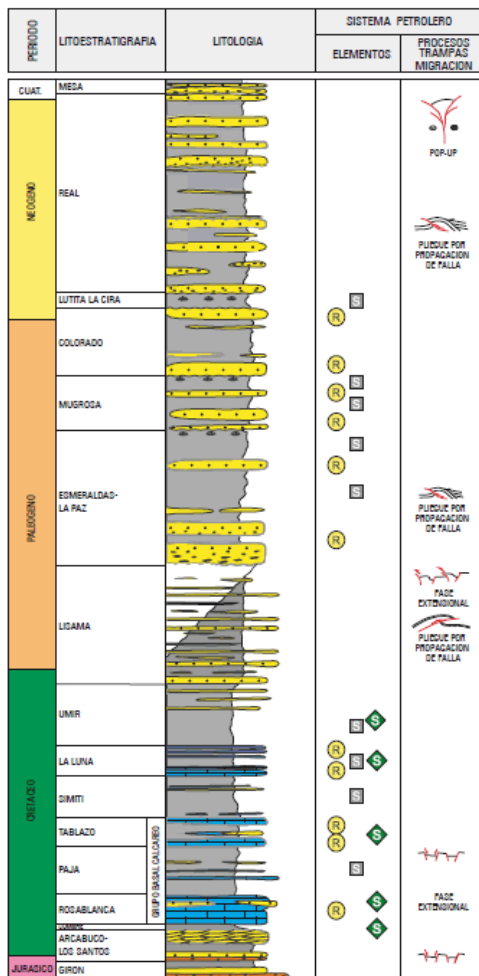
2.3. Estratigrafía de la cuenca

La cuenca del VMM se caracteriza por una secuencia que inicia con rocas cristalinas del Paleozoico sobre las que se depositan rocas sedimentarias del Triásico-Jurásico (Díaz, 2022), esto lo podemos observar en la columna estratigráfica de la ANH (2012) **Figura 2**.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 2.

Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena.



Nota. Tomado de ANH (2012)

La cuenca se caracteriza por presentar 3 secuencias de deposición de primer orden:

- i) Triásico-Jurásico, se caracteriza por ser depositada en ambientes continentales a marginales durante una fase tectónica de bloques extensionales levantados y hundidos, que se identifica con las formaciones Girón, Tambor y Los Santos, Arcabuco.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- ii) Jurásico-Cretácico, se caracteriza por ser depositada en una cuenca de antearco, en condiciones marinas de plataforma a transicionales y que se identifica con las formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y rocas marinas del Cretácico superior al Paleoceno en las formaciones La Luna y Umir.
- iii) Cenozoica, se caracteriza por presentar ambientes de acumulación continentales de las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

2.3.1. Formación Mugrosa

La Formación Mugrosa pertenece a la parte inferior del Grupo Chuspas, su sección tipo la podemos encontrar en la quebrada Mugrosa. La base tiene areniscas gris verdosas de grano fino a medio, con lodolitas grises y algunas capas conglomeráticas. La parte media incluye lutitas con areniscas intercaladas, mientras que la parte superior contiene lodolitas fosilíferas. Esta formación es una de las más productivas en petróleo en la Concesión de Mares, con un ambiente de depósito fluvial y un espesor que varía entre 500 y 800 m (Guerrero y otros, 2022).

El contacto inferior de la formación es discordante con la Formación Esmeraldas, mientras que el superior es concordante con la Formación Colorado. La unidad es considerada del Eoceno superior-Oligoceno inferior (Guerrero y otros, 2022).

En la zona de Puerto Parra, la Formación Mugrosa presenta capas gruesas de arcillolitas moradas, sin estratificación visible, alternadas con capas de arenita de cuarzo gris azulado, con granos finos y presencia de micas y fragmentos líticos. También se encuentran lodolitas negras con niveles fosilíferos y cuarzoarenitas con matriz calcárea. Esta formación se compone principalmente de cuarzoarenitas conglomeráticas y arenitas de grano fino, junto con arcillolitas abigarradas y predominio de lodolitas de textura clástica consolidada (SGC & UIS, 2014).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Gómez y colaboradores (como se citó en Salcedo Blanco, 2023) definen la Formación Mugrosa como los sedimentos que se encuentran entre el “Horizonte Fosilífero de Los Corros” a su base y el Horizonte Fosilífero denominado “Fósiles de Mugrosa” presente al tope de la formación.

Según Rojas Suárez, 2011 la Formación se divide en dos zonas donde la zona B es la superior y la zona C la inferior.

Muchos autores suelen dividir la Formación en dos zonas, según Casadiego Quintero, Ortiz, Meza, & Colegial, 2010 se divide en Zona C y Zona B.

Zona B: Consiste en arcillas varicoloreadas intercaladas con limolitas de tonos pardos a grises. En la parte media, hay areniscas gris verdosas de grano fino asociadas a canales fluviales de ríos meandriformes. La base incluye lutitas de unos 70 m de espesor (Rojas C. A., 2011). En la parte superior, se encuentra un nivel fosilífero llamado "Fósiles de Mugrosa," con fragmentos calcificados de gasterópodos de agua dulce. El espesor promedio de la unidad es de 427 m. (Ortiz y otros, 2010).

Zona C: Se compone de areniscas gris verdosas de grano medio a grueso, con matriz arcillosa y selección irregular, depositadas en canales de ríos meandriformes. Incluye capas delgadas de arcillolitas de distintos tonos (gris verdoso, oscuro, rojizo y blanco) que se depositaron en llanuras fluviales y paleolagos (Rojas C. A., 2011). Con un espesor promedio de 168 m (Ortiz y otros, 2010).

Según Gómez y colaboradores (como se citó en Casadiego Quintero, Ortiz, Meza, & Colegial, 2010) el ambiente sedimentario de depositación de tipo fluvial meandiforme, el cual se caracteriza por la presencia de canales con sedimentación granodecreciente hacia el tope en la facies de canal y granocreciente en la facies de crevasse splay.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

2.4. Sistema petrolero

La cuenca del VMM se caracteriza por la presencia de campos petroleros como Infantas, Cantagallo, Llanito, entre otros.

Su sistema lo componen:

- Como roca fuente: formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca.
- Como roca yacimiento: formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lisama.
- Como roca sello: formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, las lutitas de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

3. Marco teórico

3.1. Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono (CCS)

La captura y almacenamiento de CO₂ se basa en tecnologías que buscan disminuir la contaminación causada por los procesos de extracción y producción de los hidrocarburos, estas tecnologías incluyen la captura, el transporte y el almacenamiento del CO₂.

3.1.1. Captura

Se utilizan diversas técnicas de captura, clasificadas en tres categorías: antes de la combustión (precombustión), durante la combustión (oxicombustión) y después de la combustión (post-combustión) (Yáñez y otros, 2020). En este estudio, se presta especial atención a las tecnologías de captura de precombustión, ya que permiten obtener hidrógeno junto con la captura de CO₂. En este método, se produce una mezcla de gases a partir de combustibles fósiles, generando gas de síntesis compuesto por hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO) y vapor de agua (H₂O), que luego se procesa en un reactor catalítico para obtener CO₂ y H₂ (Llamas Moya, 2009).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

3.1.2. Transporte

El transporte de CO₂ implica su traslado desde el lugar de captura hasta la formación de almacenamiento. Los estados óptimos para el transporte son el líquido y el supercrítico, ya que ambos ofrecen características de fluidez superiores en comparación con el estado sólido, que es menos eficiente y consume más energía, y el gaseoso, que presenta baja densidad lo que reduce la eficiencia del transporte (Llamas Moya, 2009).

Las opciones de transporte varían, para distancias cortas o medias, el uso de tuberías resulta económicamente viable y puede aprovechar propiedades similares a las de las tuberías utilizadas para el gas licuado. Para distancias más largas, los tanques o buques son la mejor alternativa (Llamas Moya, 2009).

3.1.3. Almacenamiento

El almacenamiento geológico de CO₂ se realiza mediante la inyección del gas en forma condensada en formaciones rocosas subterráneas (IPCC, 2005), preferiblemente en formaciones porosas y permeables. Para asegurar la eficiencia del almacenamiento, es necesario que la inyección se lleve a cabo a una profundidad mínima de aproximadamente 800 metros, lo que ayuda a evitar fugas y asegura condiciones de presión y temperatura adecuadas para que el CO₂ permanezca en estado supercrítico. Además, la capacidad de almacenamiento debe ser superior a la cantidad de CO₂ inyectado, y la presión inducida por la inyección no debe superar los niveles que puedan causar daños a la roca yacimiento o a las capas de cobertura (Pomar, 2021).

A continuación, en la Tabla se presentan los indicadores más importantes que determinan las características idóneas de una capa como almacén de CO₂.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Tabla 1.

Indicadores geológicos para almacenes de CO₂.

Propiedades del reservorio	Buenos indicadores	Indicadores bajos
Profundidad	Mayor a 1000m y menor a 2500m	Menor a 800m y mayor a 2500m
Espesor del yacimiento	Mayor a 100m	Menor a 20m
Porosidad	Mayor 20%	Menor a 10%
Permeabilidad	Mayor a 500mD	Menor a 200mD
Estratigrafía	Uniforme	Variación lateral compleja
Propiedades de la cubierta de roca	Buenos indicadores	Indicadores bajos
Espesor	Mayor a 50m	Menor a 20m
Estratigrafía	Uniforme y sin fallas geológicas	Variaciones laterales y fallas medianas

Nota. En la tabla se presentan los indicadores más importantes para la selección del almacén geológico más apto. Tomado de Pomar (2021).

3.1.3.1. Vetas de carbón. Se está investigando el uso de minas de carbón de difícil explotación como depósitos de CO₂, aprovechando que el carbón tiene mayor afinidad por el CO₂ que por el metano (CH₄), lo que permite su secuestro mediante adsorción (CIEMAT, y otros, 2006). Sin embargo, el almacenamiento en vetas de carbón es limitado debido a cambios en su permeabilidad, que tiende a disminuir con la profundidad. Se estima que la permeabilidad del yacimiento debe ser mayor a 1 mD (miliDarcy) para que el almacenamiento de CO₂ sea viable, alcanzando estos niveles en profundidades de 1300-1500 metros (Pomar, 2021). Aunque la capacidad de almacenamiento en capas de carbón es baja comparada con otros métodos, el CO₂ puede integrarse en la estructura del carbón, lo que mejora su eficacia como almacén (Llamas Moya, 2009).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

3.1.3.2. Formaciones salinas. Las formaciones salinas son rocas sedimentarias profundas saturadas con agua o salmuera, ubicadas bajo el suelo marino o terrestre (Pomar, 2021). Estas rocas porosas retienen agua salada, y una capa impermeable actúa como sello para evitar la fuga vertical del agua. Al inyectar CO₂ en la roca porosa, este desplaza el agua salada y queda confinado en un domo. El CO₂ puede ser almacenado de tres maneras: hidrodinámico, por disolución y mineral (Llamas Moya, 2009).

Para seleccionar una formación salina adecuada, se consideran factores como la profundidad (mínimo 800 metros), espesor (mínimo 50 metros), porosidad (más del 20%), permeabilidad (superior a 500 mD), y salinidad (más de 100 gramos por litro). Es crucial que el sitio esté aislado estructuralmente y sea tectónicamente estable para evitar fugas (Pérez y otros, 2009). Estas formaciones, que pueden ser calizas o areniscas, son prometedoras para el almacenamiento de CO₂ a largo plazo, pudiendo almacenar hasta entre el 20% y 500% de las emisiones proyectadas para 2050 (Llamas Moya, 2009).

3.1.3.3. Yacimientos de petróleo y gas. Los yacimientos de petróleo y gas agotados son una opción ideal para almacenar CO₂, ya que han sido ampliamente estudiados y se conoce su capacidad de almacenamiento, distribución interna y mecanismos de atrapamiento (IPCC, 2005). Al haber sido previamente utilizados para gas o petróleo, se tiene confianza en que su estructura geológica es adecuada para el almacenamiento de CO₂ (CIEMAT y otros, 2006).

