

Análisis sedimentológico de la formación San Cayetano como posible reservorio de hidrógeno blanco, integrando tomografía computarizada

María Paula Ortega Gutiérrez

Trabajo de Investigación para optar por el título de Geóloga

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Geólogo M.Sc. en geología

Codirector

Yully Katherine Araque Núñez

Geóloga

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de Geología

2024

Tabla de contenido

Introducción.....	15
1. Marco conceptual.....	18
1.1 Planteamiento del problema.....	18
1.2 Justificación.....	19
2. Objetivos.....	20
2.1 Objetivo general.....	20
2.2 Objetivos específicos.....	20
3. Marco de referencia.....	21
3.1 Localización.....	21
3.2 Marco geológico regional.....	22
3.3 Estratigrafía.....	23
3.3.1 Unidades de interés.....	25
3.3.1.1 Basamento.....	25
3.3.1.2 Formación San Cayetano.....	26
3.4 Geología estructural.....	29
3.5 Evolución Tectónica de la Cuenca Sinú-San Jacinto.....	30
3.5.1 Basamento.....	30
3.5.2 Cretácico-Paleoceno Tardío.....	31
3.5.3 Paleoceno tardío-Eoceno Medio.....	31
3.5.4 Eoceno Medio.....	31
3.5.5 Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano.....	32
3.5.6 Oligoceno Tardío.....	32

3.5.7 Mioceno Temprano y Medio	32
3.5.8 Mioceno Tardío.....	32
3.5.9 Plioceno a actualidad.....	33
4. Marco teórico.....	33
4.1 Deltas.....	33
4.1.1 Entornos deltaicos	34
4.2 Tomografía computarizada (CT).....	36
4.3 Primeros descubrimientos de hidrógeno	37
4.4 Generación y origen del hidrógeno natural	38
4.4.1 Hidrógeno profundo	38
4.4.2 Serpentinización.....	39
4.4.2.1 Serpentinitas Abisales.....	40
4.4.2.2 Serpentinitas del Manto en Cuña.....	41
4.4.2.3 Serpentinitas Relacionadas con Zonas de Subducción.....	41
4.4.3 Banded iron formations (BIFs).....	43
4.4.4 Radiólisis del agua.....	44
4.4.5 Procesos Orgánicos	45
4.4.6 Actividad biológica	45
4.4.7 Descomposición de materia orgánica.....	46
4.4.8 Casos de estudio en el mundo.....	47
4.4.8.1 Sistemas de hidrógeno al sur de Brazil: Cuenca Camaquã.....	47
4.4.8.2 Potencial de hidrógeno en el extremo sur de Paraná.....	49
5. Metodología.....	49

5.1 Fase 1: Investigación documental y/o bibliográfica.....	50
5.2 Fase 2: Descripción de núcleos.....	51
5.3 Fase 3: Salida de campo	53
5.3.1 Área de estudio.....	53
5.3.2 Visita y descripción de los afloramientos.....	54
5.3.3 Creación de columnas estratigráficas.	55
5.4 Fase 4: Adquisición de los datos de Tomografía Computarizada (CT)	55
5.5 Fase 5: Procesamiento y visualización de DICOM.....	58
5.6 Fase 6: Análisis y definición de facies	61
5.7 Fase 7: Definición del ambiente de la formación San Cayetano	61
5.8 Fase 8: Modelo de facies de la formación San Cayetano	61
5.8.1 Polígono.....	62
5.8.2 Interpretación de horizontes sísmicos	62
5.8.3 Creación del marco estructural.....	62
5.8.4 Modelo de fallas.....	63
5.8.5 Generación de superficies.....	63
5.8.6 Creación de la grilla.....	63
5.8.7 Modelo estructural.....	64
5.8.8 Definición de facies	64
5.8.9 Escalamiento de facies.....	65
5.8.10 Método de interpolación	65
5.8.11 Modelo de facies	65
5.9 Fase 9: Generación de columnas finales.....	65

6. Resultados.....	66
6.1 Salida de campo	66
6.1.1 Estación KPB-01	66
6.1.1.1 Descripción del afloramiento.	67
6.1.1.2 Columna del afloramiento KPB-05.....	68
6.1.2 Estación KPB-05	70
6.1.2.1 Descripción del afloramiento KPB-05.....	71
6.1.2.2 Columna del afloramiento KPB-05.....	72
6.1.3 Estación KPB-06.....	74
6.1.3.1 Descripción del afloramiento	75
6.1.3.2 Columna del afloramiento KPB-06.....	76
6.2 Definición de facies mediante el uso de tomografía computarizada.....	77
6.2.1 Visualización de los DICOM del pozo ANH-SSJ-8A	77
6.2.2 Visualización de los DICOM del pozo ANH-SSJ-10	79
6.2.3 Visualización de los DICOM de las muestras de bloque	82
6.3 Determinación de facies	84
6.3.1 Definición de facies de campo	84
6.3.1.1 Facies arenosas.....	85
6.3.1.2 Facies areno-calcareas.....	86
6.3.1.3 Facies conglomeráticas.....	86
6.3.1.4 Facies calcáreas.....	86
6.3.1.5 Facies lodosas.....	87
6.3.1.6 Facies limosas.....	87

6.3.1.7 Facies shale.	87
6.3.2 Definición de facies Pozo ANH-SSJ-8A.....	87
6.3.2.1 Facies arenosas.	88
6.3.2.2 Facies areno-calcáreas.	88
6.3.2.3 Facies heterolíticas.	89
6.2.2.4 Facies lodosas.....	89
6.3.3 Definición de facies Pozo ANH-SJJ-10	89
6.3.3.1 Facies arenosas.	90
6.3.3.2 Facies areno-calcáreas.	91
6.3.3.3 Facies heterolíticas.	91
6.3.3.4 Facies lodosas.....	91
6.3.3.5 Facies limosas.	91
6.4 Modelo de facies de la formación San Cayetano	92
6.4.1 Modelo estructural.....	92
6.4.2 Modelo de facies	93
6.5 Columnas litológicas de los pozos de estudio del intervalo modelado	94
7. Discusión	96
7.1 Interpretación del ambiente depositacional de la formación San Cayetano	96
7.2 Interpretación del modelo de distribución de facies.....	98
7.4 Columna generalizada de la formación San Cayetano	100
8.Conclusiones.....	101
9. Recomendaciones.....	103
Referencias bibliográficas	105

Lista de figuras

Figura 1	<i>Ubicación de la Cuenca-Sinú San Jacinto en el territorio colombiano.....</i>	21
Figura 2	<i>Mapa de localización del área de estudio en la cuenca Sinú-San Jacinto</i>	22
Figura 3	<i>Columna generaliza de la Cuenca Sinú-San Jacinto</i>	24
Figura 4	<i>Localización del área de estudio sobre el mapa de unidades cronoestratigráficas</i>	29
Figura 5	<i>Principales rasgos tectónicos de las cuencas del VIM y Sinú–San Jacinto.....</i>	30
Figura 6	<i>Subdivisiones morfométricas del delta de Mahakam, Kalimantan, Indonesia.....</i>	35
Figura 7	<i>Diagrama de caracterización geoquímica de las serpentinitas en los diferentes ambientes de formación</i>	42
Figura 8	<i>Vista esquemática de la formación de hierro bandeado (BIF) de Hamersley (Australia)</i>	43
Figura 9	<i>Modelo esquemático de posibles fuentes de H₂ en la región de la Cuenca de Camaquã</i>	48
Figura 10	<i>Formato de descripción de núcleos</i>	52
Figura 11	<i>Localización de las estaciones realizadas en campo</i>	53
Figura 12	<i>Ejemplo de los esquemas realizados en cada afloramiento</i>	55
Figura 13	<i>Adquisición de imágenes CT de núcleos</i>	56
Figura 14	<i>Adquisición de imágenes CT de muestras de bloque</i>	57
Figura 15	<i>Diagrama de flujo de la metodología utilizada en el software de visualización 3D ...</i>	59
Figura 16	<i>Visualización de los DICOM de la muestra KPB-01-M1.....</i>	60
Figura 17	<i>Visualización de los DICOM de la Caja 46 pozo ANH-SSJ-8A</i>	60
Figura 18	<i>Polígono del área de interés.....</i>	62
Figura 19	<i>Grilla del área de interés a modelar</i>	63

Figura 20 *Litotipos definidos*64

Figura 21 *Localización de la estación KPB-01*66

Figura 22 *Fotografía interpretada del afloramiento KPB-01*68

Figura 23 *Columna del afloramiento KPB-01*69

Figura 24 *Localización de la estación KBP-05*70

Figura 25 *Fotografía interpretada del afloramiento KPB-05*72

Figura 26 *Columna del afloramiento KPB-05*73

Figura 27 *Localización de la estación KPB-06*74

Figura 28 *Fotografía interpretada del afloramiento KPB-06*75

Figura 29 *Columna del afloramiento KPB-06*76

Figura 30 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 205.96 y 208.56 ft.*78

Figura 31 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 291.11 y 288.11 ft.*78

Figura 32 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 438.34 y 441.31 ft.*79

Figura 33 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 356.75 y 359.79 ft.*80

Figura 34 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 371.61 y 374.34 ft.*81

Figura 35 *Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 516.30 y 519.38 ft.*81

Figura 36 *Visualización de los DICOM de la muestra KPB-01-M1-1*82

Figura 37	<i>Visualización de los DICOM de la muestra KPB-01-M2-4</i>	83
Figura 38	<i>Visualización de los DICOM muestra KPB-02-M4-19</i>	83
Figura 39	<i>Mapa estructural 2D de la base del intervalo de interés modelado</i>	92
Figura 40	<i>Mapa estructural 2D del tope del intervalo de interés modelado</i>	93
Figura 41	<i>Modelo 3D: Distribución de facies de la Formación San Cayetano en el Intervalo de Interés</i>	94
Figura 42	<i>Columnas Litológicas de los Intervalos de 180 a 380 pies del Pozo ANH-SSJ-8A y de 410 a 580 pies del Pozo ANH-SSJ-10</i>	95
Figura 43	<i>Análogo moderno del modelo depositacional. Delta del Lago Wax, Louisiana.</i>	98
Figura 44	<i>Mapa 2D de la distribución de facies propuesta para el tope del intervalo modelado de la formación San Cayetano</i>	99
Figura 45	<i>Facies con mejor potencial para reservorio</i>	100
Figura 46	<i>Columna generalizada de la formación San Cayetano</i>	101

Lista de tablas

Tabla 1	<i>Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-8A</i>	51
Tabla 2	<i>Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-10</i>	52
Tabla 3	<i>Coordenadas de los afloramientos definidos</i>	54
Tabla 4	<i>Intervalos escaneados del pozo ANH-SSJ-8A</i>	56
Tabla 5	<i>Intervalos escaneados del pozo ANH-SSJ-10</i>	57
Tabla 6	<i>Datos de la estación KPB-01</i>	67
Tabla 7	<i>Datos de la estación KPB-5</i>	70
Tabla 8	<i>Datos de la estación KPB-06</i>	74
Tabla 9	<i>Litofacies de campo</i>	84
Tabla 10	<i>Litofacies del pozo ANH-SSJ-8A</i>	88
Tabla 11	<i>Litofacies del pozo ANH-SSJ-10</i>	89

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado a mis padres, cuyo esfuerzo, amor incondicional y apoyo constante me han acompañado en cada paso de mi vida. Gracias a ellos he podido alcanzar esta meta, y su ejemplo siempre ha sido mi mayor fuente de inspiración.

A mis hermanos, que son mi mayor motivación y quienes me impulsan a ser mejor cada día.

A mis tías y familiares, que con su cariño y apoyo me han brindado fuerzas en los momentos más desafiantes a lo largo de este proceso académico.

A mis amigos Julián, Jhonathan y Sergio, que han estado a mi lado durante toda la carrera. Por las risas compartidas y el apoyo incondicional que han sido esenciales para superar cada etapa y hacer de este camino uno más ameno.

A mi amiga Tania, por su inquebrantable amistad y por haber compartido conmigo tantas etapas de nuestras vidas. Su apoyo constante y su cariño han sido fundamentales para mí.

A mi tío, que ahora está en el cielo, y a quien le agradezco por todos los años de amor y por haber sido un pilar en mi vida.

Finalmente, a mi pareja, por su apoyo incondicional, su comprensión y por siempre impulsarme a superar mis propios límites.

Agradecimientos

Agradezco profundamente a mis padres, cuyo esfuerzo, amor y dedicación me han permitido culminar esta etapa de mi formación académica, y a mis hermanos por ser mi motivación diaria.

Extiendo mi gratitud a la Universidad Industrial de Santander y a sus docentes, quienes, a lo largo de mi vida universitaria, me brindaron una educación de excelencia.

A mi director de tesis, Edwar Herrera, le agradezco sinceramente por su confianza, orientación y apoyo constante durante el desarrollo de este trabajo.

A mi co-directora, le expreso mi agradecimiento por el tiempo y esfuerzo dedicados, así como por su valiosa colaboración en la construcción de esta tesis.

Al ingeniero Nicolás Santos, director del grupo GIT, y a todos sus integrantes, les agradezco por compartir su conocimiento y permitirme el acceso a los laboratorios, los cuales fueron esenciales para la realización de este estudio.

A mi compañera Katherin Morales, gracias por estar presente en cada etapa del desarrollo de este proyecto y por compartir conmigo este importante camino.

Finalmente, agradezco a mi familia y amigos, cuyo apoyo y motivación me acompañaron a lo largo de este proceso, ayudándome a alcanzar esta meta.

Resumen

Título: Análisis sedimentológico de la formación San Cayetano como posible reservorio de hidrógeno blanco, integrando tomografía computarizada*

Autor: Maria Paula Ortega Gutiérrez **

Palabras Clave: Hidrógeno natural, reservorio, San Cayetano, Tomografía computarizada

Descripción: La transición energética ha ganado gran relevancia en Colombia, especialmente con la exploración del hidrógeno blanco o natural, considerado como un combustible del futuro. Este tipo de hidrógeno, al encontrarse en estado libre en el subsuelo, no requiere procesos adicionales de producción, lo cual lo convierte en una opción prometedora desde el punto de vista de la eficiencia y sostenibilidad. En este contexto, la cuenca Sinú-San Jacinto, ubicada en el noroeste de Colombia, emerge como una zona con alto potencial para albergar un sistema de hidrógeno natural, debido a la presencia de un basamento peridotítico serpentizado, que sugiere que estas rocas ultramáficas podrían estar liberando hidrógeno (H₂).

Dado que la Formación San Cayetano es una de las unidades que superpone al basamento, se propone como una posible roca reservorio de hidrógeno blanco. El objetivo central de este estudio es evaluar el potencial de la Formación San Cayetano como reservorio para este recurso. Para lograrlo, se seleccionaron dos pozos representativos en la cuenca para estudiar la geología del subsuelo, complementados con una campaña de campo destinada a examinar la geología de la formación en superficie. Además, se empleó tomografía computarizada para mejorar la caracterización de la unidad.

Toda la información obtenida, tanto de campo como de pozos, permitió desarrollar una descripción detallada de las litofacies, lo cual facilitó una interpretación precisa del ambiente depositacional de la Formación San Cayetano. Asimismo, se construyó un modelo sedimentológico de la formación que integró toda la información recopilada durante el estudio. Al finalizar la investigación, se identificaron las facies más prometedoras para actuar como reservorio, y se elaboró un mapa de distribución facial para comprender mejor su ubicación. Este estudio busca ofrecer un conocimiento más profundo sobre el potencial de la Formación San Cayetano como un reservorio viable de hidrógeno blanco, contribuyendo así al avance de la transición energética en Colombia.

* Trabajo de Grado ** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Edwar Hernando Herrera Otero. M.Sc. Codirector: Yully Katherine Araque Nuñez.

Abstract

Title: Sedimentological analysis of the San Cayetano Formation as a potential white hydrogen reservoir, integrating computed tomography*

Author(s): Maria Paula Ortega Gutierrez **

Key Words: Natural hydrogen, reservoir, San Cayetano, computed tomography

Description: The energy transition has gained significant relevance in Colombia, especially with the exploration of white or natural hydrogen, regarded as a fuel of the future. This type of hydrogen, being found in a free state in the subsurface, does not require additional production processes, making it a promising option in terms of efficiency and sustainability. In this context, the Sinú-San Jacinto Basin, located in northwestern Colombia, emerges as a high-potential area for hosting a natural hydrogen system, due to the presence of a serpentized peridotitic basement, suggesting that these ultramafic rocks could be naturally releasing hydrogen (H₂).

Since the San Cayetano Formation is one of the units overlaying the basement, it is proposed as a potential reservoir rock for white hydrogen. The primary objective of this study is to evaluate the potential of the San Cayetano Formation as a reservoir for this resource. To achieve this, two representative wells in the basin were selected to study the subsurface geology, complemented by a field campaign aimed at examining the formation's surface geology. Additionally, computed tomography was employed to enhance the unit's characterization.

All data collected, both from the field and wells, enabled the development of a detailed description of the lithofacies, facilitating a precise interpretation of the depositional environment of the San Cayetano Formation. Furthermore, a sedimentological model of the formation was constructed, integrating all the information gathered during the study. At the conclusion of the research, the most promising facies to act as a reservoir were identified, and a facies distribution map was created to better understand their location. This study aims to provide deeper insights into the potential of the San Cayetano Formation as a viable reservoir for white hydrogen, thus contributing to the progress of the energy transition in Colombia.

* Degree Work ** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: Edwar Hernando Herrera Otero. M.Sc. Co-director: Yully Katherine Araque Nuñez.

Introducción

Desde la industrialización, el uso de combustibles fósiles ha llevado a la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero y otros gases radiactivamente activos. En la actualidad, el rápido crecimiento poblacional plantea desafíos significativos debido al agotamiento de reservas de combustibles fósiles y la creciente contaminación ambiental.

La transición energética es crucial para mitigar el cambio climático, reducir las emisiones y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Los efectos ambientales y económicos de su uso prolongado son insostenibles. Según la Agencia Internacional de Energía (2021), adoptar fuentes de energía renovable y tecnologías limpias es esencial para alcanzar los objetivos climáticos y garantizar un futuro energético sostenible. Además, la transición energética promueve la seguridad energética y fomenta el desarrollo económico (Sovacool et al., 2020).

En la búsqueda de nuevas alternativas energéticas, el hidrógeno desempeña un papel principal debido a su eficiencia en el almacenamiento de energía y su capacidad para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como el transporte y la industria. Existen varios tipos de hidrógeno según cómo se produce y su impacto ambiental, cada uno con ventajas y desventajas en términos de costo, disponibilidad y sostenibilidad. El hidrógeno azul se genera a partir de gas natural con captura y almacenamiento de carbono (CCS), mientras que el hidrógeno gris se produce convencionalmente, generando emisiones de carbono. Por otro lado, el hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis alimentada por energías renovables, aunque su costo de producción es elevado. Finalmente, el hidrógeno blanco, también conocido como natural, se obtiene directamente de fuentes naturales, ofreciendo una opción verdaderamente limpia y sostenible (Bocchini et al., 2022); sin embargo, su disponibilidad y viabilidad aún están siendo evaluadas.

El hidrógeno blanco, o natural, puede tener un origen biótico o abiótico. Entre las principales hipótesis sobre su origen se incluyen: el hidrógeno profundo; la radiolisis natural del agua; la descomposición de materia orgánica; la actividad biológica; la interacción del agua con formaciones de hierro bandado (BIFs); y, por último, el proceso de óxido-reducción causado por la interacción entre el agua y rocas ultramáficas, conocido como serpentización. Este último es un proceso geoquímico que ocurre en diversas condiciones geológicas y ambientales, contribuyendo significativamente a la producción de hidrógeno molecular (H_2). En este proceso, minerales como el olivino reaccionan con agua para producir H_2 y minerales secundarios como serpentinas.

Según estudios como el de McCollom y Seewald (2007), la serpentización puede generar cantidades sustanciales de H_2 en entornos ultramáficos, como dorsales oceánicas y áreas de subducción, donde las reacciones hidrotermales entre fluidos acuosos y rocas ricas en olivino son comunes.

La Cuenca Sinú-San Jacinto, situada en el noroccidente de Colombia, se formó como un prisma acrecionario a lo largo del margen de subducción entre las placas Suramericana y Caribe. Según el estudio realizado por Gómez (2022), el basamento de esta cuenca está compuesto por rocas ultramáficas, principalmente peridotitas, que han sido alteradas a serpentinitas. Se identificaron dos eventos de hidratación que produjeron texturas distintas en la serpentización: una textura pseudomorfa, desarrollada a bajas temperaturas (0 a 300°C) y común en serpentinitas abisales, y una textura no pseudomorfa, originada a temperaturas más altas ($>320^\circ\text{C}$), similar a las serpentinitas relacionadas con la subducción. Este último proceso de hidratación podría estar vinculado con la colisión entre las placas Caribe y Suramericana.

Dado que el basamento de la cuenca posiblemente está liberando hidrógeno blanco a través del proceso de serpentización, es de vital importancia identificar las formaciones que suprayacen al basamento para realizar un análisis posterior de su potencial como rocas almacenadoras de este gas.

El objetivo de esta investigación es evaluar la Formación San Cayetano como un posible reservorio de hidrógeno blanco mediante la aplicación de la tomografía computarizada, una herramienta tecnológica avanzada que ha demostrado ser eficaz en la exploración y caracterización de reservorios geológicos. Esta técnica de imagen no destructiva permite obtener visualizaciones tridimensionales detalladas de la estructura interna de las rocas, proporcionando información crucial sobre su porosidad, permeabilidad y composición mineral (Smith et al., 2019). Se espera que los resultados obtenidos aporten una comprensión más profunda de las propiedades geológicas de esta formación y su capacidad para almacenar hidrógeno.

1. Marco conceptual

1.1 Planteamiento del problema

La transición energética es un proceso que ya han comenzado a experimentar muchos países, impulsados por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Esta transición consiste en el cambio gradual de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles hacia fuentes más limpias y sostenibles. El hidrógeno blanco se caracteriza por ser producido de manera natural y ha captado la atención como una alternativa viable debido a su capacidad de generar energía sin emisiones de carbono (Bersani et al., 2021). En Colombia, la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles ha impulsado la exploración de nuevas fuentes de energía (López & Pachón, 2020).

A pesar del creciente interés mundial en el hidrógeno blanco, la disponibilidad y el potencial de este recurso en Colombia han sido poco estudiados, siendo escasa la información sobre este recurso. Según Rodríguez et al. (2019) la falta de datos geológicos precisos impide la identificación y cuantificación de las reservas de hidrógeno blanco en el país, lo que representa un desafío significativo para su evaluación como recurso energético viable.

Colombia es un país que cuenta con un gran potencial para diversificar su matriz energética. Actualmente, depende en gran medida de los combustibles fósiles para satisfacer su demanda energética, lo que plantea desafíos significativos en términos de sostenibilidad ambiental y seguridad energética (Ministerio de Minas y Energía, 2022). Sin embargo, el país también posee una rica geodiversidad que podría albergar reservas de hidrógeno blanco aún no exploradas.

1.2 Justificación

Colombia se encuentra en una búsqueda constante de fuentes de energía alternativas y sostenibles, donde el hidrógeno blanco podría jugar un papel crucial. Este recurso se origina a partir de diversos procesos, tanto bióticos como abióticos, siendo uno de los más destacados la serpentización. En este proceso, rocas máficas o ultramáficas, como las peridotitas que contienen minerales de hierro como el olivino, entran en contacto con el agua, lo que desencadena una reacción de óxido-reducción que transforma las rocas en serpentinitas, liberando hidrógeno (H_2) en el proceso.

Dentro de la rica geodiversidad que posee Colombia, existen formaciones de rocas ofiolíticas que forman parte del basamento geológico del país. En particular, para este trabajo de investigación, se toma como referencia el estudio realizado por Gómez (2022), que aporta un entendimiento detallado de la cuenca Sinú-San Jacinto. En dicho estudio, el basamento geológico fue recuperado a partir del pozo estratigráfico "Las Lauras," donde se identificaron rocas ultramáficas del tipo peridotitas, que presentan diferentes grados de alteración hacia serpentinita. Este hallazgo sugiere que el basamento de la cuenca Sinú-San Jacinto podría estar liberando hidrógeno (H_2) de manera natural.

Dada la alta volatilidad del hidrógeno, resulta de vital importancia investigar las formaciones que suprayacen al basamento para evaluar su capacidad de almacenar este gas. Analizar y entender las características de estas formaciones es esencial para determinar su potencial como reservorios de hidrógeno blanco., lo que podría contribuir significativamente a la diversificación de la matriz energética de Colombia y al avance hacia un futuro energético más sostenible.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Generar un modelo sedimentológico para la formación San Cayetano en la zona de interés con información de pozos, geología de superficie y análisis de tomografía computarizada con el fin de evaluar su comportamiento como posible reservorio de un yacimiento de hidrógeno blanco

2.2 Objetivos específicos

Realizar la revisión bibliográfica respecto a la geología, geoquímica, petrografía y petrología de la zona de estudio.

Analizar las estructuras sedimentológicas de la formación San Cayetano mediante la implementación de tomografía computarizada.

Plantear un modelo de distribución de las facies y su asociación (ambientes sedimentarios) a partir de la descripción, y análisis de muestras utilizando tomografía computarizada.

Integrar los datos y resultados obtenidos para la elaboración del Modelo Sedimentológico de la formación San Cayetano.