Los campos de gas abandonados son particularmente prometedores si no han sido inundados por agua, lo que facilita la inyección de CO₂. Para un almacenamiento exitoso, se deben considerar criterios como la densidad (mayor a 27° API) y viscosidad (menor a 10 mPa·s) del petróleo, la saturación residual (volumen de poros ocupado por petróleo), la porosidad (11-30%)

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

y la permeabilidad (efectiva mayor a 10 mD). Además, factores como la permeabilidad relativa y la viscosidad del crudo también juegan un rol crucial, ya que influyen en la capacidad de inyección y almacenamiento del CO₂. (CIEMAT y otros, 2006).

En resumen, la viabilidad de estos yacimientos depende de sus características geológicas y de asegurar que la presión no exceda los límites que puedan dañar la roca.

3.1.3.4. Formaciones Sedimentarias. Un factor clave para evaluar la idoneidad de un almacenamiento geológico es la litología de las rocas involucradas, tanto las que actúan como formación almacén como las que forman el sello. La composición mineral y las características texturales de las rocas influyen en el comportamiento del CO₂ al inyectarse. El CO₂ disuelto en el agua de formación interactúa con los minerales de la roca, lo que puede generar reacciones químicas que afecten el potencial de retención del CO₂, ya sea aumentándolo o disminuyéndolo (CIEMAT y otros, 2006).

Las diversas funciones de la roca almacén y la roca sello hace que se necesiten determinadas litologías con características diferentes dependiendo de la función.

3.1.3.5. Formación Almacén. La litología de la formación almacén influye en la retención y comportamiento del CO₂. Las rocas ígneas y metamórficas presentan baja permeabilidad y porosidad, lo que las hace inadecuadas para el secuestro de CO₂. Por otro lado, las rocas sedimentarias, como las areniscas y calizas, ofrecen porosidad y permeabilidad relativamente altas, facilitando el almacenamiento. Las calizas permiten la solubilidad del CO₂ y su atrapamiento mineral, mientras que las areniscas son las rocas sedimentarias con mayor porosidad y permeabilidad, la capacidad de almacenamiento depende de los minerales reactivos

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

presentes. En el caso de las formaciones de sal, el CO₂ se almacena en cavidades disueltas, siendo atrapado por la halita, que es impermeable al gas (CIEMAT y otros, 2006).

El atrapamiento mineral del CO₂ produce un atrapamiento permanente del mismo. El almacén ideal para este tipo de método de almacenamiento sería el que tuviera una permeabilidad y porosidad efectiva adecuada y tamaño de grano fino para incrementar la velocidad de reacción (CIEMAT y otros, 2006).

3.1.3.6. Formación Sello. Las rocas más adecuadas para actuar como sello en el almacenamiento de CO₂ son las lutitas, arcillas y rocas evaporíticas, debido a su pequeño tamaño de poro, que requiere altas presiones capilares para saturarse y permitir la transmisión de fluidos. Las lutitas, por su estructura en láminas, forman barreras efectivas contra la migración vertical del CO₂, mientras que las rocas arcillosas contienen minerales que ayudan a atrapar el CO₂ en forma de carbonatos. Las rocas evaporíticas, además, suelen tener arcillas y carbonatos en su composición (CIEMAT y otros, 2006).

Es fundamental estudiar los procesos de interacción entre el CO₂ y los minerales de la roca sello, así como los cambios en sus propiedades, para evaluar la viabilidad del almacenamiento a largo plazo en la zona seleccionada (CIEMAT y otros, 2006).

Cuencas y campos petrolíferos

A Escala de Cuenca debemos tener en cuenta lo siguientes criterios geológicos para la selección adecuada:

- Tectónicos y estructurales.
- Geológicos, estratigráficos y litológicos.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Geotérmicos.
- Hidrogeoquímicos.

Estos criterios tienen como propósito determinar la existencia de formaciones favorables para el almacenamiento de CO₂ en los yacimientos agotados de petróleo o gas.

3.2. Modelos geológicos para el almacenamiento de CO₂

La efectividad del almacenamiento geológico de CO₂ depende del método de atrapamiento seleccionado (San'tAnna, 2013). Los almacenamientos más efectivos son aquellos en los que el CO₂ es inmovilizado bajo una formación de sello potente y de baja permeabilidad, convertido en mineral o bien adsorbido en las capas de carbono (CIEMAT y otros, 2006).

Para el almacenamiento de CO₂ se dan 3 posibles modelos para ello:

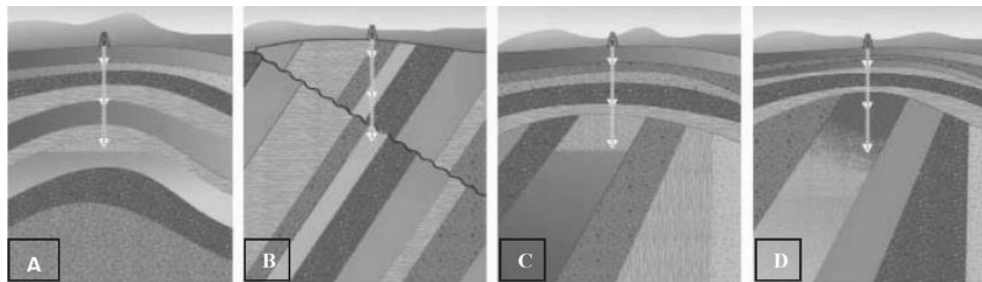
3.2.1. *Atrapamiento estructural o estratigráfico*

Los sistemas valorados son similares a los considerados en los yacimientos de petróleo y gas natural, donde los anticlinales y las fallas cerradas son los sistemas más aptos porque contribuyen al cierre en un porcentaje cercano al 100% (**Figura 3**), entretanto las trampas estratigráficas se fundamentan en el cambio deposicional de las formaciones (**Figura 3**) (San'tAnna, 2013). La formación sello es la que actúa como primera barrera de retención del CO₂ (Mariño & Moreno, 2018).

Figura 3.

Tipos de entrapamiento físico.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂



Nota. El gráfico representa los tipos de atrapamiento físico para el almacenamiento de CO₂: **A.** Estructural (anticlinal); **B.** Estructural (falla); **C.** Estratigráfico (discordancia); **D.** Estratigráfico (cambio de tipo de roca). Tomado de Mariño & Moreno (2018).

Este atrapamiento sucede cuando un fluido como el CO₂ es confinado de forma estática por debajo de una capa impermeable y no puede fluir (Llamas Moya, 2009). La inyección de CO₂ en una formación saturada en salmuera a largo plazo provocará que el CO₂ libre desplace la salmuera, pero este al ser menos denso tenderá a ascender a la zona superior de la formación almacén por flotabilidad y ocupar el espacio de poros por debajo de la formación sello la cual debe ser impermeable (CIEMAT y otros, 2006).

Este tipo de trampas incluyen anticlinales, bloques de falla y estratigráficas como acuñaamiento, discontinuidad y arrecife (Llamas Moya, 2009).

Es importante tener en cuenta la posibilidad de escape, a medida que aumenta la saturación de CO₂ en las vías de escape hacia la formación techo aumentará la permeabilidad efectiva del CO₂ en los mismos. Esto es importante tenerlo en cuenta a la hora de evaluar la posibilidad de fuga a través de fallas, fracturas, pozos abiertos o mal sellados en la formación sello o en las inmediaciones de la zona de inyección (CIEMAT y otros, 2006).

Este será el principal mecanismo de almacenamiento geológico de CO₂.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

3.2.1.1. Atrapamiento residual, atrapamiento por solubilidad e

hidrodinámico. El atrapamiento residual se basa en la propiedad que presentan algunos sólidos para retener un fluido, esto se da gracias a las fuerzas de capilaridad, higroscopia y pelicular (Mariño & Moreno, 2018). Este mecanismo es efectivo en formaciones de baja permeabilidad, donde el CO₂ se retiene en los poros debido a estas fuerzas (CIEMAT y otros, 2006).

El atrapamiento por solubilidad ocurre cuando el CO₂ supercrítico se disuelve en agua donde según Mariño-Martínez & Moreno-Reyes (2018) formará un ácido débil que aumenta la densidad del agua cargada de CO₂, provocando su desplazamiento hacia niveles inferiores de la formación (IPCC, 2005). Con el tiempo, este proceso es más influenciado por la mezcla convectiva que por la difusión, debido a la inestabilidad de la densidad (CIEMAT y otros, 2006).

El atrapamiento hidrodinámico sucede cuando el CO₂ se inyecta en acuíferos salinos, donde las salmueras migran a lo largo de un sistema de flujo regional durante miles de años. (Llamas Moya, 2009), la variación de la presión en la formación es la que nos indicaría la velocidad del desplazamiento (Mariño & Moreno, 2018), que puede presentarse en fases miscibles o inmiscibles, incluso en ausencia de trampas cerradas (CIEMAT y otros, 2006).

3.2.2. *Secuestro mineral*

La disolución de CO₂ en agua formará moléculas que se disociaran en el agua de la roca almacén disminuyendo el pH del agua. Este descenso del pH provocará la disolución de algunos minerales presentes en la matriz de la roca, aumentando así la porosidad y la liberación de cationes metálicos como Mg, Ca y Fe. Esto provocará una reacción para formar minerales carbonatados, impidiendo el retorno del CO₂ a la atmósfera (CIEMAT y otros, 2006). La cantidad de CO₂ que puede ser almacenado por medio de este mecanismo se ve influenciado por la composición de los

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

minerales (Bachu y otros, 2007), si la roca es caliza las reacciones se darán casi al instante, mientras que si es una arenisca con predominancia de cuarzo la reacción química podría no darse o darse en una gran escala de tiempo (Llamas Moya, 2009).

3.3. Hidrógeno Azul

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, aunque no se encuentra como molécula libre en la naturaleza, lo que lo convierte en un vector energético (Centro Nacional del Hidrógeno, 2023). Se destaca por su alta densidad energética en relación con su peso (Fernandez, 2022), obteniendo una energía por su combustión de 120 MJ/kg, superando la energía del gas natural (50MJ/kg) y la del petróleo (44,6 MJ/kg) (Gutierrez, 2005), y su combustión solo genera agua como subproducto (Castiblanco & Milquez, 2021). Sin embargo, presenta desventajas como su baja densidad energética (Fernandez, 2022) y su alta inflamabilidad (Castiblanco & Milquez, 2021).

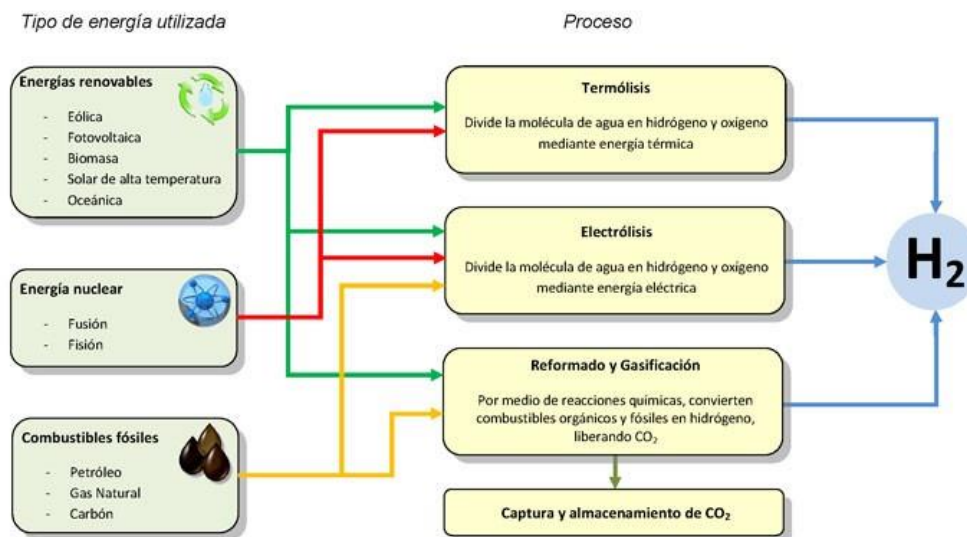
Existen diversas formas de producir hidrógeno, y estas varían según los insumos y tecnologías empleadas (**Figura 4**). La Comisión Europea clasifica el hidrógeno según la sostenibilidad del proceso productivo y las emisiones asociadas. El hidrógeno a partir de combustibles fósiles, como el reformado del gas natural o la gasificación del carbón, tiene altos factores de emisión (9,5 kg CO₂/kgH₂ para el gas natural y 20 kg CO₂/kgH₂ para el carbón). El hidrógeno con captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS), reduce las emisiones a un rango de 1-2 kg CO₂/kgH₂. El hidrógeno producido mediante electrólisis puede variar en emisiones según la fuente eléctrica utilizada, en el caso de Colombia, la producción de hidrógeno a partir de la red emitiría 8,2 kg CO₂/kgH₂. Si proviene de fuentes renovables, se clasifica como hidrógeno limpio o renovable, con emisiones prácticamente nulas. Esta categoría incluye al hidrógeno producido mediante

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

electrolisis, al biohidrógeno, obtenido a partir de la biomasa y al hidrógeno de bajas emisiones, como el hidrógeno a partir de combustibles fósiles con CCUS (Energía, 2022).