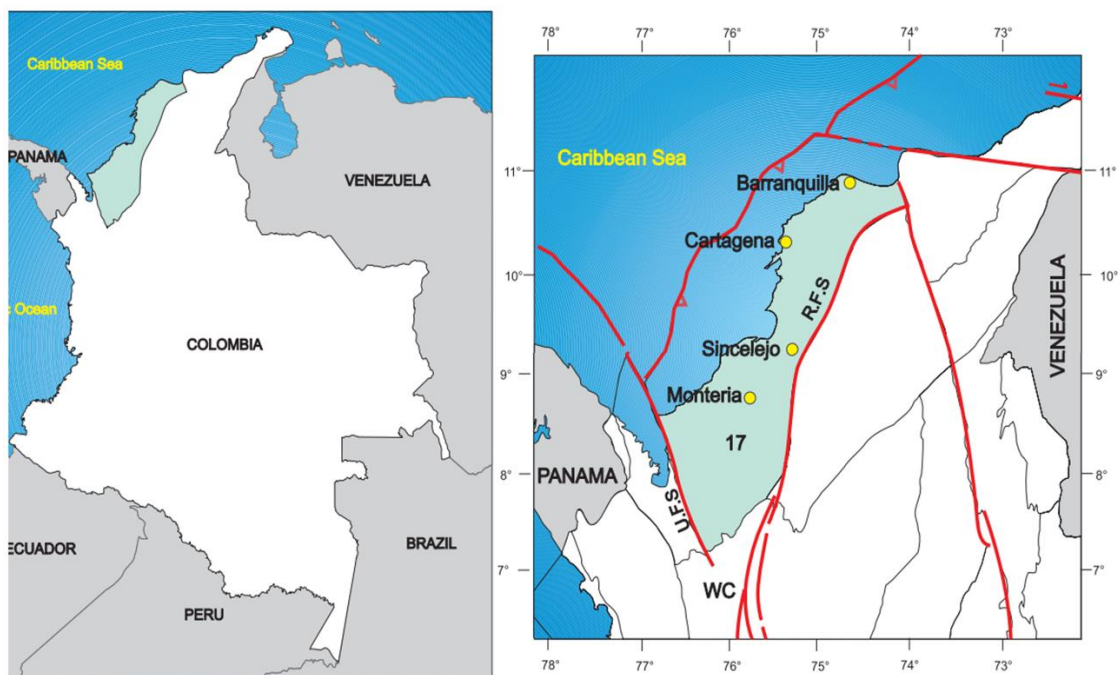
3. Marco de referencia

3.1 Localización

La cuenca Sinú-San Jacinto se localiza en el noroeste de Colombia (Figura 1), abarcando una franja geológica que se extiende desde la región del Caribe colombiano hasta la frontera con Panamá. Geográficamente, la cuenca está limitada al este por las estribaciones de la Cordillera Occidental de los Andes y al oeste por el mar Caribe. Su extensión va desde el área sur de Cartagena, en el departamento de Bolívar, hasta el golfo de Urabá, en el límite con Panamá.

Figura 1

Ubicación de la Cuenca-Sinú San Jacinto en el territorio colombiano



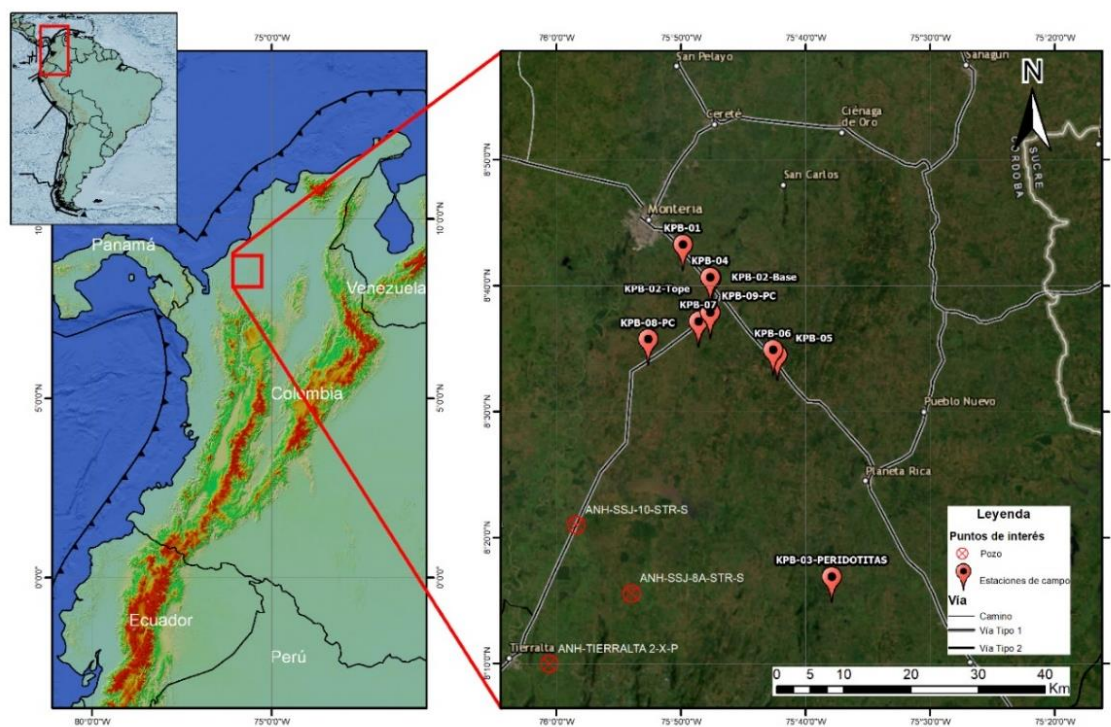
Nota. Adaptado de Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal (Barrero et al., 2007), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Los puntos de las estaciones realizadas durante la campaña de campo se localizan entre los municipios de Planeta Rica y Montería, mientras que los dos pozos de estudio se encuentran en el

municipio de Tierralta, todos pertenecientes al departamento de Córdoba (Figura 2). La distancia aproximada entre los pozos es de 13 km. A escala regional, estas localidades se sitúan sobre una estructura anticlinal de gran envergadura, mientras que, a nivel local, el pozo ANH-SSJ-8A-SRT está posicionado sobre el anticlinal denominado Caramelo.

Figura 2

Mapa de localización del área de estudio en la cuenca Sinú-San Jacinto



3.2 Marco geológico regional

La cuenca Sinú-San Jacinto, situada en la región noroccidental de Colombia, abarca partes de los departamentos de Sucre, Bolívar, Córdoba y Antioquia, extendiéndose desde el mar Caribe en el norte hasta las estribaciones de la cordillera Central en el sur. Su evolución tectónica está ligada a la colisión entre la placa Caribe y la placa Sudamericana, un proceso que comenzó en el Cretácico y ha continuado hasta el presente, provocando diversos eventos deformacionales que

han moldeado la estructura de la cuenca. Según Macellari (1995), y estudios posteriores de Pindell y Kennan (2009), la cuenca ha experimentado varios episodios de subducción, colisión y acreción de terrenos, lo cual ha dado lugar a una compleja historia tectónica caracterizada por la formación de pliegues y fallas inversas.

3.3 Estratigrafía

La Formación Cansona, correspondiente al Cretácico Tardío, es un importante componente de la estratigrafía de la cuenca Sinú-San Jacinto. Esta unidad presenta un espesor aproximado de 400 metros y se caracteriza por una secuencia transgresiva-regresiva con una edad Santoniano-Maastrichtiano. Los ambientes de depositación de la Formación Cansona varían desde un entorno batial profundo hasta un ambiente marino proximal, lo que refleja cambios en el nivel del mar y en la dinámica sedimentaria de la región durante este intervalo de tiempo (Morales et al., 1958; Duque-Caro, 1984).

En el Paleoceno Temprano, la cuenca experimenta un hiato significativo entre la Formación Cansona y las unidades suprayacentes, lo que sugiere un período de erosión y levantamiento tectónico en la región. Este hiato evidencia la actividad tectónica que afectó la cuenca durante este tiempo, interrumpiendo la sedimentación y modificando significativamente la configuración del área (Duque-Caro, 1984; Ortiz et al., 2022).

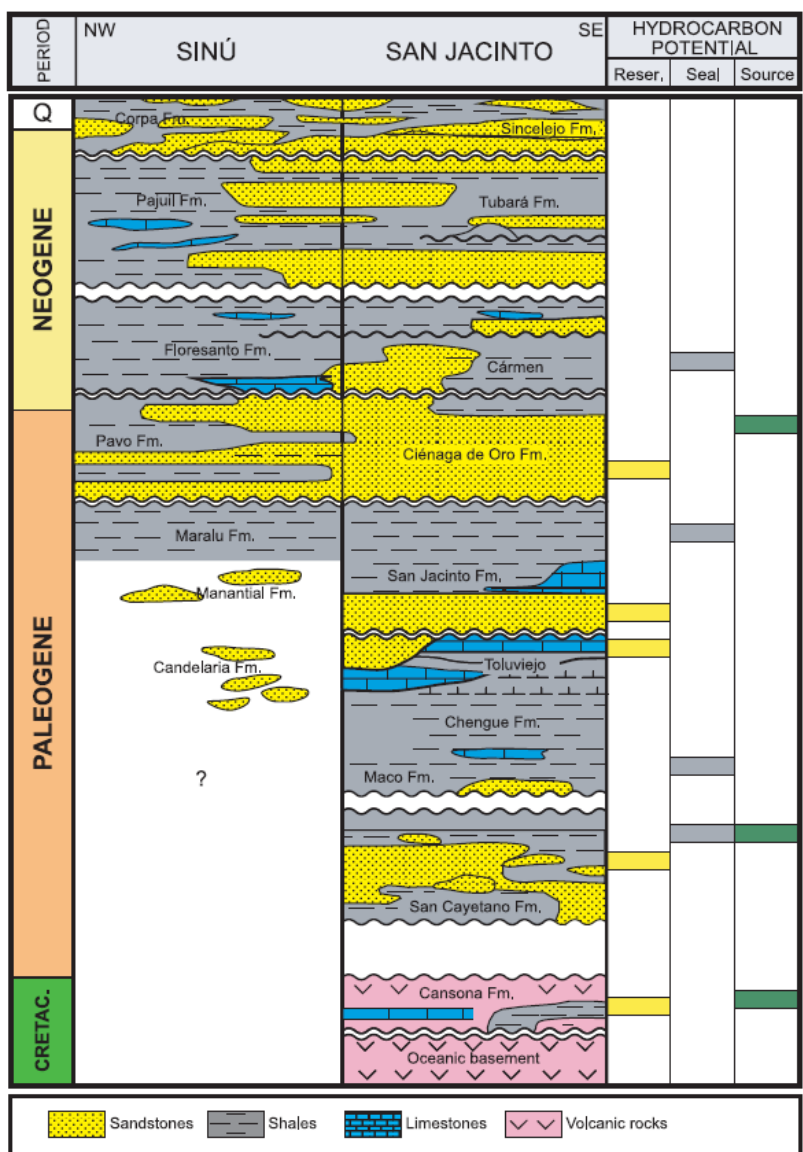
Durante el Paleoceno Medio al Eoceno Temprano, la cuenca estuvo marcada por la depositación de la Formación Arroyo Seco y la Formación San Cayetano, unidades que reflejan una tectónica activa. La Formación Arroyo Seco está compuesta por depósitos agradacionales de ambiente deltaico al igual que la Formación San Cayetano.

En el Eoceno Medio, la sedimentación en la cuenca incluyó las formaciones Maco, Arroyo Seco (Miembro Superior) y Chengue, que representan ambientes de depositación desde deltaicos

hasta marinos someros. Estos depósitos reflejan una transición en la dinámica sedimentaria y la configuración paleogeográfica de la cuenca, con un aumento en la influencia de ambientes marinos someros durante esta etapa (Duque-Caro, 1984; Ortiz et al., 2022).

Figura 3

Columna generaliza de la Cuenca Sinú-San Jacinto



Nota. Tomado de *Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal* (Barrero et al., 2007), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Finalmente, desde el Eoceno Tardío hasta el Oligoceno Tardío, la cuenca muestra una evolución hacia depósitos carbonatados y deltaicos, evidentes en las formaciones Maralú, Toluviejo, Ciénaga de Oro y El Floral. Estas formaciones presentan variaciones significativas en sus facies y ambientes de depositación, lo que refleja una compleja interacción entre la sedimentación, el nivel del mar y la tectónica de la región durante este período (Ortiz et al., 2022).

La Figura 3 representa la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Sinú-San Jacinto, ilustrando la secuencia de las unidades mencionadas y proporcionando un contexto visual del desarrollo geológico de la cuenca a lo largo del tiempo. Esta columna fue elaborada por Barrero et al. (2007) como parte de su propuesta sobre la nomenclatura, límites y geología del petróleo de las cuencas sedimentarias colombianas.