Figura 4.

Procesos para la producción de hidrógeno, según el tipo de energía utilizada.



Nota. Tomado de CNH2 (2023).

Actualmente, la mayor parte de la demanda de hidrógeno es cubierta por combustibles fósiles (96%), siendo el reformado de gas natural el principal método de producción, seguido del petróleo y la gasificación del carbón. Las fuentes renovables, como la electrólisis, cubren una porción menor de la demanda global. (Castiblanco & Milquez, 2021).

Una clasificación más simplificada se realiza mediante un código de colores que relaciona de igual manera la fuente, la tecnología de los procesos y las emisiones. De esta manera, nos encontramos con el hidrógeno negro-marrón, que se produce a través de la gasificación del carbón y genera grandes emisiones; gris, que es producido a partir del reformado de gas natural o petróleo y genera emisiones; azul-turquesa, se producen, al igual que el gris, mediante el reformado de

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

hidrocarburos, con el añadido de la captura y almacenamiento de CO₂, solidificado en el caso del turquesa, minimizando así sus emisiones; rosa-violeta, se generan a través de la electrólisis del agua utilizando electricidad de origen nuclear, en el caso del violeta se combina con calor y reacciones termoquímicas, estos no generan emisiones pero sí residuos que tienen un impacto ambiental; y verde, es un hidrógeno limpio de emisiones, se genera, al igual que el rosa y el violeta, mediante la electrólisis del agua, pero la energía utilizada para este procede de fuentes de energía renovable (Aldana & León, 2022).

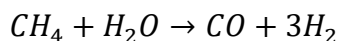
El hidrógeno azul, obtenido de hidrocarburos, utiliza tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) para minimizar las emisiones. Sin embargo, este tipo de hidrógeno enfrenta retos, como los costos elevados y el manejo del CO₂ capturado, que puede ser inyectado en formaciones geológicas, océanos o utilizado en procesos industriales. Para ser considerado limpio, debe limitar sus emisiones a menos de 4,37 kg de CO₂ por kilogramo de hidrógeno producido. El hidrógeno gris produce entre 9-11 kgCO₂ por kilogramo de hidrógeno producido, lo que significa que debe almacenarse aproximadamente 7 kgCO₂/kgH₂ (Aldana & León, 2022).

3.3.1. Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno azul utiliza principalmente tres métodos: el reformado de gas metano con vapor (SMR), la oxidación parcial (POX) y el reformado autotérmico (ATR), junto con la captura y almacenamiento de CO₂. (Mora, 2021). El proceso consta de varias etapas, siendo clave la adición de una etapa final para la captura del CO₂ en el caso del hidrógeno azul. Estas etapas incluyen la desulfuración del gas natural, el reformado, el desplazamiento del gas y la purificación del hidrógeno (Morante et al., 2020)..

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

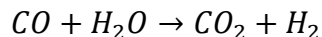
En la desulfuración del gas natural, se eliminan los compuestos de azufre mediante un proceso de reducción y oxidación (Morante et al., 2020). Durante el reformado con vapor (SMR), la molécula de hidrógeno se separa del carbono, en presencia de vapor de agua, a altas temperaturas y presiones, utilizando un catalizador de níquel. Este método es el más común y económico para producir hidrógeno, aunque produce CO₂, lo que requiere su captura para reducir las emisiones (Torres & Guerra, 2011). En esta reacción química endotérmica se mezcla el gas desulfurado con vapor de agua y se da un aumento de temperatura, de más de 750°C, y presión, aproximadamente 3 MPa, este aumento se consigue mediante la inyección de combustible externo, cualquier hidrocarburo, introduciéndose en un reactor catalíticos de níquel (Gutierrez, 2005).



El proceso de oxidación parcial (POX) se basa en una oxidación incompleta de hidrocarburos, donde el oxígeno reacciona solo con los átomos de carbono para formar monóxido de carbono, sin llegar a generar dióxido de carbono o agua. Esto ocurre en una cámara de combustión a altas temperaturas (Torres & Guerra, 2011).

El reformado autotérmico (ATR) combina la oxidación parcial y el reformado con vapor, utilizando agua y aire como agentes oxidantes. Primero se inyecta aire para realizar la oxidación parcial, y el calor generado se utiliza para llevar a cabo el proceso de reformado, reduciendo así la necesidad de un hidrocarburo externo para alcanzar la temperatura necesaria (Aldana & León, 2022).

Tras la obtención del gas de síntesis, se procede el **desplazamiento del gas** donde se convierte el CO en CO₂, incrementando la producción de hidrógeno. Este proceso utiliza dos reactores en serie con diferentes catalizadores y temperaturas (Morante y otros, 2020).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Luego, procede la etapa de la purificación del hidrógeno donde se realiza la separación del CO₂ y de los otros elementos trazas del gas obtenido del hidrógeno, finalizando este proceso con la captura del CO₂, proceso del cual se habla en otro capítulo de este libro, los procesos que conlleva esta etapa pueden variar dependiendo de la tecnología utilizada y de la pureza con la que se espera obtener el hidrógeno (Morante y otros, 2020). Una de estas tecnologías es en la que el hidrógeno se separa del resto de los componentes mediante una unidad de absorción con presión oscilante, el cual utiliza un material sólido absorbente, otra tecnología es mediante membrana (Castiblanco & Milquez, 2021).

3.4. Potencial en Colombia

Según el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la diversidad y disponibilidad de recursos naturales que satisfacen sus necesidades energéticas, así como las reservas de petróleo, gas y carbón que le confieren una proximidad a la autosuficiencia en combustibles, hacen de Colombia un país privilegiado. Las reservas probadas de gas natural se estiman en alrededor de 2.817 Gpc para el año 2022, lo que supondría una producción de gas durante 7,2 años. En cuanto al petróleo, las reservas probadas en el año 2022 son de 2.074 Mbl, lo que nos proporcionaría una producción de crudo durante 7,5 años. Con relación al carbón, para el año 2020, las reservas son de 4.554 Milla de toneladas (Mt), lo que garantizaría el abastecimiento del país por más de 50 años. Considerando la producción anual y las reservas probadas de estos combustibles, Colombia tendría la capacidad de satisfacer la demanda nacional de hidrógeno azul a medio y largo plazo.

Otro aspecto a favor de Colombia es su ubicación geográfica, al estar situada entre dos océanos, se considera como nodo crucial para el comercio marítimo y exportación, contando con

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

aproximadamente 10 puertos, que pueden ser adaptados para el transporte y almacenamiento de hidrógeno. Por otro lado, al fungir como nexo de la unión entre América Central y América del Sur, dispone de diversas redes para el transporte, la distribución y el comercio, así como una red eléctrica interconectada con países vecinos, convirtiéndolo en un importante exportador. Estas redes pueden ser reacondicionadas para facilitar la comercialización del hidrógeno.

A nivel interno, Colombia cuenta con una extensa red de gaseoductos para el transporte de gas natural, con más de 7500 km de longitud, y una red de distribución que abastece una demanda nacional de 911 MPCD. De igual forma, estas infraestructuras podrían ser adaptadas para el transporte y distribución del hidrógeno azul a nivel nacional.

Colombia cuenta con un alto potencial en el hidrógeno, porque cuenta con las condiciones propicias para aprovechar la oportunidad que brinda el hidrógeno para la descarbonización y pudiendo posicionarse como líder regional en la transición energética. Esto podría cumplirse gracias a la ubicación geográfica estratégica, como lo mencionamos anteriormente, y a un marco regulatorio y político estable, capaz de atraer inversiones a largo plazo, esto será importante, debido a que el desarrollo de la producción del hidrógeno y la adaptación de los sectores económicos para su utilización requerirán inversiones significativas destinadas al avance tecnológico y la creación de infraestructuras.

3.5. Modelos petrofísicos

La modelación petrofísica es la técnica más usada, en la industria del petróleo, para evaluar las propiedades intrínsecas de las formaciones, para obtener una caracterización, que nos permita conocer, principalmente, la capacidad de almacenamiento y producción del yacimiento. Un

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

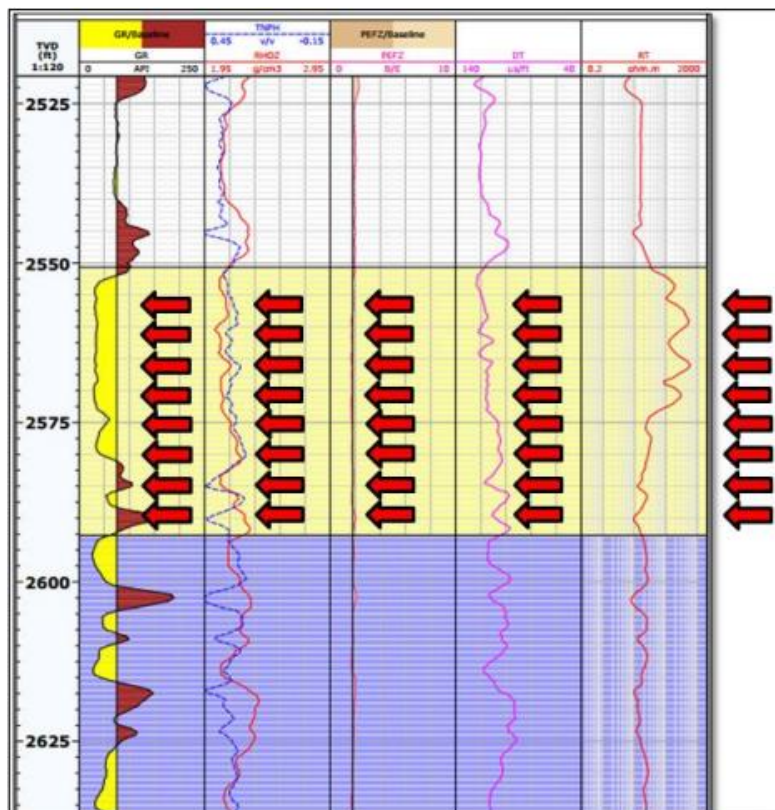
modelo petrofísico se estudian las propiedades de las rocas por medio de la interpretación cuantitativa de los datos de los registros de los pozos (Carreño, 2017).

Una variable principal en la entrada de la realización de modelos petrofísicos son los registros de pozos. Los registros convencionales son seis (**Figura 5**): Gamma Ray (GR), se usa para identificar litologías por medio de la radioactividad natural de los elementos Torio, Uranio y Potasio que reflejan una alta resistividad, estos elementos suelen acumularse en las arcillas y lutitas (Acevedo , 2017). Densidad de la roca (RHOB), este perfil muestra la suma ponderada de las densidades de la matriz de la roca y los fluidos presentes en ella. Porosidad Neutrón (TNPHI), este perfil mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación, cuando hay bajo porcentaje de arcilla el neutrón se detecta bajo, es decir, se presentan altas porosidades (Carreño, 2017). Perfil sísmico (DT), es un perfil de porosidad que mide el tiempo de tránsito de intervalo, el cual varía según la litología y el fluido que rellena los espacios porosos (Acevedo , 2017). Registro de absorción foto eléctrica (PEFZ), también es usado para determinar la litología, midiendo la absorción fotoeléctrica, Pe, de las formaciones, las areniscas poseen un Pe bajo, las arcillas, las dolomías, las calizas, los minerales pesados y los que contienen hierro presentan un Pe alto. Por último, está el Registro de Resistividad (RT), son usados para determinar las zonas productivas de hidrocarburos vs las productoras de agua, la habilidad de la roca de transmitir una corriente está condicionada principalmente por la presencia de fluidos en los poros, la resistividad de la roca aumenta, cuando la saturación de hidrocarburos en los poros aumenta, debido a que los hidrocarburos no son conductores (Carreño, 2017).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 5.

Set de registros de pozos, usados para el modelamiento petrofísico.



Nota. Tomado de Carreño (2017).

Según Avendaño (2015), la arcillosidad que presenta una formación afecta directamente la porosidad, la permeabilidad y la distribución de fluidos de una roca. La arcilla afecta los registros eléctricos dependiendo de su cantidad y disposición en la formación, esta se puede encontrar distribuida de tres maneras; en la arcilla estructural, la cual se da por el remplazamiento de granos en la matriz, y en la arcilla laminar, la cual se encuentra intercalada entre capas arenosas, se ve poco afectada la porosidad ni la permeabilidad de la roca, mientras que la arcilla dispersa, la cual se forma (in situ) dispersamente en los espacios intergranulares, disminuye la porosidad total y efectiva de la roca.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

La fórmula para calcular el volumen de arcilla varía según la curva de registro seleccionada, una forma común de calcular el volumen de arcilla es por medio de la curva Gamma Ray.

Ecuación 1.

Volumen de arcilla

$$V_{sh} = \frac{GT \text{ leído} - GR_{min}}{CR_{max} - GR_{min}}$$

La porosidad de un yacimiento es el espacio de la roca donde no hay material sólido. Para calcular la porosidad efectiva, se debe analizar primeramente si el cálculo se realiza en arenas limpias, en cuyo caso se la porosidad se determina directamente de los registros de pozo, o en arenas arcillosas, para este caso es primordial tener en cuenta como se encuentra distribuida la arcilla, para así usar la fórmula adecuada para el cálculo de la porosidad efectiva (Avendaño, 2015). Para el cálculo de la porosidad total mediante la curva densidad de la roca, se usa la siguiente ecuación:

Ecuación 2.

Porosidad total

$$PHIE = \frac{RHOB_{ma} - RHOB_b}{RHOB_{ma} - RHOB_f}$$

Dónde:

RHOB_{ma} = Densidad de la matriz

RHOB_b = Densidad aparente

RHOB_f = Densidad del fluido

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Una vez calculada la porosidad total y con el valor del volumen de arcilla, utilizamos la siguiente fórmula para el cálculo de la porosidad efectiva.

Ecuación 3.

Porosidad efectiva

$$\phi = PHIE * (1 - Vsh)$$

La disposición de las arcillas también debemos tenerlas en cuenta para el cálculo de la saturación de agua (Sw) de las formaciones, para este cálculo contamos con tres modelos, el modelo de Simandoux, se utiliza en formaciones con presencia arcilla laminar, el modelo de Waxman-Smits, este modelo calcula la saturación de agua para formaciones donde se presente arcilla dispersa, el modelo de indonesia, también calcula la saturación en formaciones con arcilla laminar y por último el modelo Doble Agua, calcula la saturación teniendo en cuenta dos componentes, el agua asociada a la arcilla presente en la formación y los minerales que constituyen dicha arcilla (Avendaño, 2015). El modelo de Simandoux es el más usado para el cálculo de la saturación de agua por medio de registros y usa la ecuación;

Ecuación 4.

Modelo de Simandoux

$$C = (1 - V_{shale}) \times a \left(\frac{R_w}{\phi^2} \right) \quad D = \frac{C \times V_{shale}}{2(R_{vshale})} \quad E = \frac{C}{R_t}$$



$$S_w = \left[(D^2 + E)^{\frac{1}{2}} - D \right]^{\frac{2}{2}}$$

Dónde:

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

S_w = Saturación del agua

R_t = Resistividad de la roca limpia

R_w = Resistividad del agua de formación

ϕ = Porosidad efectiva

m = Índice de cementación

n = Exponente de saturación

a = Factor de tortuosidad

Haciendo uso correcto de los modelos para el cálculo de la porosidad, la saturación de agua y el volumen de arcilla, propiedades petrofísicas de la formación, se podrán procesar estos datos para la simulación de un modelo petrofísico.

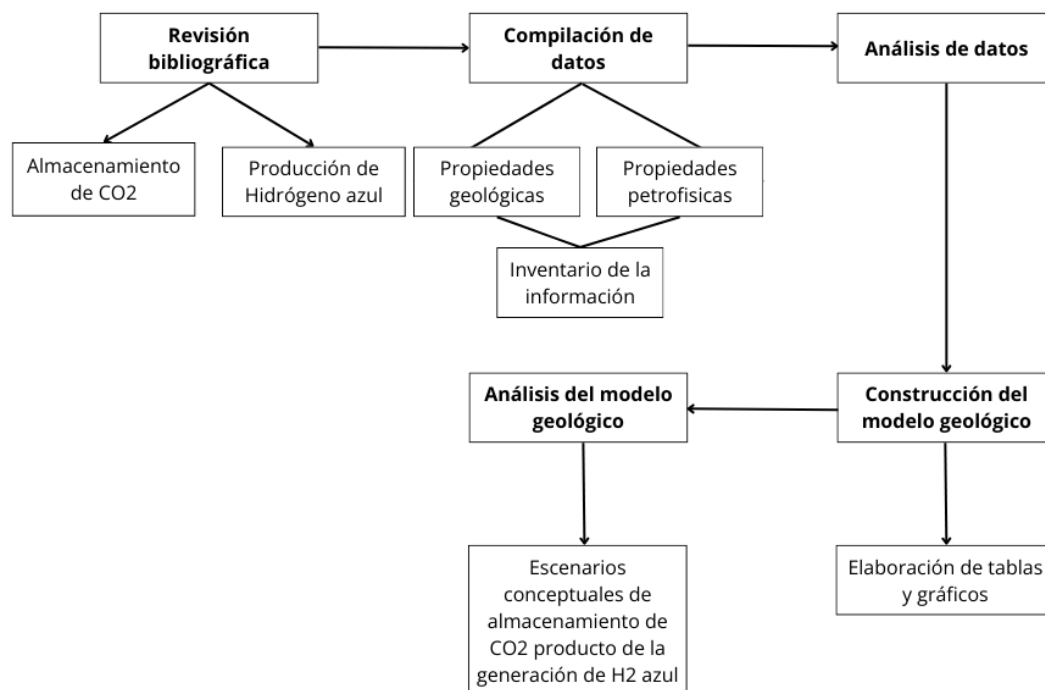
4. Metodología

El flujo de trabajo para la caracterización de las formaciones del sector central del VMM se llevó a cabo en cinco (5) fases metodológicas (**Figura 6**). En estas fases se hizo la compilación de datos acerca de la Formación Mugrosa, para la realización del modelo conceptual y por medio de la determinación de sus propiedades petrofísicas, para así llegar al resultado final que es el cálculo del potencial de almacenamiento de CO₂. Este proyecto se realizó abarcando diferentes autores y áreas de estudio de la Formación Mugrosa para dar validez a los diferentes escenarios durante el cumplimiento de las diferentes fases metodológicas.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 6.

Flujo de trabajo para la caracterización de la Formación Mugrosa.



Fase 1: Se establecieron los parámetros y características que debe cumplir una formación para ser candidata como almacén geológico de CO₂ aplicable a la producción de hidrógeno azul.

- Actividad 1.1. Revisión bibliográfica online de diversos trabajos sobre la tecnología y métodos necesarios para el almacenamiento de CO₂ y la producción de hidrógeno azul.
- Actividad 1.2. Revisión bibliográfica en la base de datos de la universidad Industrial de Santander sobre los almacenes geológicos de CO₂ y el hidrógeno azul.
- Actividad 1.3. Revisión bibliográfica online acerca del hidrógeno en el mundo, enfocados en el hidrógeno azul, sus usos e implementación en las diferentes industrias.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Fase 2: Compilación datos.

- Actividad 2.1. Se buscaron las propiedades geológicas sobre la formación de interés en los diferentes trabajos de caracterización del Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Actividad 2.2. Se buscaron las propiedades petrofísicas sobre la formación de interés, para esto se hizo uso de la base de datos de trabajos de grado de la universidad, el SGC y la ANH.
- Actividad 2.3. Se hizo un inventario de la información recolectada.

Fase 3: Análisis de los datos recolectados.

- Actividad 3.1. Síntesis de la geología de la formación, con los diferentes datos recolectados se hace un resumen general de la geología de la formación.
- Actividad 3.2. Síntesis de las propiedades petrofísicas de la formación.

Fase 4: Construcción del modelo geológico conceptual.

- Actividad 4.1. Elaboración de tablas y gráficos donde se sintetice por autores cada una de las características de la formación estudiada.

Fase 5: Análisis del modelo geológico conceptual.

- Actividad 5.1. Planteamiento de escenarios conceptuales para el almacenamiento de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul, proyectados según la producción de hidrogeno y la necesidad de este como materia prima en el futuro, buscando a su vez contribuir a la reducción de los GEI.

5. Análisis y Resultados

5.1. Casos de estudio

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Por medio de la búsqueda de información relacionada con la Formación Mugrosa y sus propiedades petrofísicas, se mencionan diferentes autores que realizaron la evaluación petrofísica de la misma en la cuenca del VMM.

Se hizo una recopilación de 4 trabajos para posteriormente seleccionar algunos de ellos. Se encuentran representados por cada uno de sus autores y organizados del más antiguo al más reciente como se van a presentar en el desarrollo de este capítulo.

5.1.1. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la Formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado (Ramírez & Meneses, 2008)

El presente trabajo tiene como objetivo la evaluación del volumen de hidrocarburos en el Campo Colorado por medio del cálculo del petróleo original en sitio (POES) para esto se realizó la estimación de los valores promedios de las propiedades petrofísicas del yacimiento a partir del modelamiento de registros de pozos, con los cuales se determinan los tipos de roca, las propiedades petrofísicas y las características principales del yacimiento. Los datos utilizados de este proyecto para la construcción del modelo geológico conceptual se observan en la **Tabla 2**.

Tabla 2.

Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio uno.

CAMPO COLORADO						
Autor	Año	ϕ	k	Sw	NG (ft)	
Ramírez, J. & Meneses, J.	2008	0,19	6-688	0,26	77	

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

5.1.2. Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena "Llanito", a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras (Goyeneche & Hernandez , 2009)

Este proyecto tiene como objetivo identificar los factores que generan producción de arena en el Campo Llanito de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ubicado en el departamento de Santander. En la **Tabla 3** se observan las propiedades obtenidas según Goyenche y Hernandez para la Formación Mugrosa en el campo Llanito.

Tabla 3.

Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio dos.

CAMPO LLANITO									
Autor	Año	Vsh	ϕ	k	Sw	API	T (°F)	NG (ft)	P
Goyenche, J. & Hernandez, R.	2009	0,1-0,2	0,12-0,2	150-250	0,4	17-21	135-140	90	2600

5.1.3. Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia (Mier et al., 2016).

Este proyecto realiza un análisis estratigráfico con el fin de calcular las reservas del campo Escuela Colorado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Las propiedades usadas de este proyecto para la construcción del modelo geológico conceptual se observan en la **Tabla 4**.

Tabla 4.

Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio tres.

CAMPO COLORADO								
Autor	Año	Vsh	ϕ	k	Sw	NG (ft)	A (Acres)	POES

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Mier, R. et al	2016	0,14	0,136	20-600	0,31	165806,09	121
----------------	------	------	-------	--------	------	-----------	-----

5.1.4. Petrophysical Characterization of a Clastic Reservoir in the Middle Magdalena Valley Basin in Colombia Using Artificial Neural Networks and Seismic Attributes (Iturrarán & Muñoz, 2018).

El Proyecto se basa en la aplicación de atributos sísmicos instantáneos a una sesión sísmica apilada de ondas P reflejadas en el campo de Tenerife, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (MMVB) en Colombia, para estimar la porosidad efectiva (ϕ_e), la saturación de agua (SW), la densidad (ρ) y el volumen de arcilla (Vclay) a escala sísmica. En la **Tabla 5** observamos las propiedades petrofísicas anteriormente mencionadas y que fueron tomadas para la construcción del modelo geológico conceptual.

Tabla 5.

Resumen de las propiedades halladas para el modelo geológico en el caso de estudio cuatro.