3.3.1 Unidades de interés

3.3.1.1 Basamento. El basamento de la cuenca Sinú-San Jacinto está constituido por rocas ofiolíticas. Según el estudio de Gómez (2022), el basamento recuperado en el pozo estratigráfico "Las Lauras" está compuesto por rocas ultramáficas, principalmente peridotitas, con distintos grados de alteración a serpentinita. A pesar de los numerosos estudios realizados, aún no se ha determinado con claridad si el basamento de esta cuenca es de origen oceánico o continental.

El pozo "Las Lauras", ubicado en el municipio de Planeta Rica, departamento de Córdoba, en el noroccidente de Colombia, atraviesa secuencias sedimentarias que incluyen cuerpos de rocas ultramáficas formadas en ambientes geotectónicos restringidos, asociadas con corteza oceánica. Las rocas perforadas en este pozo corresponden a peridotitas del tipo lherzolitas y harzburgitas serpentinizadas, con un grado de alteración que varía entre el 60% y el 100%.

La serpentización de las peridotitas, como resultado de la hidratación hidrotermal, es evidente en las rocas recuperadas, donde se observan diferentes intensidades de alteración. Los

minerales predominantes en este proceso incluyen serpentina, clorita, magnetita y pirita, además de cantidades menores de talco, óxidos de hierro, sulfuros y kammererita.

Gómez (2022) identifica dos eventos de hidratación que generaron diferentes texturas de serpentización: la textura pseudomorfa, asociada a bajas temperaturas (0-300°C) y relacionada con serpentinitas abisales, y la textura no pseudomorfa, desarrollada a altas temperaturas (>320°C), similar a las serpentinitas de zonas de subducción. Este último evento de hidratación podría estar vinculado a la colisión entre las placas Caribe y Suramericana.

3.3.1.2 Formación San Cayetano. La Formación San Cayetano ha sido ampliamente estudiada y descrita en diversos trabajos a lo largo del tiempo. Inicialmente, fue nombrada por Chenevart en 1963 (citado en Guzmán, 2007), quien la describió como compuesta por lutitas de color verde oliva grisáceas, pobremente fosilíferas, interestratificadas con limolitas micáceas. Además, incluye algunos niveles con areniscas gruesas a conglomerados, presentando un espesor que varía entre 350 y 500 metros.

Posteriormente, Duque-Caro (1973) amplió esta descripción, identificando una secuencia rítmica de lutitas arenosas y areniscas sucias, con fragmentos de rocas volcánicas y metamórficas. Según este autor, la formación tiene una edad que va desde el Paleoceno hasta el Eoceno temprano y un espesor que puede alcanzar hasta 1000 metros, con un engrosamiento hacia el noroeste. La Formación San Cayetano suprayace a rocas del Cretácico y se encuentra infrayacida de manera disconforme por la Formación Ciénaga de Oro. Guzmán (2007) menciona que su espesor varía entre 600 y 1200 metros, y que la formación ha sido afectada por varios sistemas de fallas, lo cual añade complejidad a su estratigrafía.

La fauna encontrada en la Formación San Cayetano, según Duque-Caro (1984), pertenece a zonas planctónicas y bentónicas, como *Rzehakina epigona* y *Spiroplectamina*, lo que refuerza la datación propuesta para el Paleoceno tardío y el Eoceno temprano.

INGEOMINAS (1983), basándose en los trabajos de Dueñas y Duque (1981), subdividió esta formación en dos miembros: el Miembro Areniscas de Trementino, caracterizado por areniscas grauváquicas localmente calcáreas, y el Miembro Conglomerados del Curial, compuesto por areniscas conglomeráticas de tamaño creciente. Ambos miembros son correlacionables con la sección superior de la Formación San Cayetano.

En estudios más recientes, GEOTEC (2003) interpretó la Depositación de la Formación San Cayetano como resultado de un medio tectónicamente inestable, caracterizado por corrientes torrenciales y una alta turbidez. Las secuencias que contienen areniscas guijosas y lutitas probablemente representan depósitos de sistemas fluviales complejos ubicados en los conos superiores. Por otro lado, las secuencias más finas se interpretan como depósitos formados en ambientes más tranquilos, asociados a conos externos de turbiditas distales.

Para el presente trabajo, se toman como referencia varios estudios. Alfonso et al. (2009) proponen que la Formación Arroyo Seco, correlacionable con la Formación San Cayetano en la cuenca del Sinú, se depositó en un ambiente de abanico-delta, específicamente en la zona de prodelta y frente deltaico. Esta interpretación es respaldada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad de Caldas (2009), quienes realizaron el análisis de 14 pozos someros tipo slim hole perforados en el Cinturón Plegado de San Jacinto. De estos núcleos, ocho pertenecían a la Formación Arroyo Seco, y el análisis facial y paleoambiental reveló asociaciones de facies que indican depósitos en ambientes transicionales a marinos someros, como planicies deltaicas, frente deltaico, talud deltaico, prodelta y plataforma.

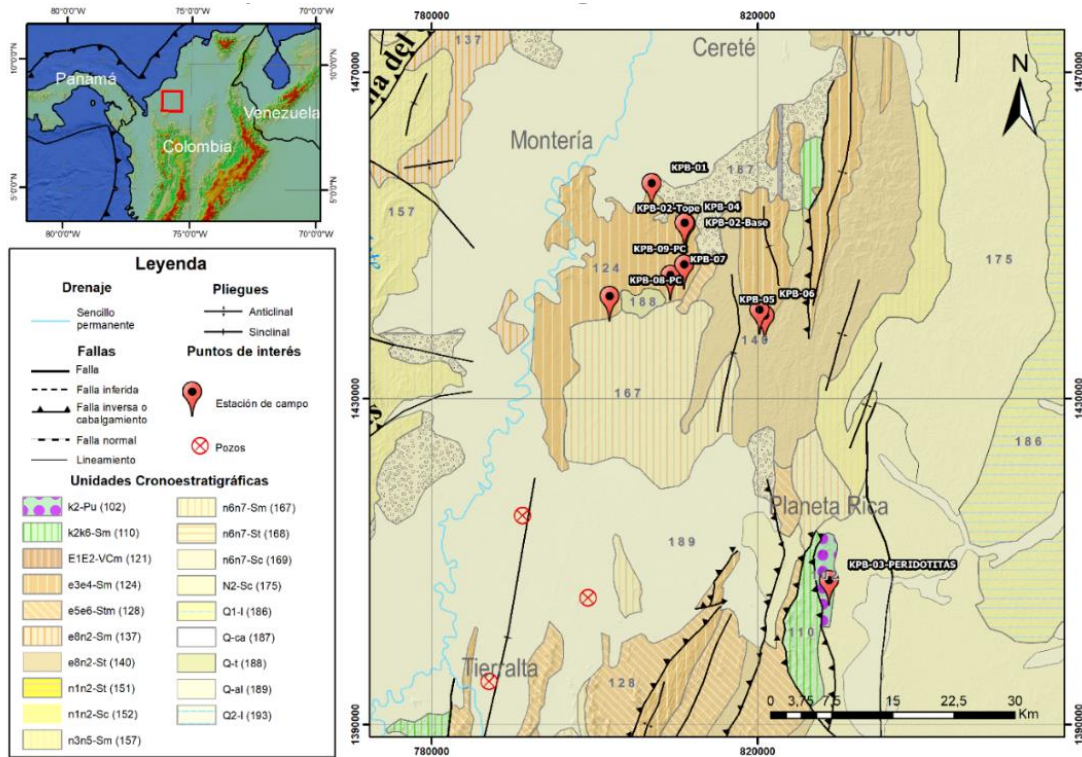
Guzmán et al. (2018), en su estudio para el Servicio Geológico Colombiano en el corredor vial Montería - Planeta Rica, sugieren que los sedimentos que formaron la Formación San Cayetano se acumularon en un ambiente marino no más profundo de 100 metros, influenciado tanto por procesos marinos como continentales.

De igual manera, Salazar-Ortiz (2020) plantea que la Formación San Cayetano se compone de facies terrígenas marinas someras, caracterizadas por sucesiones rítmicas de litoarenitas volcánicas de grano fino a medio, interdigitadas con limolitas, depositadas en sistemas deltáicos medios y prodeltas con canales interdistributarios. Estos autores también sugieren una relativa estabilidad tectónica durante la depositación de la formación, combinada con el aumento del nivel del mar dentro del ciclo greenhouse (Zachos et al., 2001). Esto generó un sistema retrogradante, evidenciado en la ocurrencia de mudstones y wackestones con foraminíferos y radiolarios en el segmento superior de la Formación San Cayetano, que se extiende de manera regional.

En la Figura 4 se presentan los puntos de interés abordados en la tesis, sobre un mapa de unidades cronoestratigráficas. En este, se observa que las estaciones realizadas durante la campaña de campo se sitúan sobre la Formación e3e4, correspondiente a la Formación San Cayetano. Adicionalmente, se destaca la Estación KPB-05, ubicada sobre las peridotitas de Planeta Rica. Asimismo, los dos pozos utilizados en el estudio, ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10, están localizados sobre depósitos cuaternarios.

Figura 4

Localización del área de estudio sobre el mapa de unidades cronoestratigráficas



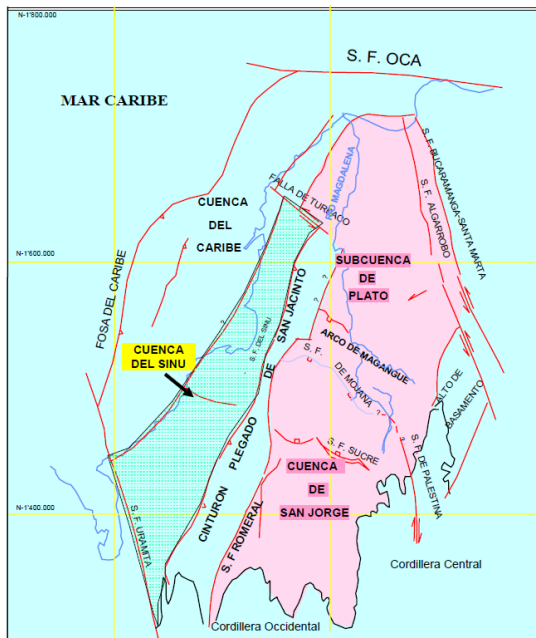
3.4 Geología estructural

La cuenca Sinú-San Jacinto es estructuralmente compleja, los límites propuestos por Barrero et al. (2007) para la zona onshore de la cuenca Sinú-San Jacinto incluyen al nor-oeste y oeste la línea costera actual, al este el Sistema de Fallas de Romeral, al sur la Cordillera Occidental, y al suroeste el Sistema de Fallas de Uramita (Figura 5).

Basado en los resultados del modelamiento de gravedad en 3D y magnético, Mantilla-Pimiento et al. (2009) sugiere que el emplazamiento de peridotitas, rocas máficas y ultramáficas en el cinturón de San Jacinto se dio durante la subducción de la placa Caribe, donde rocas de afinidad oceánica se desprenden sobre las rocas continentales en una cuña tectónica.

Figura 5

Principales rasgos tectónicos de las cuencas del VIM y Sinú–San Jacinto



Nota. Tomado de *Cartografía geológica en los cinturones plegados Sinú-San Jacinto: Compilación, análisis y evaluación de la información existente*, por Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2006, B&G Unión Temporal. Adaptado de Ecopetrol (2002).

3.5 Evolución Tectónica de la Cuenca Sinú-San Jacinto

Flinch (2003) propone un modelo de evolución geológica para la cuenca Sinú-San Jacinto, caracterizado por tectónica transpresiva y transtensional entre el Paleoceno y el Oligoceno. Este modelo se ajusta a la evolución estratigráfica de la cuenca y sugiere la posible acreción de bloques de corteza oceánica y continental por la colisión oblicua de la Placa Caribe con el margen norte de la Placa Sudamericana (Lozano & Zamora, 2014).

3.5.1 Basamento

La interacción entre las placas oceánicas Nazca y Caribe con la placa sudamericana probablemente inició a finales del Triásico, tras la ruptura de Pangea. Este proceso incluyó

acreción, eventos magmáticos y metamórficos, junto con subsidencia y formación de cuencas. Al mismo tiempo, hubo levantamientos tectónicos y erosión que expusieron el basamento continental, compuesto por rocas volcánicas y metamórficas, así como basaltos oceánicos y continentales.

3.5.2 Cretácico-Paleoceno Tardío

Durante el Aptiano Temprano, la colisión oblicua entre la Placa Caribe y la Placa Sudamericana generó el Sistema de Fallas de San Jacinto, localizado al oeste de la zona de colisión. Este evento tectónico fue responsable de procesos transpresivos y transtensionales dextrales, lo que resultó en la deformación y acreción de corteza oceánica, principalmente de la Placa Caribe (Lozano & Zamora, 2014).