CAMPO TENERIFE							
Autor	Año	Vsh	ϕ	Sw	μ	API	
Iturrarán, U. & Muñoz, A.	2018	0,5	0,2	0,4	40,5	22,8	

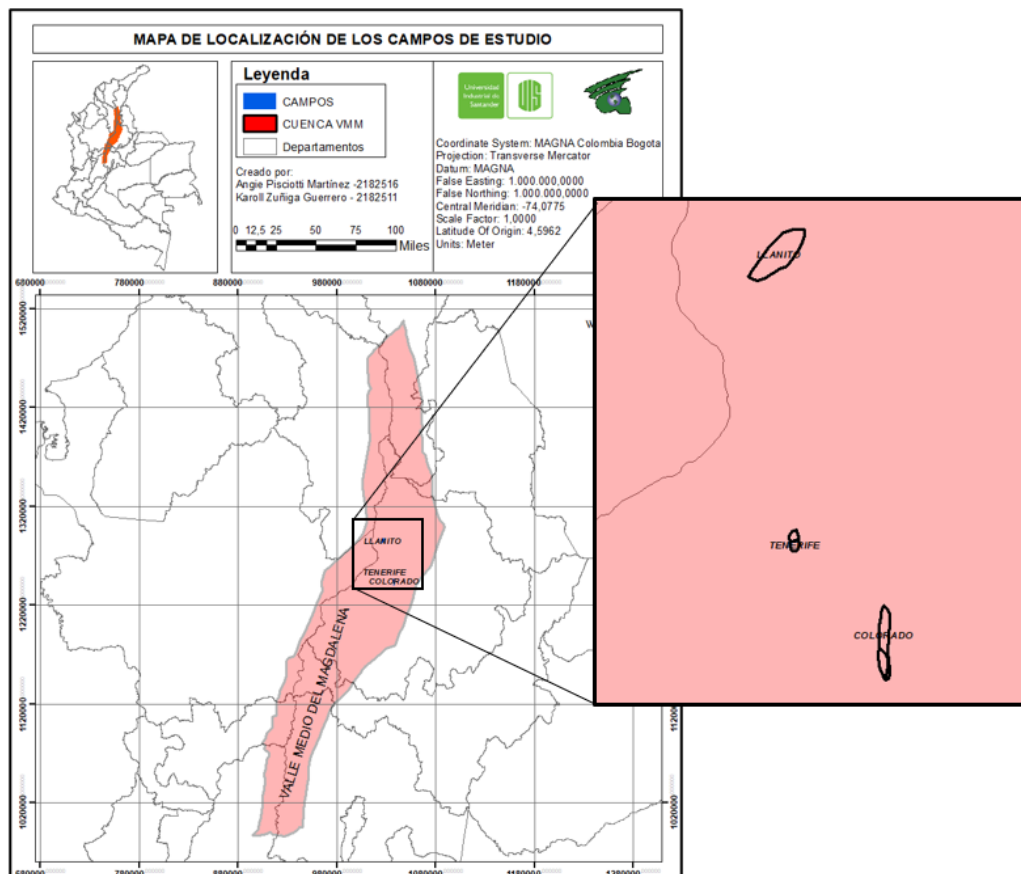
5.2. Almacenamiento geológico de CO₂ a partir de la producción de H₂ azul

A partir de la información recopilada de los diferentes autores mencionados anteriormente se procede a realizar una diferenciación por cada campo de estudio y a su vez se muestra la localización de cada uno de ellos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** .

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 7.

Mapa de localización de los campos mencionado anteriormente.



Mediante la información recolectada en cada uno de los casos de estudio se procede a realizar la caracterización petrofísica de cada campo de estudio mencionado anteriormente según los diferentes autores. Los datos petrofísicos de cada campo se pueden observar en la tabla 9, las tablas 6 – 8, muestran los datos aportados por autor para completar el modelo geológico para cada campo.

Donde:

Vsh: Volumen de Shale

K: Permeabilidad

φ: Porosidad

Sw: Saturación de agua

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

μ: Viscosidad

A: Área

API: Densidad

Bo: Factor de volumen del aceite

T: Temperatura

FR: factor de recobro

NG: Net gross

Tabla 6.

Propiedades petrofísicas campo Colorado

CAMPO COLORADO													
Autor	Año	Vsh	φ	k	Sw	μ	API	T (°F)	NG (ft)	A (Acres)	Bo	FR (%)	P
Ramirez, J. & Meneses, J.	2008	0,07-0,32	0,19	6-688	0,26				77				
Alvarez, S. & Velez, G.	211	0,3-0,5	0,04-0,08		0,4	1,05	40,45	144	107	1717	1,25	7,1	810
Mier, R. et al	2016	0,14	0,136	20-600	0,31				165806,09				
Diaz, J.	2013		0,1		0,4	1,05	36-42	144	107			14,6	1950

Tabla 7.

Propiedades petrofísicas campo Llanito

CAMPO LLANITO													
Autor	Año	Vsh	φ	k	Sw	μ	API	T (°F)	NG (ft)	A (Acres)	Bo	FR (%)	P
Goyenche, J. & Hernandez, R.	2009	0,1-0,2	0,12-0,2	150-250	0,4		17-21	135-140	90				2600
Gonzalez, A. & Uribe, S.	2018		0,1-0,19	525	0,37			100-258	89			20	2575
Zapata, J.	2020					12-19	20-22			1200	1,1		2650

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Tabla 8.***Propiedades petrofísicas campo Tenerife*

CAMPO TENERIFE												
Autor	Año	Vsh	ϕ	k	Sw	μ	API	T (°F)	NG (ft)	A (Acres)	Bo	FR (%)
Duarte, M.	2010		0,15-0,23	10-19					100			1,89
Iturrarán, U. & Muñoz, A.	2018	0,5	0,2		0,4	40,5	22,8					
Muñoz, A.	2019	0-0,5	0,03-0,3			32	22,8	150				
Rojas, N.	2022		0,19		0,44		20-22		107	1711	1,06	

Tabla 9.

Síntesis de las propiedades petrofísicas de cada uno de los campos de estudio para la Formación Mugrosa.

Campo	Vsh	ϕ	k	Sw	μ	API	T (°F)	NG (ft)	A (Acres)	Bo	FR (%)	P	POES	
													Teórico	Calculado
Campo Llanito	0,1-0,2	0,2	150-525	0,37	12-19	17-22	137	90	1200	1,1	20	2650		96 M
Campo Colorado	0,07-0,5	0,19	6-688	0,26	1,05	40	144	77	1717	1,2	7,1	1950	121 M	120 M
Campo Tenerife	0-0,5	0,03	10-19	0,4	32-40	22	150	107	1711	1,06	1,89		21,9 M	24 M

La Formación Mugrosa se divide en dos miembros, Mugrosa B y Mugrosa C, para este modelo geológico se realizó un promedio entre ambos miembros para tener un dato general de la formación. También se realizó un promedio entre los datos determinados por cada autor, para así tener un modelo geológico más compacto.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Con los datos del modelo geológico conceptual de cada campo mencionado en los casos de estudio se calculó un valor del petróleo original in situ (POES) con la siguiente ecuación:

Ecuación 5.

Petróleo original in situ (POES)

$$N = \frac{7758 * h * A * \varphi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Por otro lado, tenemos que la Formación Mugrosa para los campos Llanito, Colorado y Tenerife, arrojan unos valores de 96, 120 y 24 (**Tabla 9**) millones de barriles (MMbbls), respectivamente.

La capacidad de almacenamiento de CO₂ de las formaciones depende de las propiedades petrofísicas y químicas de cada reservorio, hay diferentes fórmulas que se usan para calcular un valor aproximado de la capacidad que tendría cada yacimiento (**Tabla 10**), para este proyecto analizamos la capacidad de almacenamiento de la Formación Mugrosa, en los campos Llanito, Colorado y Tenerife.

Tabla 10.

Recopilación de fórmulas, según diferentes autores para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂.

Capacidad de almacenamiento de CO ₂		
Autor	Formula	Descripción

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

**Bachu et al.,
2007**

$$C_{CO_2} = \rho_{CO_2} * (R_f * A * h * \phi * (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pm})$$

Donde:

ρ_{CO_2} = Densidad del CO₂ en condiciones de depósito.

R_f= Factor de recobro

A= Área del yacimiento.

h= Espesor neto.

ϕ = Porosidad efectiva.

S_w= Saturación de agua.

V_{iw}= Volumen de agua inyectada.

V_{pm}= Volumen de agua producida

**Mariño, J. &
Moreno, L.,
2018**

$$V = A * h * \phi$$

Donde:

A= Área de la formación geológica.

h= Espesor de la capa de roca permeable.

ϕ = Porosidad de la formación.

**Sant'Anna, F.,
2013**

$$V_{CO_2} = \frac{V_{oil}}{1000} * B_o * \rho_{CO_2}$$

Donde:

V_{oil}= Volumen recuperable del petróleo en condiciones iniciales.

B_o= Factor volumétrico del petróleo.

ρ_{CO_2} = Densidad del CO₂ en condiciones de depósito.

**Yañéz et al.,
2022**

$$C_{CO_2} = 0.05259 * N_p * \frac{B_{oi}}{B_{CO_2}}$$

Donde:

N_p= Producción acumulada de petróleo.

B_{oi}= Factor volumétrico del petróleo.

B_{co₂}= Factor de volumen de CO₂ en condiciones de yacimiento.

La fórmula presentada en el documento de Bachu et al., 2007, no se pudo aplicar ya que los datos de volumen de agua inyectada y producida no se encuentran disponibles públicamente en la literatura para los campos de estudio. Mariño, J. & Moreno, L. (2018) usan una fórmula para determinar el volumen poroso y a partir de esta seleccionar las mejores formaciones para el

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

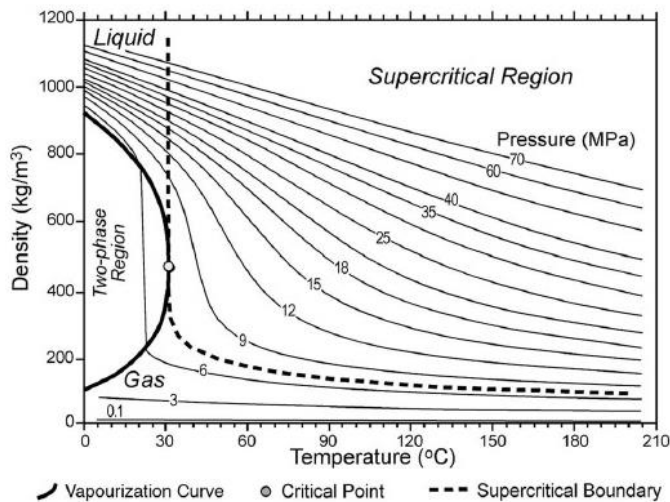
almacenamiento de CO₂, en nuestro caso, como solo estamos evaluando el potencial de la Formación Mugrosa, hemos realizado el cálculo del volumen poroso para esta en los campos Llanito, Colorado y Tenerife, obteniendo como resultado volúmenes porosos de 26, 43 y 6 millones de m³ (**Tabla II**), respectivamente. Con estos valores podemos indicar de manera inicial que la Formación Mugrosa en los campos seleccionados sería buena receptora, sin embargo, a partir de ellos no podemos predecir la capacidad de CO₂ que podría almacenar.

Según San'tAnna, 2013 para calcular la capacidad de almacenamiento de CO₂ de un reservorio lo hacemos por medio del volumen recuperable de petróleo en condiciones iniciales, que se encuentra relacionado con el petróleo original in situ (POES) y la densidad API del crudo, el factor volumétrico y la densidad del CO₂ en condiciones de reservorio, este dato está en función de la temperatura y presión del yacimiento fue obtenido de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Los datos arrojados según este autor para la Formación Mugrosa fueron 3, 2 y 0,58 millones de toneladas (Mt) para los campos Llanito, Colorado y Tenerife, respectivamente (**Tabla II**). El cálculo realizado para este autor nos arroja el dato de la capacidad de almacenamiento, teniendo en cuenta dos datos muy importantes que son el cálculo del petróleo original en el yacimiento y los cambios que presentaría el CO₂ a condiciones de yacimiento, sin embargo, no tiene en cuenta factores importantes como lo son el volumen ocupado por el agua en el yacimiento y el petróleo que se ha extraído hasta la actualidad, para así tener una idea más certera sobre el espacio libre para el almacenamiento de CO₂.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 8.

Gráfico de la densidad del CO₂ en función de la presión y temperatura.



Nota. Tomado de IPCC, 2005 en Sant'Anna, 2013.

En la fórmula de Yañez et al., 2022, se tiene en cuenta la producción acumulada de petróleo, el factor volumétrico del petróleo y el factor volumétrico del CO₂ en condiciones de yacimiento que está dado en función de la presión y temperatura de este y la constante que es el factor de conversión de millón de pies cúbicos (Mcf) a Mt. El dato de N_p para el campo Llanito hasta el año 2020 fue de 93 Mt y calculando el factor volumétrico del CO₂ del campo Llanito según su presión y temperatura, basados en la fórmula detallada en el mismo documento, nos arrojó un valor de 11 Mt para el campo. Por otro lado, para el campo Colorado se halló un valor de 10,37 Mt de N_p hasta el año 2013 (Diaz, 2013), se calculó de igual forma el factor volumétrico del CO₂ y tendríamos según este autor una capacidad de almacenamiento de 3 millones de toneladas. Este autor al tener en cuenta el acumulado de producción del petróleo, nos da una idea del espacio disponible para el almacenamiento, a pesar de no tener en cuenta el volumen en total de la formación en el

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

yacimiento, sin embargo, en este formula también falta tener en cuenta el volumen de agua que se encuentra en el yacimiento, para tener un dato más exacto de la capacidad de almacenamiento.

Tabla 11

Síntesis de los datos necesarios para calcular la capacidad de almacenamiento de CO₂ y los resultados según los diferentes autores

Capacidad de almacenamiento de CO ₂													
Campos	A m ²	h m	φ	POES (x10 ⁶) m ³	API	Voil (x10 ⁶) m ³	Bo	ρCO ₂ Kg/m ³	Np MMbbls	BCO ₂	Mariño & Moreno	Sant'Anna	Yañez et al.
											Vp m ³	VCO ₂ ton	CCO ₂ ton
Llanito	4856228	27,13	0,2	15,26	21	3,9676	1,1	718,38	93,98	0,47	26,35 M	3,14 M	11,58 M
Colorado	6948452	32,61	0,19	19,24	40	8,658	1,2	160,43	10,37	0,19	43,05 M	2,21 M	3,51 M
Tenerife	6924171	32,61	0,03	4,58	22	1,2366	1,06	449,1			6,77 M	0,59 M	

Se realizó un cálculo para estimar la producción de hidrógeno de la Formación Mugrosa en el campo Llanito a partir del metano (CH₄) producido por el gas asociado a la producción de petróleo, conociendo que el CH₄ representa entre el 60% - 80% de la composición de este gas. Lo primero que se realizó fue la cantidad de metano producido en la extracción de petróleo, para esto se usó la producción diaria de petróleo del campo (POBD), la relación gas-petróleo (GOR) y el porcentaje CH₄ en la composición del gas asociado.

Ecuación 6.

Producción de Metano

$$\text{Producción CH}_4 = \text{GOR} * \text{POBD} * \% \text{CH}_4 \text{ en composición de gas}$$

$$\text{GOR} = 500 \text{ ft}^3$$

$$\text{POBD} = 4841 \text{ bbl/d}$$

$$\% \text{ composición gas} = 60\% - 80\%$$

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Se calcula la producción de CH₄ para un porcentaje de 60, 70 y 80 en la composición del gas asociado.

$$\text{Producción } CH_{4-60\%} = 500 * 4841 * 0,6 \quad \text{Producción } CH_{4-70\%} = 500 * 4841 * 0,7$$

$$\text{Producción } CH_{4-60\%} = 1452300 \text{ ft}^3/d \quad \text{Producción } CH_{4-70\%} = 1694350 \text{ ft}^3/d$$

$$\text{Producción } CH_{4-60\%} = 27,02 \text{ t/d} \quad \text{Producción } CH_{4-70\%} = 31,52 \text{ t/d}$$

$$\text{Producción } CH_{4-80\%} = 500 * 4841 * 0,8$$

$$\text{Producción } CH_{4-80\%} = 1936400 \text{ ft}^3/d$$

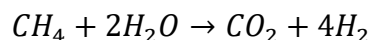
$$\text{Producción } CH_{4-80\%} = 36,03 \text{ t/d}$$

Una vez calculada la producción de CH₄, se realiza la conversión de este volumen a moles para poder relacionar mediante la ecuación química la producción de hidrógeno y dióxido de carbono.

$$\text{Moles } CH_{4-60\%} = 1835914,67 \quad \text{Moles } CH_{4-70\%} = 2141900,45$$

$$\text{Moles } CH_{4-80\%} = 2447886,23$$

Ecuación química neta para la producción de hidrogeno azul por reformado vapor



Esta ecuación nos indica que por cada mol de CH₄ producimos un mol de CO₂ y cuatro de H₂. Para el 60% de metano tendríamos:

$$\text{Moles } CH_{4-60\%} = 1835914,67 \quad \text{Moles } CO_{2-60\%} = 1835914,67$$

$$\text{Moles } H_{2-60\%} = 7343658,69$$

Conversión de moles a volumen, teniendo en cuenta que la masa molar de CO₂ es 44 g/mol y la del H₂ es 2 g/mol

$$\text{Volumen } CO_{2-60\%} = 80.78 \text{ t} \quad \text{Volumen } H_{2-60\%} = 14,69 \text{ t}$$

Para el 70% de metano tendríamos:

$$\text{Moles } CH_{4-70\%} = 2141900,45 \quad \text{Moles } CO_{2-70\%} = 2141900,45$$

$$\text{Moles } H_{2-70\%} = 8567601,80$$

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Conversión de moles a volumen:

$$\text{Volumen CO}_{2-70\%} = 94,24 \text{ t} \quad \text{Volumen H}_{2-70\%} = 17,13 \text{ t}$$

Para el 80% de metano tendríamos:

$$\text{Moles CH}_{4-80\%} = 2447886,23 \quad \text{Moles CO}_{2-80\%} = 2447886,23$$

$$\text{Moles H}_{2-80\%} = 9791544,91$$

Conversión de moles a volumen:

$$\text{Volumen CO}_{2-80\%} = 107,71 \text{ t} \quad \text{Volumen H}_{2-80\%} = 19,58 \text{ t}$$

Con esta producción de H₂ y CO₂ y sabiendo que para que este hidrógeno se considere de bajas emisiones (hidrógeno azul) se deben capturar siete kilogramos de CO₂ por cada kilogramo de H₂ producido, lo que nos dan un porcentaje de captura aproximado del 64%, de las emisiones.

A continuación, se muestra la **Tabla 12** con los volúmenes obtenidos de CH₄, H₂, CO₂ y toneladas de CO₂ que deben almacenarse para producir hidrógeno de bajas emisiones para los diferentes porcentajes de CH₄ en la composición del gas asociado.

Tabla 12.

Valores obtenidos de CH₄, H₂, CO₂ y CCO₂ adaptado de Sant'Anna y Yañez et al., para el campo Llanito.

CAMPO	% CH ₄	CH ₄ (t/d)	H ₂ (t/d)	CO ₂ (t/d)	CO ₂ Captura (t/d)	CCO ₂ Sant'Anna (t)	CCO ₂ Yañez et al. (t)
	60	27,02	14,69	80,78	52,21		
LLANITO	70	31,52	17,13	94,24	61,26	3,14 M	11,58 M
	80	36,03	19,58	107,71	70,01		

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Si creamos un escenario hipotético donde la producción de petróleo en el campo Llanito se mantenga constante al pasar de los años (**Tabla 13**) y por ende se produzca y se capture la misma cantidad de H₂ y CO₂, tendríamos la capacidad de almacenar según Sant'Anna durante 165, 142 y 124 años, según Yañez durante 612, 524 y 459 años, variando según el porcentaje de CH₄ en el gas asociado.

Tabla 13.

Relación entre la capacidad de almacenamiento y la producción de CO₂ reflejada en años.

% CH ₄ en gas asociado	CO ₂ t/d	CO ₂ t/año	CCO ₂ Sant'Anna	CCO ₂ Yañez et al.	Años de captura Sant'Ann	Años de captura Yañez et al.
60	52,51	18902,52			165,87	612,42
70	61,26	22052,16	3,14 M	11,58 M	142,18	524,95
80	70,01	25204,14			124,39	459,30

Por otro lado, se realizó un segundo escenario hipotético en el cual la producción de H₂ y CO₂ aumentará un cinco por ciento cada año, durante cinco años, pasados estos la producción aumentará un cinco por ciento más, para un total de diez por ciento, cada año durante cinco años más, y así sucesivamente hasta un veinte por ciento del año quince al veinte. Los resultados se graficaron en un rango de veinte años para la producción de CO₂ y H₂, según el porcentaje de CH₄ en el gas asociado (**Tabla 14**).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Tabla 14.**

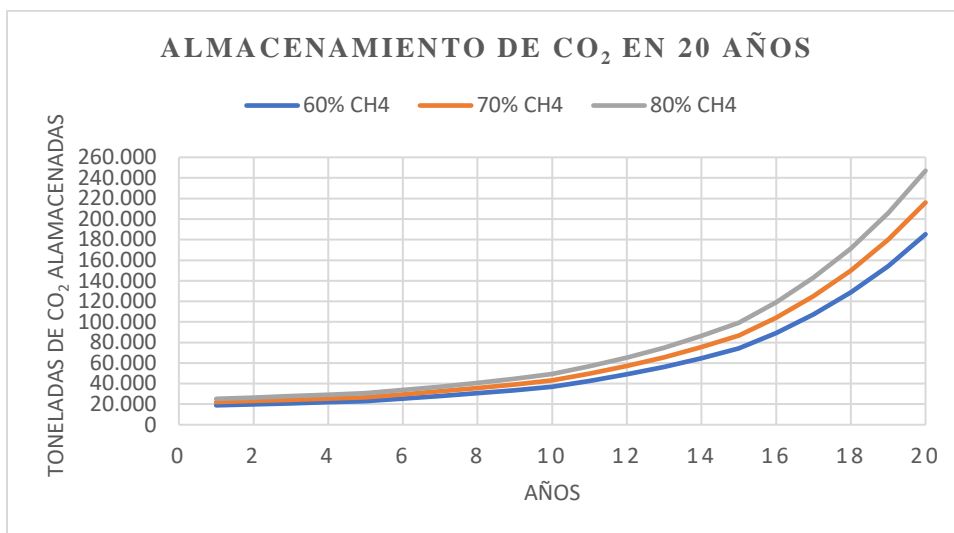
Cálculo de la producción de CO₂ y H₂ a través de los años suponiendo un incremento de 5% cada 5 años.