3.5.3 Paleoceno tardío-Eoceno Medio

En el Paleoceno Tardío, la Placa Caribe se desplazó hacia el noreste y luego cambió su dirección hacia el este-noreste. Este movimiento convirtió la parte norte de Sudamérica en un margen pasivo, transcurrente y dextral. La zona de subducción se movió hacia el noreste, iniciando la acreción de la Cordillera Occidental a lo largo del borde norte de Colombia y la deriva de los paleo-arcos de las Antillas menores hacia el este. Estos eventos generaron un borde transcurrente (Bermúdez & Hincapié, 2008). La relativa estabilidad tectónica durante la depositación de la Formación San Cayetano y el incremento del nivel del mar dentro del ciclo greenhouse (Zachos et al., 2001) generan en conjunto un sistema retrogradante.

3.5.4 Eoceno Medio

Durante el Eoceno Medio, el movimiento de la Placa Caribe hacia el este-sureste, restringido posiblemente por la Placa de Norteamérica, generó una zona con morfología de arco. En su parte norte, esta zona estaba sujeta a transpresión dextral, lo que llevó al desarrollo de una cuña de acreción, pliegues y fallas con vergencia al noroeste y transtensión en el Sistema de Fallas

de San Jacinto (Flinch, 2003). Estos cambios cinemáticos regionales y las caídas relativas del nivel del mar podrían ser responsables de una discordancia del Eoceno Medio.

3.5.5 Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano

En este periodo, la Placa Caribe se movió hacia el este, aumentando la transtensión en el noroeste colombiano. Este movimiento produjo fallas oblicuas con componente dextral (Falla del Sinú) y afectó sedimentos ya depositados en el nuevo prisma sedimentario activo hasta el presente (Cuenca del Sinú). Mientras que el cinturón de San Jacinto estaba tectónicamente quieto, la elevación del nivel del mar permitió la depositación de la Formación Maralú (Bermúdez & Hincapié, 2008; Flinch, 2003; Lozano & Zamora, 2014).

3.5.6 Oligoceno Tardío

Durante el Oligoceno Tardío, se produjo un nuevo pulso de levantamiento junto con una caída del nivel del mar, lo que resultó en la erosión y destrucción de la Formación Maralú al oeste de la cuenca de San Jacinto. Asimismo, se registró el plegamiento de la secuencia sedimentaria en la Formación San Jacinto (Bermúdez & Hincapié, 2008; Lozano & Zamora, 2014).

3.5.7 Mioceno Temprano y Medio

Durante el Mioceno Temprano y Medio, se produjo un proceso de transgresión en toda la cuenca, depositándose la Formación Porquera al este y, con algunos cambios en las facies, las formaciones Carmen y Floresanto (Bermúdez & Hincapié, 2008; Lozano & Zamora, 2014).

3.5.8 Mioceno Tardío

En el Mioceno Tardío, la compresión y transpresión sinistral del bloque Chocó generó levantamiento tectónico, pulsos orogénicos y una caída del nivel del mar en la cuenca Sinú-San Jacinto. Bermúdez & Hincapié (2008) señalan que la Formación Cerrito se depositó en el

shoreface, con ciclos regresivos asociados al levantamiento del cinturón de San Jacinto y la inversión de la vergencia del basamento (Lozano & Zamora, 2014).

3.5.9 Plioceno a actualidad

Desde el Plioceno hasta la actualidad, se han producido cambios rápidos de facies debido a una importante regresión (Flinch, 2003), pasando de sedimentos de costa a marinos y finalmente a continentales. Estos últimos están representados por la Formación Copa en el cinturón del Sinú, como depósitos fluviales-aluviales, y la inversión y levantamiento cercano del sistema de Fallas de San Jacinto. Durante este periodo, se presentó diapirismo de lodo en el cinturón del Sinú, alterando la secuencia sedimentaria (Lozano & Zamora, 2014).

4. Marco teórico

4.1 Deltas

Un delta es una acumulación de sedimentos que se forma en la línea costera cuando los ríos desembocan en océanos, mares semicerrados, lagos o lagunas. La sedimentación ocurre cuando la energía del flujo del agua disminuye, lo que permite que los sedimentos transportados se depositen. Según Miall (1996), los deltas pueden desarrollarse en una variedad de ambientes de depósito, que van desde sistemas fluviales hasta sistemas marinos y lacustres. Coleman y Wright (1975) también destacan que los deltas son sistemas fluviales progradantes, donde el crecimiento hacia adelante es impulsado por la acumulación de sedimentos más rápida que su redistribución por procesos marinos.

Los deltas son estructuras sedimentarias fundamentalmente regresivas, lo que significa que se forman cuando la tasa de acumulación de sedimentos supera la redistribución causada por procesos marinos, permitiendo así su expansión hacia el mar o un cuerpo de agua receptor

(Reading, 1996). Estos deltas constan de varias subunidades deposicionales, como el prodelta, el frente de delta y las planicies deltaicas, cada una caracterizada por diferentes propiedades sedimentológicas (Bhattacharya, 2006).

En ocasiones, los deltas pueden experimentar fases de transgresión y regresión cíclicas, en respuesta tanto a cambios en el nivel del mar como a factores tectónicos y a la variabilidad en los aportes sedimentarios fluviales. Durante una fase de progradación, los sedimentos transportados por los ríos sobrepasan los efectos de la erosión marina, lo que permite que el delta avance sobre el cuerpo de agua. Este proceso genera secuencias de sedimentación que presentan un patrón de coarsening-up, en el que los estratos se vuelven progresivamente más gruesos y arenosos.

Por el contrario, en los deltas retrogradantes, el aumento del nivel del mar o una disminución en el suministro de sedimentos provoca que el delta se retraiga tierra adentro. En este caso, se observa un patrón de fining-up en las secuencias sedimentarias, con capas de sedimentos que se vuelven más finas a medida que se asciende en la columna estratigráfica.

4.1.1 Entornos deltaicos

A lo largo de los años, los deltas han sido categorizados en tres ambientes geomórficos principales: planicie deltaica, frente deltaico y prodelta (Figura 6). Estos términos reemplazan la clasificación original de topset, foreset y bottomset, lo que refleja una evolución en la comprensión de los procesos sedimentarios y las características de cada uno de estos entornos (Coleman & Prior, 1982; Elliott, 1986).

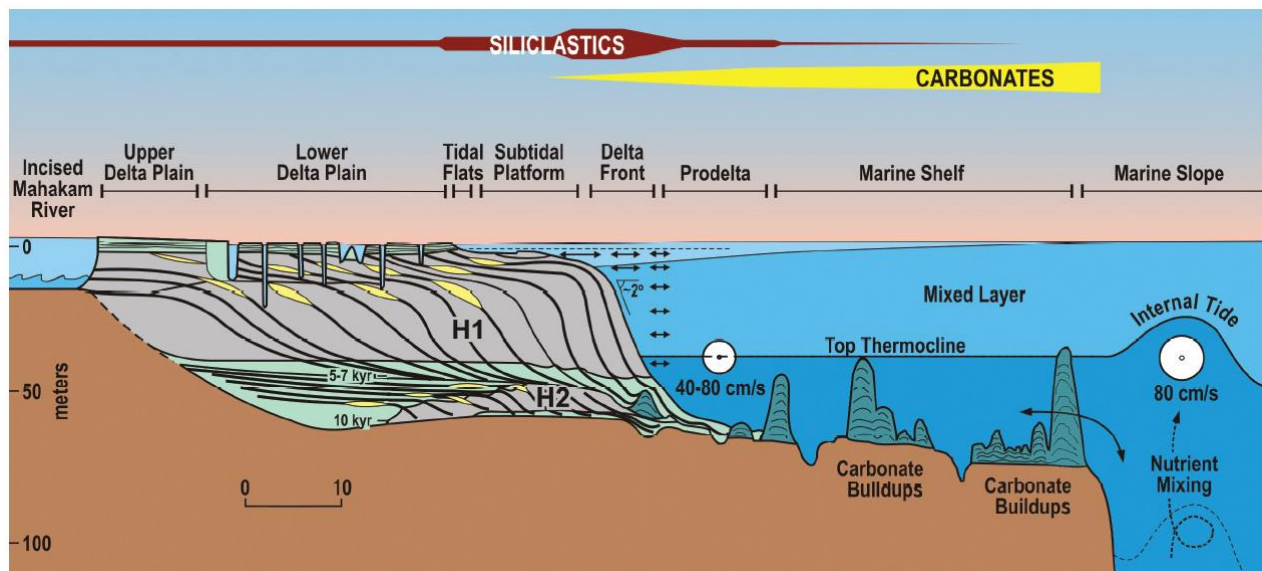
La planicie deltaica o delta plain está dominada por procesos fluviales y corresponde a la parte más somera del delta. Este ambiente incluye una variedad de subentornos, como marismas, pantanos y llanuras de marea, los cuales se desarrollan en áreas de baja energía y varían según las

condiciones hidrológicas y sedimentarias locales (Fielding et al., 2005). En este entorno, los sedimentos depositados suelen ser finos y corresponden a arenas y limos.

El frente deltaico, también llamado delta front, es la zona donde los sedimentos transportados por los canales distributarios se depositan al llegar al cuerpo de agua receptor. Aquí, los sedimentos más gruesos, como arenas y gravas, se acumulan debido a la disminución de la velocidad del flujo fluvial, lo que genera estructuras inclinadas conocidas como foresets (Elliott, 1986). Este proceso sedimentario es fundamental para la progradación del delta hacia el cuerpo de agua.

Figura 6

Subdivisiones morfométricas del delta de Mahakam, Kalimantan, Indonesia



Nota. Tomado de *Deltas* (Bhattacharya, 2006). Modificado a partir de Roberts y Sydow (2003).

Finalmente, el prodelta es la porción más distal del sistema deltaico y se caracteriza por la Depositación de sedimentos finos, como limos y arcillas, que se transportan en suspensión y se asientan de manera gradual en un ambiente de baja energía. Este entorno es fundamental para el

equilibrio sedimentario de los deltas y está asociado con una sedimentación más lenta y estable en comparación con las otras dos regiones (Coleman & Prior, 1982).

4.2 Tomografía computarizada (CT)

La tomografía computarizada es una técnica cada vez más utilizada en las geociencias para investigar las propiedades internas de las rocas debido a su característica no invasiva. Según Ortiz et al. (2015), una de las principales aplicaciones en la industria de los hidrocarburos es su apoyo en la descripción y caracterización de rocas, tanto de manera cualitativa como cuantitativa. Esto permite verificar el estado de núcleos aún en su estado preservado. Ketcham y Carlson (2001) señalan que la resolución espacial de las imágenes generadas mediante CT es suficiente para observar microestructuras de las rocas, lo cual es crucial para estudios de petrología y análisis estructural. Además, la CT ofrece una ventaja sobre otras técnicas al permitir la observación en tres dimensiones de los componentes internos sin necesidad de seccionar o alterar la muestra.

La atenuación de los rayos X está relacionada con dos propiedades del material: su densidad y su número atómico. Este fenómeno surge de dos efectos distintos: el efecto Compton, asociado a la densidad aparente, y el efecto fotoeléctrico, vinculado al número atómico efectivo. Dado que estos efectos responden de manera no lineal a los niveles de energía de los rayos X, el escaneo de las rocas a diferentes niveles energéticos proporciona la información necesaria para calcular tanto la densidad aparente como el número atómico efectivo, que puede convertirse en un factor fotoeléctrico (PEF).

La CT ha demostrado ser una herramienta poderosa para caracterizar la porosidad y la permeabilidad de las rocas, propiedades esenciales para identificar facies con potencial como reservorios. Permite evaluar tanto la porosidad total como la conectividad de los poros (Cnudde y Boone, 2013). Además, facilita el análisis de la distribución de granos y la textura sedimentaria,

lo cual es clave para interpretar los ambientes deposicionales. Factores como la orientación de los granos, el tamaño de los poros y la distribución del cemento proporcionan información sobre el tipo de transporte y la energía del ambiente en el que se formaron las rocas (Ketcham y Carlson, 2001). Así mismo, también permite identificar estructuras sedimentarias tridimensionales, como la estratificación cruzada y la laminación, las cuales son cruciales para reconstruir los procesos deposicionales en ambientes fluviales, eólicos o marinos (Khalifa et al., 2019).

En estudios de reservorios, la CT se utiliza para evaluar la calidad de las facies, diferenciando aquellas con mayor capacidad de almacenamiento y conectividad de fluidos, lo que optimiza los modelos geológicos y mejora las predicciones sobre la productividad del reservorio (Gouze y Coudrain, 2006).

4.3 Primeros descubrimientos de hidrógeno

Desde la antigüedad, el hombre ha encontrado diferentes filtraciones de hidrógeno en la superficie. Un ejemplo conocido son las llamas de gas que arden continuamente en Quimera (Turquía), y en Filipinas, en un lugar llamado “Los fuegos eternos”. En ambos sitios, las concentraciones de hidrógeno medidas oscilan entre 41,4% y 44,5%, dependiendo del respiradero (Vacquand, 2011; Abrajano et al., 1990). Estas filtraciones están asociadas a rocas ofiolitas que afloran en la superficie debido a procesos geológicos.