	CO ₂			H ₂		
	60% CH ₄	70% CH ₄	80% CH ₄	60% CH ₄	70% CH ₄	80% CH ₄
año 1	18,90 Kt	22,05 Kt	25,20 Kt	5,29 Kt	6,17 Kt	7,05 Kt
año 2	19,85 Kt	23,15 Kt	26,46 Kt	5,55 Kt	6,48 Kt	7,40 Kt
año 3	20,84 Kt	24,31 Kt	27,79 Kt	5,83 Kt	6,80 Kt	7,77 Kt
año 4	21,88 Kt	25,53 Kt	29,18 Kt	6,12 Kt	7,14 Kt	8,16 Kt
año 5	22,98 Kt	26,80 Kt	30,64 Kt	6,43 Kt	7,50 Kt	8,57 Kt
año 6	25,27 Kt	29,48 Kt	33,70 Kt	7,07 Kt	8,25 Kt	9,42 Kt
año 7	27,80 Kt	32,43 Kt	37,07 Kt	7,78 Kt	9,07 Kt	10,37 Kt
año 8	30,58 Kt	35,68 Kt	40,78 Kt	8,56 Kt	9,98 Kt	11,40 Kt
año 9	33,64 Kt	39,24 Kt	44,85 Kt	9,41 Kt	10,97 Kt	12,54 Kt
año 10	37,00 Kt	43,17 Kt	49,34 Kt	10,35 Kt	12,07 Kt	13,80 Kt
año 11	42,55 Kt	49,64 Kt	56,74 Kt	11,91 Kt	13,88 Kt	15,87 Kt
año 12	48,94 Kt	57,09 Kt	65,25 Kt	13,69 Kt	15,97 Kt	18,25 Kt
año 13	56,28 Kt	65,65 Kt	75,04 Kt	15,74 Kt	18,36 Kt	20,99 Kt
año 14	64,72 Kt	75,50 Kt	86,29 Kt	18,11 Kt	21,11 Kt	24,13 Kt
año 15	74,43 Kt	86,83 Kt	99,24 Kt	20,82 Kt	24,28 Kt	27,75 Kt
año 16	89,31 Kt	104,19 Kt	119,09 Kt	24,99 Kt	29,14 Kt	33,30 Kt
año 17	107,17 Kt	125,03 Kt	142,90 Kt	29,98 Kt	34,96 Kt	39,97 Kt
año 18	128,61 Kt	150,04 Kt	171,48 Kt	35,98 Kt	41,96 Kt	47,96 Kt
año 19	154,33 Kt	180,05 Kt	205,78 Kt	43,18 Kt	50,35 Kt	57,55 Kt
año 20	185,20 Kt	216,06 Kt	246,94 Kt	51,81 Kt	60,42 Kt	69,06 Kt

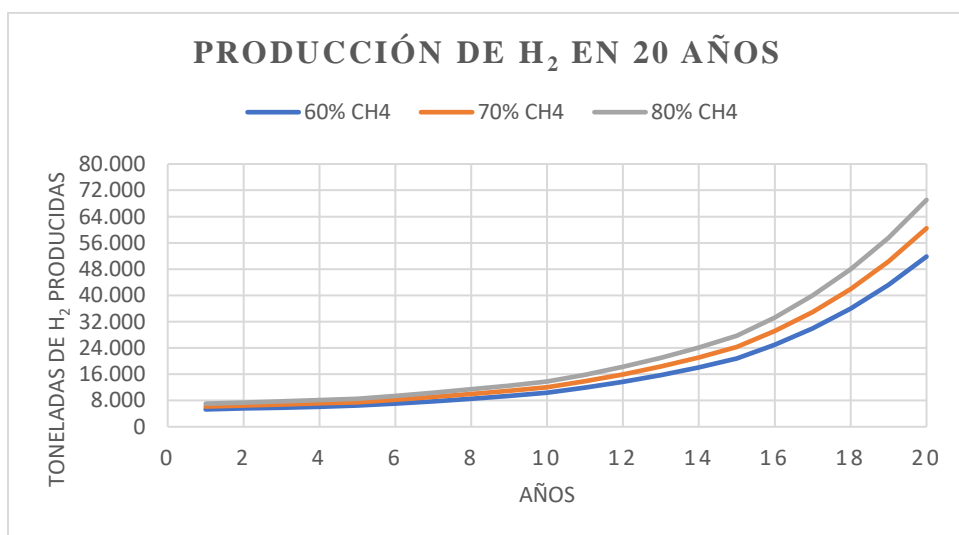
En este caso hipotético la gráfica de CO₂ (**Figura 9; Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), nos muestran que, para todos los casos de porcentaje composicional de CH₄, tendríamos la posibilidad de almacenar el CO₂ obtenido durante los 20 años, según la capacidad calculada por ambos autores. En la **Figura 10** podemos observar las toneladas de H₂ obtenidas mediante este mismo proceso.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂**Figura 9.**

Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de CO₂ en 20 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.

**Figura 10.**

Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de H₂ en 20 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.

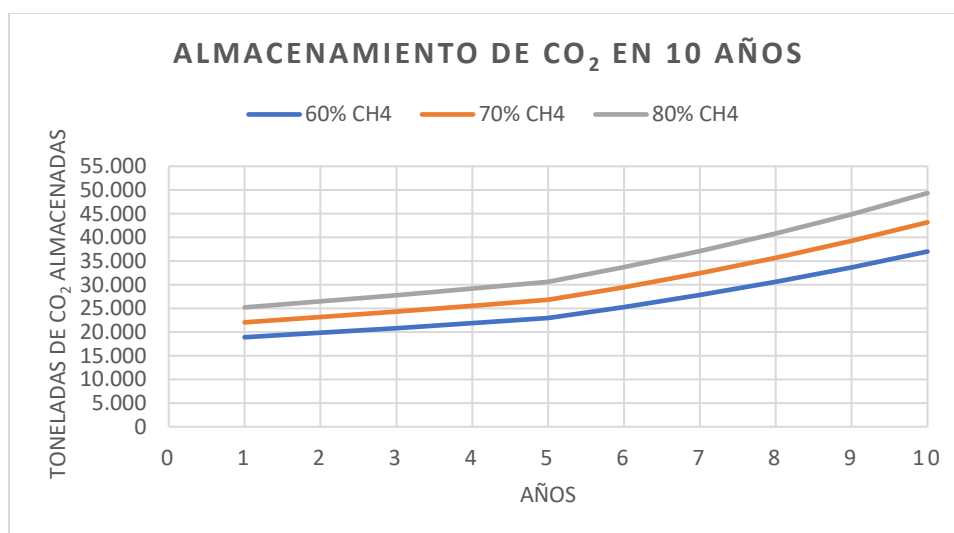


POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Se gráfico el resultado de los primero diez años, siendo un escenario un poco más aproximado a una posible producción del campo. En la **Figura 11** podemos evidenciar la producción de CO₂ obtenida y por ende las toneladas que almacenaríamos de dicho gas, comparando la cantidad de CH₄ en el gas asociado. En la **Figura 12** observamos las toneladas H₂ obtenidas de este proceso.

Figura 11.

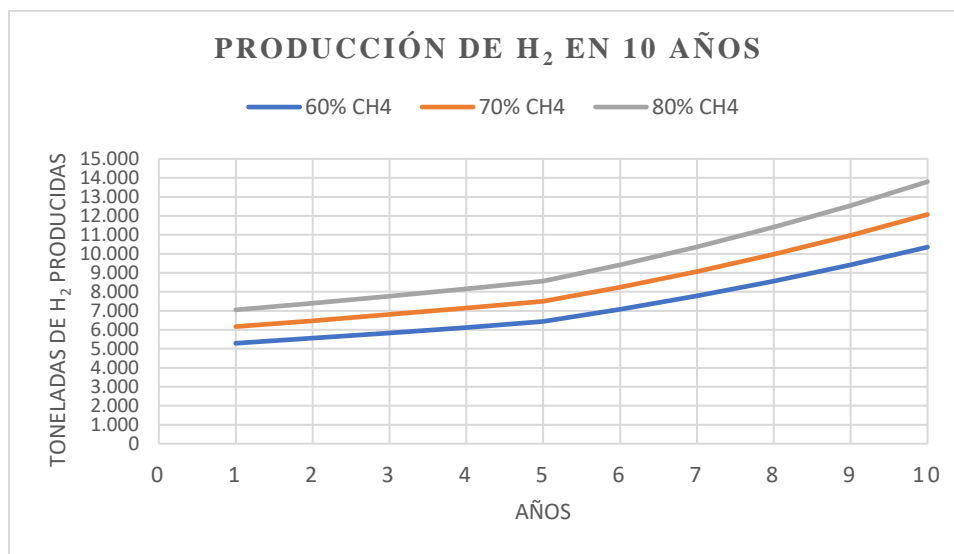
Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de CO₂ en 10 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.



POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 12.

Gráficas de segundo escenario hipotético sobre la producción de H₂ en 10 años, comparación del 60-70-80% de contenido de metano en el gas asociado.

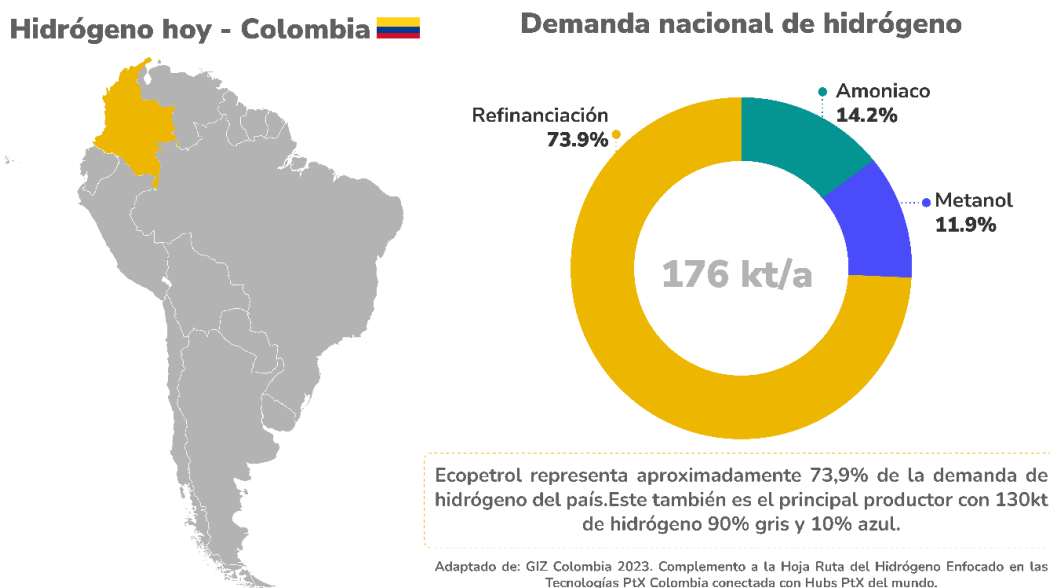


Con los gráficos de H₂, para nuestro segundo escenario hipotético, podemos ver una producción significativa, que si realizamos la comparación con el reporte de demanda actual para el año 2023 (**Figura 13**) con la producción de H₂ obtenida para el año uno (**Tabla 14**); se toma este dato al ser el generado bajo la producción actual de petróleo del campo Llanito, cubriríamos un 3% de la demanda actual de hidrógeno en Colombia.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Figura 13.

Gráficas con la producción de H₂ de segundo escenario hipotético, con una composición del 80% de metano en el gas asociado.



Nota. Tomado GIZ Colombia (2023) en Minenergía.

La producción de H₂ y CO₂ se realiza para los casos hipotéticos en que la producción de petróleo del campo Llanito se mantenga constante o aumenten, sin embargo, también existe la posibilidad de un escenario donde la producción del campo empiece a decaer, también se vería afectada la producción de H₂ y CO₂, en este caso se contempla la posibilidad de servir para la captura de CO₂ de campos cercanos, como lo es el campo de la Cira Infantas.

Hay que tener en cuenta que este proyecto realiza los cálculos de la producción de hidrógeno sobre el porcentaje de CH₄ emitido del gas asociado a la producción de petróleo. Si se tomará en cuenta el metano obtenido de la producción de gas natural, este porcentaje aumentaría, así como también la producción de hidrógeno y dióxido de carbono.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

El margen de error de los cálculos realizados puede variar porque la realización del proyecto fue meramente conceptual, realizando una recopilación de datos de diversos autores.

6. Conclusiones

La revisión de los campos de estudio de la Formación Mugrosa en este proyecto determinó que esta alcanzaría su máximo potencial como almacén en el campo Llanito presentando condiciones favorables con una porosidad de 0.2, permeabilidad de 150-525 mD y una capacidad estimada de hasta 26.35 millones de metros cúbicos de CO₂. La presión y la saturación de agua indican un potencial óptimo para la inyección y confinamiento de CO₂, haciendo del campo una opción viable en la producción de hidrógeno azul y la mitigación de emisiones.

A partir de la recopilación de propiedades petrofísicas y estratigráficas de la Formación Mugrosa en la cuenca del VMM, se caracterizaron varios campos, incluidos Llanito, Colorado y Tenerife. Este análisis permitió evaluar las áreas más adecuadas para el almacenamiento de CO₂, generando escenarios adaptados a las variaciones en cada campo. Como resultado, se seleccionó la zona que presenta las mejores condiciones para este propósito.

El modelo geológico conceptual de la Formación Mugrosa, basado en la integración de propiedades como: el volumen de Shale, la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, la viscosidad del crudo, la densidad, la temperatura, el net gross, el área, el factor de volumen del aceite y el factor de recobro permitió la evaluación óptima de la Formación Mugrosa como almacén de CO₂ en la actualidad y en mira de futuros proyectos.

El análisis del modelo geológico conceptual de la Formación Mugrosa, en el campo Llanito, revela un escenario viable para la producción de hidrógeno azul con un potencial de 17 toneladas diarias, aprovechando la captura del CO₂ generado durante el proceso. Las características de porosidad y permeabilidad, que hacen de esta formación una roca reservorio, también la posicionan

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

como una opción favorable para el almacenamiento de CO₂ siendo 3 millones de toneladas, según Sant'Anna, y 11 millones de toneladas toneladas según Yañez, su potencial como almacén.

De acuerdo con los cálculos realizados sobre la producción actual de petróleo, el campo Llanito estaría generando alrededor del 3% de la demanda nacional de hidrógeno en Colombia para el 2023, contribuyendo además de manera significativa a la producción de hidrógeno con bajas emisiones.

El análisis geológico de la Formación Mugrosa en los campos Colorado y Tenerife confirma su potencial para el almacenamiento de CO₂, con una capacidad aproximada de 2 millones de toneladas según sant'Anna y 3 millones de toneladas según Yañez, para Colorado y 0,56 millones de toneladas, según Sant'Anna para Tenerife. No obstante, debido a la baja producción y el cese de actividades petroleras en estos campos, se sugiere aprovecharlos para el almacenamiento de CO₂ proveniente de campos cercanos como La Cira Infantas y Aguas Blancas.

El cálculo de producción de hidrógeno no resultó viable para los campos Colorado y Tenerife debido a que actualmente el campo Escuela Colorado presenta una producción muy baja, entre 1 y 10 bbls/d, y el campo Tenerife se encuentra inactivo.

7. Recomendaciones

Se sugiere llevar a cabo un estudio más exhaustivo y actualizado de las propiedades de cada campo, recopilando datos de las entidades responsables de investigar el potencial de estas formaciones. Este análisis es necesario porque en el presente proyecto no se tuvo acceso a algunos datos confidenciales.

Se recomienda que al estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂, se tenga en cuenta el corte de agua de cada pozo, ya que el agua presente ocupa el espacio poroso y limita el volumen que puede ser ocupado por el CO₂, reduciendo la capacidad de la formación.

Se aconseja llevar a cabo una revisión continua de los datos utilizados, especialmente en las tasas de producción de cada campo debido a que en estas los cambios pueden ocurrir rápidamente, esto para garantizar que los hallazgos se mantengan actualizados.

Se propone la implementación de softwares especializados en simulaciones donde se pueda mejorar la precisión de los cálculos realizados y llevar a cabo un modelamiento geológico de la formación como almacén geológico de CO₂.

Para determinar una completa viabilidad de la producción de hidrógeno azul en el campo Llanito, se recomienda realizar un estudio financiero, que nos determine si el almacenamiento de CO₂ y la producción de H₂ es económicamente viable.

Se aconseja llevar a cabo la evaluación de la Formación Mugrosa a escala de laboratorio para estimar experimentalmente sus propiedades petrofísicas y el comportamiento de los fluidos en esta.

Referencias Bibliográficas

- Acevedo, R. (2017). *Evaluación del potencial petrolífero de un bloque ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Tesis pregrado)*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/36041>
- Aldana, S., y León, F. (2022). *Higrógeno en Colombia, se se hace mal podría ser peor. Reflexiones sobre su apuesta*. Fundación Heinrich Böll. <https://co.boell.org/es/2023/01/19/hidrogeno-en-colombia-si-se-hace-mal-podria-ser-peor>
- Alvarez, S., y Vélez, G. (2011). *Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos*.
- Anaya, C., Jiménez, G., y Martínez, D. (2018). Modelo estructural del campo Escuela Colorado a partir de modelos análogos. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 42(165), 402-409. <https://doi.org/10.18257>
- ANH. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*. Bogotá: Ingrain Inc.
- Archila, J., Romero, N., Calvete, F., y Ardila, S. (2014). Estudio técnico-financiero para la viabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en campo Escuela Colorado. *Fuentes: El reventón Energético*, 12(1), 17-31.
- Ariza, E. (2011). De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. *Fuentes: El reventón energético*, 9(1), 33-39.
- Avendaño, J. (2015). *Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas (Tesis de pregrado)*. Instituto Politécnico Nacional, México D.F. <http://tesis.ipn>

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

mx/bitstream/handle/123456789/15084/An% C3% A1lisis% 20de% 20modelos% 20petrof% C3% ADsicos% 20para% 20formaciones, 2.

Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N., y Mathiassen, O. (Octubre de 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)

Barrero, A. (21 de Noviembre de 2023). *La producción de 95 millones de toneladas de hidrógeno ha supuesto la emisión de 900 millones de toneladas de CO₂*. Energías Renovables: <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-produccion-de-95-millones-de-toneladas-20231121>

Bedoya, J., Mier, R., y Cruz, L. (2016). Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al campo Colorado. *Boletín de Geología*, 38(2), 101-108. <https://doi.org/10.18273>

Cámara, Á., Santero, R., Martínez, M., y Jiménez, J. (2016). Impacto del desarrollo de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ en el sector eléctrico. *Economía aplicada*, XXIV(72), 57-85.

Carreño, Y. (2017). *Predicción de propiedades petrofísicas a través de componentes principales y regresión lineal múltiple (Tesis de Especialización)*. Fundación Universitaria Los Libertadores, Bogotá D.C. <http://hdl.handle.net/11371/1627>

Casadiago, E., Ortiz, A., Meza, G., y Colegial, J. (2010). Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: El caso de la formación Mugrosa en el campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*, 32(2).

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Energía, M. d. (2022). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.
https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf
- Farhana, K., Faisal, A., y Kadirgama, K. (2024). Comparing hydrogen fuel cost of production from various sources - a competitive analysis. *Energy Conversion and Management*.
<https://doi.org/10.1016>
- Fernandez, D. (2022). *El hidrógeno como combustible del futuro (Tesis de pregrado)*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
<https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/508850/retrieve>
- González, A., y Uribe, S. (2018). *Evaluación técnico financiera del impacto en las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de dióxido de carbono en el pozo ABC en el campo Llanito mediante simulación numérica*.
- Goyeneche, J., y Hernandez, R. (2009). *Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena ``Llanito´´, a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras*. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Guerrero, A. A., Almeyda, J. K., y Díaz, J. P. (2022). *Santander territorio dinámico, complejo y diverso: una perspectiva desde la geografía física y sus interacciones ecosistémicas*. Bucaramanga: Ediciones UIS.
- Gutierrez, L. (2005). El hidrógeno, combustible del futuro. *Real Academia de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 99(1), 49-67. <https://rac.es/ficheros/doc/00447.pdf>

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Hammen, T. V. (1960). *Estratigrafía del terciario y maestrichtiano continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos*.
- Ingeominas. (1979). *Geología de las planchas 170, Vélez, 190 Chiquiquirá, Colombia*. Bogotá. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010024376/documento/pdf/0101243761101000.pdf
- IPCC. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. New York: Cambridge University Press.
- Iturrarán, U., y Muñoz, A. (2018). *Petrophysical Characterization of a Clastic Reservoir in the Middle Magdalena Valley Basin in Colombia Using Artificial Neural*.
- Jordanger, E. (2009). *Una de ellas es la captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂), la cual se basa en la obtención del hidrogeno azul mediante el reformado del gas natural en el proceso de captura del dióxido de carbono (CO₂) para que no se den contaminaciones en l*.
- Llamas Moya, B. (2009). *Captura y almacenamiento de Co₂: criterios y metodología para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacen de CO₂*. Universidad de Huelva. <https://elibro-net.bibliotecavirtual.uis.edu.co/es/lc/uis/titulos/44497>
- Lozano, E., y Zamora, N. (2014). *Anexo N. Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- Mariño, J. E., y Moreno, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109-122. <https://doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007>

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Mier, R., Palmera, T., Luna, J., y Delgado, L. (2016). Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*(40), 24-31. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.15446/rbct.n40.51378>
- Ministerio de minas y energía. (s.f.). *Listado de pozos, campos y contratos vigentes de explotación*. Ministerio de minas y energía, Dirección de hidrocarburos.
- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). *Usos y demanda del H2*. Minenergía: <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/h2-en-colombia/cadena-de-valor/conversion-uso-final/>
- Mora, S. (2021). *Estudio comparativo de las tecnologías de conversión y almacenamiento de energía a partir de hidrógeno verde y azul (Tesis pregrado)*. Pamplona: Universidad de Pamplona.
http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/5452/1/Mora_2020_TG.pdf
- Morales, L. G., Podesta, D. J., Hatfield, W. C., Tanner, H., Jones, S. H., Barker, M. H., . . . Goss, C. R. (1958). General geology & oil occurrences. *Symposium, America Association of Petroleum*, 641-695.
- Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., y Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid: Fundación Naturgy.
- Moya, B. L. (2009). *Captura y almacenamiento de Co2: criterios y metodología para evaluar la idoneidad*. Huelva: Universidad de Huelva.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Muñoz, A. (2019). *Caracterización de reservorios a escala sísmica usando física de rocas y redes neuronales artificiales supervisadas: Caso de estudio campo Tenerife, Cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76002>
- Muñoz, J., Beleño, W., y Díaz, H. (2022). Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia. *Fuentes: El reventón energético*, 20(1).
<https://doi.org/2145-8502>
- Ortiz, A., Meza, G., Colegial, J., y Casadiego, E. (julio-diciembre de 2010). Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*, 32(2), 13-27.
- Pérez, A., Gómez, M., y Carrera, J. (2009). El Almacenamiento Geológico de CO₂, una de las soluciones al efecto invernadero. *Enseñanza de las ciencias de la tierra*, 17(2), 179-189.
- Pomar, R. (Enero de 2021). *Modelamiento Numérico De Un Reservorio Depletado*. Retrieved Febrero de 2024, from PUCP:
https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/18607/POMAR_CASTROMONTE_RAFU_MODELAMIENTO_NUMÉRICO_RESERVORIO.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Puentes, J. S. (2015). Evaluación geológica y estratigráfica del sector norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, 12, 54-56.
https://www.researchgate.net/publication/288668619_Evolucion_Geologica_y_Estratigrafia_del_Sector_Norte_del_Valle_Medio_del_Magdalena

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

- Pulido, C. (2019). *Evaluación técnico-financiera de la inyección tipo wag con flue gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas b de la formación mugrosa en un campo mediante una simulación numérica*. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.
- Ramirez, J. M., y Meneses, J. M. (2008). *Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: Caso de estudio campo Colorado*. Bucaramanga.
- Rojas, C. A. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira*. Bogotá.
- Rojas, N., y Ecopetrol. (2022). *Buscando reservas cerca a un gigante, campo Tenerife Valle Medio del Magdalena, una perspectiva a través de interpretación sísmica 3D*. ACIPET.
- Salcedo, J. A. (2023). *Modelo geoestadístico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia)*. Bucaramanga.
- Sanabria, E. (2017). *Estudio de alternativas para el aprovechamiento del gas asociado a la producción de los pozos del campo Acordionero*.
- San'tAnna, F. (2013). *Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos*. Tesis de grado, Escuela Politécnica, Rio de Janeiro.
- Sarmiento, L. F. (Diciembre de 2011). Middle Magdalena Basin. (F. Cediél, y G. Ojeda, Edits.) *Petroleum Geology of Colombia*, 11, 193.
- SGC, y UIS. (2014). *Anexo A. Susceptibilidad por geología*. Bucaramanga.

POTENCIAL DE CO₂ EN MUGROSA PARA PRODUCCIÓN DE H₂

Torres, F., y Guerra, C. (2011). Distintas formas de generación de hidrógeno. *Energía & Minas: Revista Profesional, Técnica y Cultural de los Ingenieros Técnicos de Minas.* (9), 44-49.

Universidad de Sevilla. (s.f.). *Biblus.*

<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4355/fichero/ANALISIS+DE+LA+TECNOLOGIA+DE+REDUCCION+EFFECTIVA+DE+EMISIONES+DE%252F5.+USOS%2CALMACENAMIENTO+O+CONFINAMIENTO+DE+CO2.pdf>

Valle Medio del Magdalena. (2010). Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-medio-del-magdalena/>

Yáñez, E., Núñez, V., Ramírez, A., Castillo, E., y Faaij, A. (2022). Rapid screening and probabilistic estimation of the potential for CO₂-EOR and associated geological CO₂ storage in Colombian petroleum basins. *Petroleum geoscience*, 28. <https://doi.org/10.1144>

Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez, V., Castillo, E., y Faaij, A. (Marzo de 2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>

Zapata, J. (2020). *Análisis técnico económico para la implementación de sistemas de bombeo electrosumergibles en un campo de petróleo del Valle Medio del Magdalena influenciado con inyección de agua.*