Muchos descubrimientos de hidrógeno están asociados con rocas del Precámbrico. Una de las concentraciones más altas reportadas de hidrógeno (84%) fue detectada en un pozo en Australia en rocas de esta edad (Ward, 1933). Asimismo, se informó que la cantidad de hidrógeno aumentaba con la profundidad durante el programa de perforación superprofunda (SG-8) en Kryvyi Rih, Ucrania (Курлов, 2003).

El hidrógeno es considerado el gas más volátil y, por ende, se espera que pueda encontrarse con mayor facilidad en estado difuso en entornos naturales (Zgonnik, 2020). Se ha demostrado que el hidrógeno se filtra a través de la corteza terrestre y puede manifestarse de diferentes maneras. Se considera que las fracturas son los principales conductos por donde se moviliza este gas. Sin embargo, las concentraciones de hidrógeno no son continuas y están sujetas a cambios.

4.4 Generación y origen del hidrógeno natural

A lo largo de los años, la presencia de hidrógeno en diversos entornos ha sido ampliamente documentada, lo que ha llevado a la formulación de varias hipótesis sobre su generación. Entre las principales teorías se encuentran la desgasificación de hidrógeno profundo, que proviene del núcleo y el manto terrestre; el proceso de óxido-reducción causado por la interacción entre el agua y rocas ultramáficas, conocido como serpentinización; la interacción del agua con formaciones de hierro bandado (BIF); la radiólisis natural del agua; y la descomposición de materia orgánica. En algunos casos, autores como Vacquand et al. (2018) han propuesto un origen mixto para el hidrógeno, sugiriendo que su presencia puede ser el resultado de una combinación de varios factores genéticos.

4.4.1 Hidrógeno profundo

El estudio del hidrógeno natural en la Tierra se ha clasificado en dos categorías: hidrógeno primario e hidrógeno secundario. El hidrógeno primario es aquel que está almacenado en el manto o en el núcleo terrestre, y se libera gradualmente a la superficie a lo largo del tiempo. Este hidrógeno tiene un origen profundo, relacionado con los procesos geológicos que ocurren en las capas más internas del planeta (McCarthy et al., 1986; Овчаренко, 1967). Por otro lado, el hidrógeno secundario se forma a través de reacciones químicas en el manto o la corteza,

generalmente a través de procesos de serpentización o interacción con minerales (Молчанов, 1981).

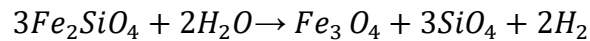
Investigaciones han mostrado que las concentraciones de hidrógeno aumentan a medida que se perfora a mayor profundidad. En particular, se han detectado concentraciones más altas en gases de origen profundo, sugiriendo una relación con las capas internas de la Tierra. Además, estudios sobre las anomalías de helio y su correlación con las concentraciones de hidrógeno han respaldado la hipótesis de un origen profundo para ambos gases (Williams & Hemley, 2001). Esto ha llevado a la conclusión de que el hidrógeno puede no ser el resultado de procesos corticales superficiales, sino más bien de la liberación de reservas profundas (Rohrbach et al., 2007; Smith et al., 2016).

La hipótesis del hidrógeno primordial fue propuesta por Larin (1986), quien sugirió que, durante la formación de la Tierra, el planeta pudo haber sido rico en hidrógeno. Esta hipótesis plantea que el hidrógeno estaba inicialmente presente en forma de hidruros, compuestos en los que el hidrógeno está químicamente unido a otros elementos en el interior terrestre. Estudios recientes han estimado que hasta un 5.1% del interior de la Tierra podría haber contenido hidrógeno en forma de hidruros (Larin, 1993; Toulhoat et al., 2015).

4.4.2 Serpentización

La serpentización es un proceso geológico que ocurre cuando las rocas ultramáficas, como la peridotita, interactúan con el agua, produciendo minerales de serpentina y liberando hidrógeno molecular (H_2) como subproducto. Este proceso es importante en la generación de hidrógeno abiótico.

El hierro en la fayalita tiene el estado de oxidación Fe^{2+} , lo que le permite reaccionar con el agua. Durante la reacción, el hierro se oxida a Fe^{3+} y el hidrógeno en el agua se reduce a H_2 .



La forsterita es a menudo el mineral dominante en la estructura del olivino. Reacciona con el exceso de sílice para formar serpentina:



Deschamps, Godard y Schreiber (2013) señalan que las serpentinitas se forman en diversos ambientes geológicos con características geoquímicas distintivas como se ilustra en la figura 7 de este trabajo. El agua desempeña un papel crucial en estos procesos, especialmente en la subducción y la serpentización. Se presenta en diferentes formas: como moléculas (H₂O) en magmas o fluidos de silicato, como hidroxilo (OH⁻) en fases hidratadas, como hidrógeno en minerales anhidros (olivino, piroxeno o granates), y como fluidos supercríticos bajo condiciones de alta presión y temperatura.

4.4.2.1 Serpentinitas Abisales. Las serpentinitas abisales, también conocidas como peridotitas hidratadas, se forman principalmente en dorsales oceánicas de lenta expansión, como la Dorsal Mesoatlántica (MAR), donde el agua de mar es el principal fluido responsable de la hidratación de las peridotitas, según estudios basados en isótopos de oxígeno e hidrógeno (Deschamps et al., 2013). Estas serpentinitas requieren temperaturas inferiores a 450-500 °C para formarse. En dorsales de expansión rápida, debido a la mayor actividad magmática y una corteza oceánica más gruesa, las peridotitas no afloran, lo que limita la serpentización (Sinton & Detrick, 1992). La alteración de las peridotitas en las dorsales lentas está controlada por fracturas que permiten la penetración del agua hasta profundidades de aproximadamente 7 km. Estudios como el de Kong et al. (1992) confirmaron esta hipótesis mediante microsismicidad, revelando fallas de 2 a 9 km de extensión vertical, facilitando el ingreso de agua a tales profundidades. Estas

serpentinitas presentan una textura pseudomórfica, indicativa de una serpentización estática por infiltración de fluidos penetrantes.

4.4.2.2 Serpentinitas del Manto en Cuña. La cuña del manto se describe como la zona entre la parte superior de la litosfera en subducción y la inferior de la placa suprayacente. Las serpentinitas en esta región se encuentran en las áreas más profundas y calientes del manto de suprasubducción (Deschamps et al., 2013). La cuña presenta condiciones geoquímicas complejas debido a la entrada constante de la losa subducida, cuyos fluidos y magmas se generan por su deshidratación (Currie et al., 2004; Hyndman et al., 2005; Kelemen et al., 2003). La rara aparición de xenolitos en cuñas del manto indica un alto grado de fusión parcial, lo que lleva a su agotamiento (Arai, 1994; Dick & Bullen, 1984), y estos xenolitos muestran mayor fugacidad de oxígeno que las peridotitas abisales (Ballhaus et al., 1991; Parkinson & Arculus, 1999).

La cuña del manto es continuamente infiltrada por fluidos liberados de la deshidratación de materiales subducidos, como sedimentos, basaltos y gabros alterados, además de serpentinitas. La profundidad a la que ocurre la deshidratación depende de las fases hidratadas y la geotermia local. Los fluidos liberados ascienden por flotabilidad y serpentinizan la cuña del manto a temperaturas inferiores a 700 °C (Bebout & Barton, 1989; Bostock et al., 2002; Fryer et al., 1985; Gill, 1981).

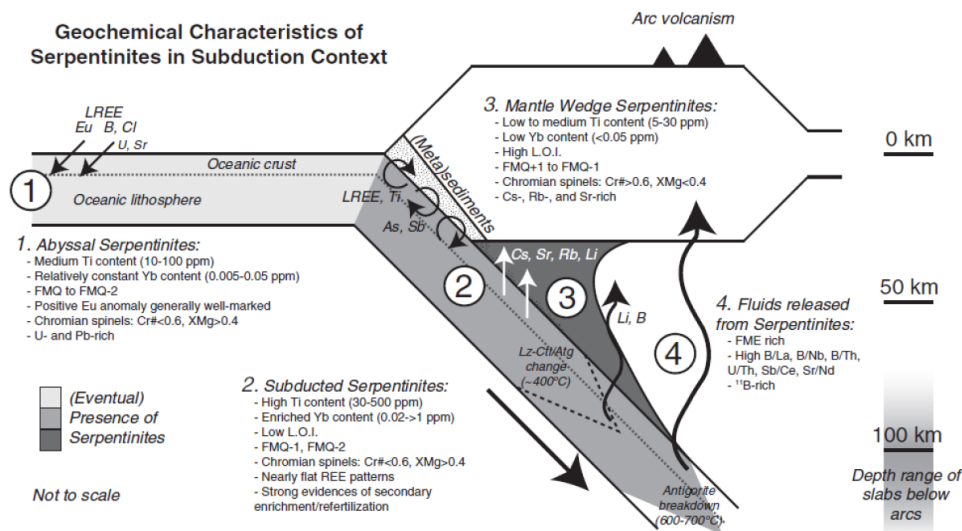
4.4.2.3 Serpentinitas Relacionadas con Zonas de Subducción. Las serpentinitas subducidas representan serpentinitas que se incorporaron a la zona de subducción, se subdujeron y luego se exhumaron en el complejo de acreción o zona de sutura. Son posibles dos protolitos principales para estas serpentinitas: (1) peridotitas oceánicas subducidas y (2) peridotitas continentales exhumadas e hidratadas por agua de mar durante el rifting en el OCT (Boillot et al., 1980; Skelton y Valley, 2000).

Durante la subducción, los sedimentos y la corteza oceánica alterada se deshidratan progresivamente e interactúan con las serpentinitas abisales subducidas y parcialmente hidratan las peridotitas (Deschamps et al., 2012; van Keken et al., 2011).

Autores como Mccollom y Bach (2009) proponen que la serpentinitización es más activa en un rango de temperaturas de 200 a 310 °C. A temperaturas más bajas, la tasa de reacción es muy limitada, y a temperaturas más altas, la tasa de reacción disminuye rápidamente debido a restricciones termodinámicas. También se ha señalado que la alteración de las peridotitas a serpentinitas disminuye la permeabilidad de la roca, lo que inhibe el acceso posterior al agua (Apps & Van De Kamp, 1993).

Figura 7

Diagrama de caracterización geoquímica de las serpentinitas en los diferentes ambientes de formación



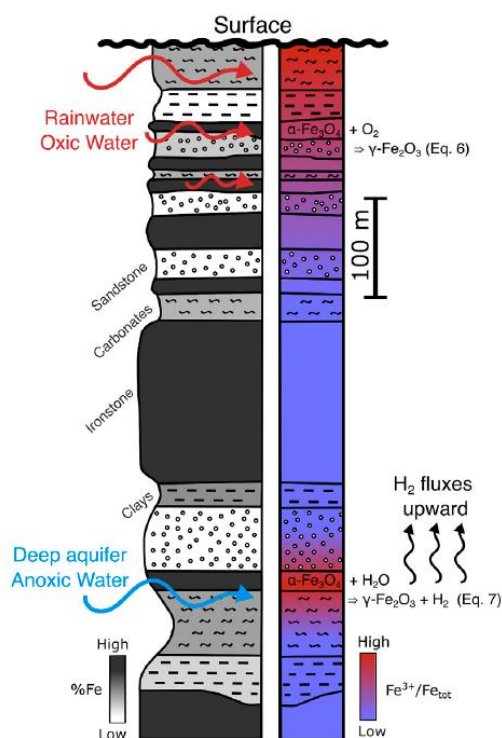
Nota. Tomado de *Deltas* (Bhattacharya, 2006), en *Facies models revisited* (Posamentier & Walker, Eds., pp. 237-292). Modificado a partir de Roberts y Sydow (2003).

4.4.3 Banded iron formations (BIF_s)

Las formaciones de hierro bandeado (BIF) son depósitos sedimentarios ricos en hierro (20-40 % Fe) y sílice (40-50 % SiO₂), caracterizados por su estructura laminada de capas alternadas de mineralización de hierro y sílice, observable a distintas escalas (Bekker et al., 2010). Actualmente, estas formaciones son una fuente de especial interés en la investigación sobre la generación de hidrógeno natural.

Figura 8

Vista esquemática de la formación de hierro bandeado (BIF) de Hamersley (Australia)



Nota. Tomado de *Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa* por (Geymond et al., 2022), *Minerals*, 12(7), p. 834

La generación de H₂ en las BIF está relacionada con la producción de subproductos como la magnetita (α -Fe₃O₄) a temperaturas superiores a 200 °C, y la serpentina con Fe³⁺ a temperaturas

menores de 200 °C. Aunque la magnetita, que contiene Fe^{2+} , no ha sido vista tradicionalmente como fuente de H_2 , estudios recientes sugieren que podría actuar como catalizador en la generación de H_2 mediante la oxidación del hierro (Neubeck et al., 2011; Mayhew et al., 2013), así como en la conversión de CO_2 a CH_4 en la reacción de Sabatier (Etiopie, 2017; Etiopie et al., 2017).

Investigaciones recientes, como las de Geymond et al. (2023), han reevaluado el papel de la magnetita en la generación de H_2 , especialmente a partir de la oxidación de su Fe^{2+} remanente, apoyándose en experimentos y modelado termodinámico.

La Figura 8 ilustra el proceso de alteración de las BIF, mostrando cómo en la superficie la maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$) se forma a partir de la magnetita por interacción con agua oxigenada. A mayor profundidad, la magnetita puede alterarse por agua anóxica, lo que genera H_2 .

4.4.4 Radiólisis del agua

La radiación ionizante provoca la excitación y ionización de moléculas, lo que lleva a un aumento en su reactividad y a la formación de radicales libres, las especies químicas más reactivas. Por ejemplo, una sola partícula α de 1 MeV puede ionizar 10^5 moléculas a medida que pierde energía (Dubessy et al., 1988). Cuando esta energía se transfiere a las moléculas de agua, pueden descomponerse para dar H_2 y H_2O_2 , que rápidamente se descomponen en O_2 y agua. Se ha estimado que solo el 1% de la energía total de la desintegración radiogénica es absorbida por el agua de los poros. El resto es absorbido por la matriz mineral y convertido en calor. Por lo tanto, el rendimiento de H_2 es proporcional a la porosidad de la roca llena de agua (Lin et al., 2005b). En un libro dedicado al papel de la radiólisis en la geoquímica se dan cifras aún menores: solo una pequeña cantidad de energía radiactiva (0.002–0.06% en rocas ígneas y 0.03–0.6% en arcillas) se consume para transformar el potencial químico de los compuestos, mientras que la mayor parte de la energía se disipa como calor. En sistemas multicomponentes, la energía radiactiva se distribuye entre todos

los componentes, por lo que solo una parte se usa en la radiolisis del agua (Vovk, 1979). En un estudio experimental reciente se ha demostrado que la acción de la radiación γ sobre moléculas y mezclas que contienen hidrógeno, incluidas las soluciones acuosas, produce H_2 . Cabe destacar que se observaron mayores rendimientos de hidrógeno en salmueras en comparación con el agua pura (Wang et al., 2019). Sin embargo, algunos investigadores han desarrollado modelos para la generación de hidrógeno a través de la radiolisis sin realizar una sola medición de H_2 (Blair et al., 2007).

4.4.5 Procesos Orgánicos

La generación de hidrógeno mediante procesos orgánicos se puede separar en dos tipos principales: hidrógeno biológico e hidrógeno termogénico. El hidrógeno por actividad biológica se desarrolla a través de múltiples mecanismos, incluida la descomposición anaeróbica de la materia orgánica, la fermentación y las bacterias fijadoras de nitrógeno. Las contrapartes dentro de los entornos geológicos a menudo resultan en la generación de hidrógeno. Surge un desafío complejo cuando estos microorganismos generadores de hidrógeno se cruzan con su consumo de hidrógeno rezagado con respecto a las tasas de consumo (Zgonnik, 2020).

4.4.6 Actividad biológica

La actividad biológica a menudo se menciona como una explicación para el origen del hidrógeno natural en muestras de gas natural. Aunque es cierto que los microorganismos pueden producir hidrógeno *in vitro*, en la naturaleza el hidrógeno producido biológicamente es rápidamente consumido por otros organismos (Nealson et al., 2005; Gregory et al., 2019), lo que limita su acumulación en el ambiente. Además, se ha propuesto que los procesos no biológicos pueden ser más importantes en la descomposición del hidrógeno que la actividad microbiana (Conrad & Seiler, 1981).

En suelos, la producción de hidrógeno es intensiva en ambientes anóxicos como los humedales, donde el hidrógeno se convierte rápidamente en metano (CH_4) por los metanógenos (Conrad, 1996). En suelos oxigenados, el hidrógeno es producido principalmente por bacterias fijadoras de nitrógeno y consumido por enzimas abióticas (Conrad, 1996; Seiler y Conrad, 1987). El consumo de hidrógeno por suelos representa una pérdida significativa en el presupuesto atmosférico de H_2 (Constant et al., 2010), y se ha demostrado que los suelos permanecen activos en la absorción de hidrógeno incluso a temperaturas bajo cero (Ehhalt & Rohrer, 2011).

En cuanto a la producción de hidrógeno por procesos biológicos, se estima que la fijación biológica de nitrógeno puede generar entre 2.4 y 4.9 Tg/año (Conrad & Seiler, 1980). Sin embargo, la fermentación de materia orgánica no produce rendimientos altos de hidrógeno (Lin et al., 2005a).

En ambientes acuáticos, se ha reportado que las aguas oceánicas están supersaturadas con hidrógeno, lo que sugiere que podrían ser una fuente de este gas para la atmósfera (Bullister et al., 1982). Sin embargo, estudios recientes sugieren que el hidrógeno en océanos podría tener un origen fotobiológico o geológico (Walter et al., 2016).

Finalmente, se ha demostrado que, en muestras de pozos profundos con alto contenido de hidrógeno, no se detecta actividad biológica significativa, lo que sugiere que el hidrógeno en estos contextos no proviene de procesos bacterianos (Voytov y Osika, 1982; Stadnik, 1970).

4.4.7 Descomposición de materia orgánica

En el estudio de la producción de hidrógeno a partir de materia orgánica, se han identificado diversas fuentes y procesos. La descomposición de materia orgánica en aguas subterráneas cercanas a depósitos de petróleo ha sido propuesta como una posible fuente de hidrógeno, dado que estas aguas muestran concentraciones de hidrógeno más altas que las cercanas a depósitos de

gas natural (Zinger, 1962). En laboratorio, se ha observado que la descomposición térmica del querógeno a 300°C puede generar hidrógeno hasta en un 10.9% (Bogomolov, 1976). Sin embargo, en el entorno natural, este hidrógeno tiende a reaccionar rápidamente con compuestos que contienen oxígeno para formar agua, un producto más estable termodinámicamente.

La quema de biomasa también es considerada una fuente importante de hidrógeno. Las estimaciones de producción de hidrógeno a partir de la quema de biomasa varían entre 16 ± 5 Tg H₂/año (Novelli et al., 1999) y 20 ± 10 Tg H₂/año (Seiler & Conrad, 1987). La revisión más reciente indica una producción de 15 ± 6 Tg H₂/año a partir de la biomasa (Ehhalt & Rohrer, 2009). Además, se han encontrado concentraciones notables de hidrógeno en muestras de carbón, especialmente en las etapas finales de la maduración del carbón (Gresov et al., 2010). No obstante, la producción total de hidrógeno a partir de campos de carbón a nivel global se estima en alrededor de 0.0014 Tg/año, una cifra muy baja en comparación con otras fuentes (Koyama, 1963).

4.4.8 Casos de estudio en el mundo

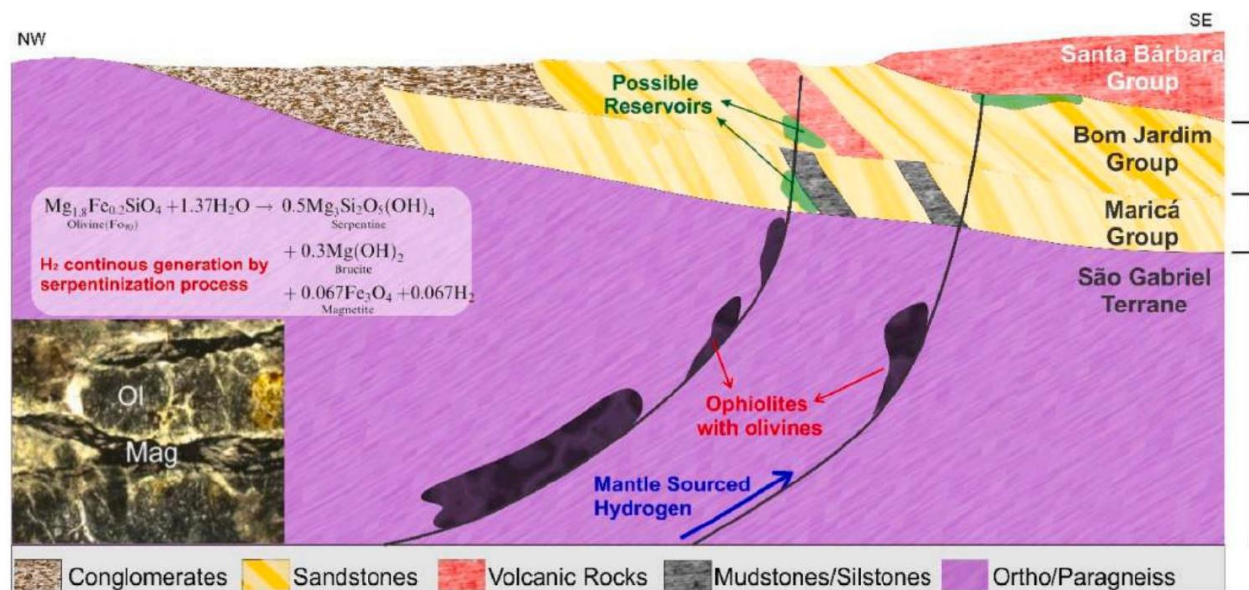
4.4.8.1 Sistemas de hidrógeno al sur de Brazil: Cuenca Camaquã. En la Cuenca Camaquã presenta un basamento ofiolítico compuesto por rocas que formaron parte de la corteza oceánica obducida durante el cierre del océano Charrúa. Estas secuencias presentan una abundancia de minerales de hierro, como el olivino, tal como lo señala Zgonnik (2020). Según el sistema propuesto por Serratt et al. (2024), además de la serpentización, se sugiere otra fuente potencial de generación de hidrógeno: la oxidación de minerales de hierro. Este proceso podría estar ocurriendo en las formaciones de hierro bandeado (BIF), que se encuentran amalgamadas con las rocas máficas de la ofiolita Bossoroca. El sistema propuesto por los autores está ilustrado en la Figura 9. Los estudios de Serratt et al. (2024) también sugieren que la Cuenca Camaquã contiene formaciones con capacidades tanto de reservorio como de roca sello, caracterizadas por

una secuencia volcánica-sedimentaria. Además, se menciona que las zonas de sutura, vinculadas a fallas de escala litosférica, podrían actuar como rutas para la migración de fluidos y gases.

Los depósitos están principalmente relacionados con secuencias fluvio-deltaicas, compuestas por areniscas cuya granulometría varía de fina a conglomerática de las formaciones Bom Jardim y Santa Bárbara. Estas secuencias presentan valores variables de contenido de materia orgánica, con capas que muestran valores de carbono orgánico total (TOC) entre 0,06% y 1,15%, según lo reportado por Lehn et al. (2024).

Figura 9

Modelo esquemático de posibles fuentes de H₂ en la región de la Cuenca de Camaquã



Nota. Se visualiza las posibles fuentes de H₂ del núcleo y manto por procesos de serpentinización, las zonas de fallas y suturas y las posibles rocas reservorio y los sellos. Tomado de *Southern Brazil hydrogen systems review*. (Serratt et al., 2024), International Journal of Hydrogen Energy.

Finalmente, la roca sello podría estar asociada con las secuencias de lutitas de los Grupos Bom Jardim y Santa Bárbara, así como con las rocas volcánicas de las formaciones Hilário, Acampamento Velho y Rodeio Velho (Serratt et al., 2024).

4.4.8.2 Potencial de hidrógeno en el extremo sur de Paraná. La cuenca Paraná, conocida por albergar la formación Río Bonito, cuenta con ocho yacimientos de carbón documentados, cuyo origen se atribuye a la acumulación de materia orgánica de la flora *Glossopteris* durante los períodos Sakmario y Kunguriano (Cagliari et al., 2014). Según Serratt et al. (2024), las lutitas de la formación Irati y las de la formación Ponta Grossa se consideran fuentes importantes de hidrógeno. A pesar de que los yacimientos de carbón presentan una baja porosidad y carecen de mecanismos naturales de captura, su potencial aumenta cuando se encuentran a profundidades significativas, donde pueden estar conectados a reservorios potenciales. Serratt et al. (2024) señala que en los niveles de la formación Furnas, se ha detectado hidrógeno en estado libre, lo que resalta la importancia de estas arenas como posibles reservorios. Las arenas de la formación Furnas, caracterizadas por su porosidad y permeabilidad, podrían actuar como trampas efectivas para el almacenamiento de hidrógeno, sugiriendo un potencial energético en estos sistemas cuando están asociados a las capas carbonosas más profundas.

5. Metodología

La metodología se estructuró en nueve fases principales, cada una con un enfoque específico y un conjunto de actividades orientadas a la recopilación, análisis e interpretación de datos. La primera fase se centró en la revisión documental y bibliográfica, abarcando estudios previos y datos relevantes sobre el hidrógeno natural y la estratigrafía de la cuenca. A continuación,

se describieron núcleos de perforación y se llevó a cabo una salida de campo para conocer la geología de superficie de la formación San Cayetano.

Posteriormente, se adquirieron datos de tomografía computarizada (CT) y se procesaron para visualizar y analizar las imágenes en formato DICOM. Esta información, combinada con las descripciones sedimentarias, permitió definir las facies presentes en los pozos y en las muestras de campo, así como interpretar el ambiente sedimentario de la formación.

Finalmente, se generaron columnas estratigráficas detalladas y un modelo conceptual de la distribución de las facies, integrando toda la información recolectada. Este enfoque metodológico integral asegura una caracterización precisa y completa de la formación San Cayetano, proporcionando una base sólida para futuras investigaciones y aplicaciones geológicas en la región.

5.1 Fase 1: Investigación documental y/o bibliográfica

En esta primera fase del proceso investigativo, se realizó una revisión exhaustiva de la información tecnológica disponible sobre los diferentes descubrimientos de hidrógeno natural en el mundo. El objetivo de esta revisión fue comprender cómo están estructurados estos sistemas y cómo funcionan. Así mismo, se consultaron documentos clave que describen la estratigrafía de la Cuenca Sinú – San Jacinto, con un enfoque particular en la Formación San Cayetano.

Un pilar fundamental de esta investigación fue el trabajo de Gómez (2022), titulado “Nuevos aportes al entendimiento de la evolución geotectónica del noroccidente colombiano mediante el estudio petrográfico y geoquímico del basamento de la cuenca Sinú-San Jacinto”, donde se menciona el proceso de serpentización experimentado por las rocas del basamento de la cuenca.

Además, se tomaron como referencia las memorias explicativas de los mapas geológicos del área de estudio, desarrolladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ingeominas. Para la planificación de la salida de campo, se recopilaron diferentes puntos de muestreo previamente realizados en el proyecto “Corredor vial Montería – Planeta Rica (Córdoba) con levantamiento estratigráfico de las formaciones San Cayetano y Ciénaga de Oro”, llevado a cabo por el Servicio Geológico Colombiano.

Se realizaron consultas en diversas bases de datos en línea y revistas internacionales de alto impacto, como Springer, ScienceDirect y Scopus, para obtener información relevante sobre el tema de estudio y enriquecer el marco teórico de la investigación. Finalmente, se llevaron a cabo consultas sobre el tratamiento de datos en software especializados para datos de tomografía computarizada.

5.2 Fase 2: Descripción de núcleos

En este apartado se llevó a cabo la revisión y descripción los núcleos de perforación recuperados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Inicialmente, se identificaron los principales niveles de interés (Tabla 1 y 2) en los pozos ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10.

Tabla 1

Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-8A

#	Inicio (ft)	Fin (ft)
1	166	174
2	180	192
3	202	231
4	290	352
5	346	535
6	550	557
7	563	570
8	637	643
9	663	670
10	673	680


Tabla 2

Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-10

#	Inicio (ft)	Fin (ft)
1	55	116
2	145	196
3	210	235
4	239	270
5	331	363
6	379	416
7	441	470
8	516	527
9	1377	1388
10	1426	1434
11	1438	1450
12	1816	1909
13	1934	1986
14	2045	2056
15	2066	2070

Figura 10

Formato de descripción de núcleos

FORMATO DE DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS – TESIS: KATHERIN MORALES Y PAULA ORTEGA																				
 Universidad Industrial de Santander		POZO: ANH-SSJ-10-STR-S PROFUNDIDAD TOTAL: 2083.33 ft				INTERVALO DESCRITO: _____ DESCRITO POR: _____				FECHA: _____										
PROF. (Ft)	LITOLOGÍA	LITOLOGÍA-TAMAÑO DE GRANO										ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS	FOSILES	COLOR (MUNSELL)	FACIES	AMBIENTE	DESCRIPCIÓN			
		Lodolita		Arenisca					Conglomerado											
		Arcilla	Limo	MF	F	M	G	MG	Granulo	Guijo	Canto	Bloque								

Posteriormente, se procedió a la descripción sedimentológica detallada de los niveles previamente seleccionados, siguiendo el formato ilustrado en la figura 10. Este formato incluye

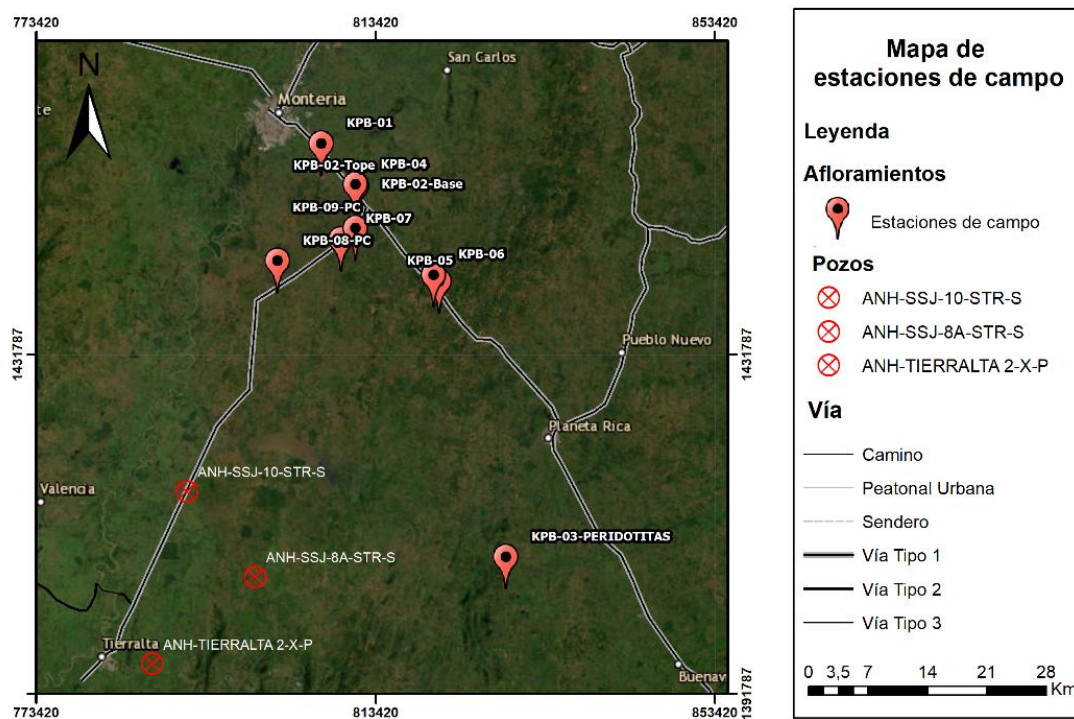
información sobre litología, estructuras sedimentarias, bioturbación y las posibles facies presentes en cada nivel. Adicionalmente, en la descripción se añadió la clasificación de rocas según el esquema propuesto por Folk (1980).

5.3 Fase 3: Salida de campo

5.3.1 Área de estudio

Figura 11

Localización de las estaciones realizadas en campo



El área de estudio se delimitó en función de la Formación San Cayetano, que aflora en varios puntos de la cuenca Sinú-San Jacinto. Se seleccionó la región del departamento de Córdoba, en el noroccidente de Colombia, debido a la presencia significativa de afloramientos, ubicados principalmente a lo largo de la carretera que conecta Montería con el municipio de Planeta Rica, así como en la vía secundaria que enlaza Montería con el municipio de Tierralta. En la Figura 11

se muestran las 9 estaciones geológicas establecidas durante la campaña de campo realizada en esta zona.

Tabla 3

Coordenadas de los afloramientos definidos

Código del afloramiento	Latitud	Longitud
KPB-01	8°42'39.60"N	75°49'52.50"O
KPB-02	Inicio	8°39'59.30"N 75°47'36.90"O
	Fin	8°39'57.50"N 75°47'35.30"O
KPB-03	8°16'17.70"N	75°37'55.20"O
KPB-04	8°40'3.10"N	75°47'40.20"O
KPB-05	8°33'54.20"N	75°42'17.20"O
KPB-06	8°34'17.80"N	75°42'38.20"O
KPB-07	8°36'33.50"N	75°48'35.80"O
KPB-08	8°35'8.30"N	75°52'39.70"O
KPB-09	8°37'15.80"N	75°47'40.80"O

5.3.2 Visita y descripción de los afloramientos

Para la salida de campo, se planificó una ruta que incluyó siete afloramientos y dos puntos de control. En cada afloramiento, se llevaron a cabo descripciones detalladas de las unidades presentes, identificando diversas litofacies. Se seleccionaron cuidadosamente los puntos óptimos para la toma de muestras de bloque, asegurando la orientación correcta de cada bloque, con indicación de la dirección del techo y la base de la capa, así como la identificación de la cara expuesta y la interna.

Adicionalmente, se generaron esquemas para cada afloramiento (Figura 12), que integraron fotografías panorámicas y de detalle, junto con la información de las unidades y litofacies definidas en campo.

Figura 12

Ejemplo de los esquemas realizados en cada afloramiento



Nota. Las "X" de color rojo en los esquemas indican los puntos exactos donde se extrajeron las muestras de bloque para su posterior análisis.

5.3.3 Creación de columnas estratigráficas.

A partir de las descripciones detalladas realizadas en cada afloramiento, se elaboró una columna estratigráfica individual para cada uno de ellos. En estas columnas se integró la información correspondiente a litofacies y estructuras.

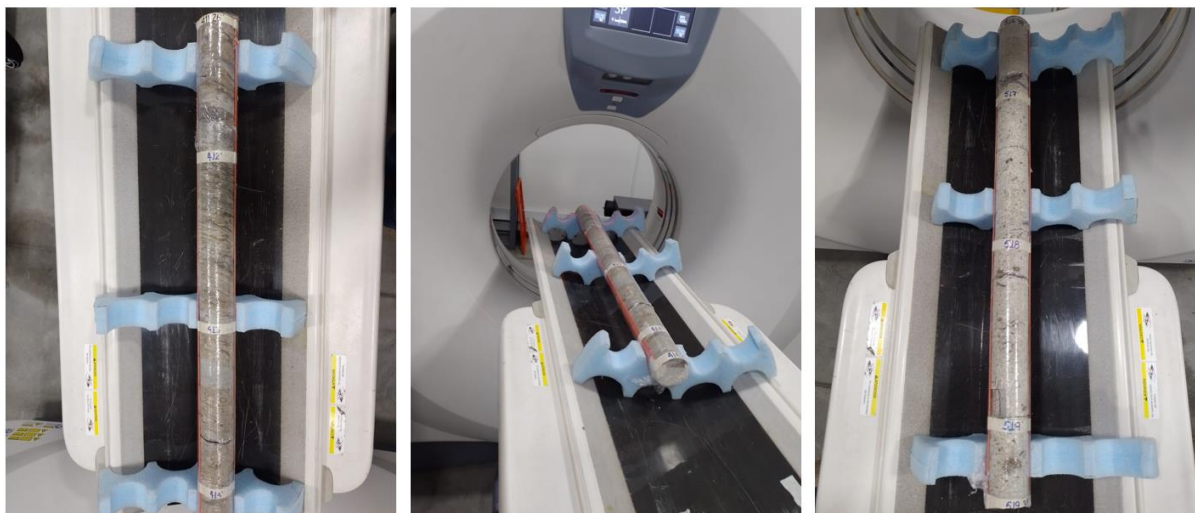
5.4 Fase 4: Adquisición de los datos de Tomografía Computarizada (CT)

El equipo utilizado para la adquisición de información en este proyecto fue el Gantry del escáner de tomografía de la Universidad Industrial de Santander (UIS), específicamente un equipo de la marca General Electric Optima 660 de cuarta generación, que cuenta con una capacidad de

64 cortes. Esto permite la generación de 64 imágenes simultáneamente por cada rotación. El escáner se ilustra en la Figura 13.

Figura 13

Adquisición de imágenes CT de núcleos



Para obtener los datos de tomografía computarizada, se escanearon núcleos correspondientes a los intervalos seleccionados en los pozos de estudio. En el pozo ANH-SSJ-8A, se realizaron escaneos de 8 intervalos que abarcan aproximadamente 24 pies (Tabla 4), mientras que en el pozo ANH-SSJ-10 se escanearon 11 intervalos, con un total de 33 pies (Tabla 5).

Tabla 4

Intervalos escaneados del pozo ANH-SSJ-8A

No. Caja	Intervalo	
18	205.96	208.56
28	291.11	288.11
45	438.34	441.34
46	447.34	449.92
49	472.78	475.78
55	524.05	527.03
155	1329.16	1395.15
229	2044.09	2047.09

Tabla 5*Intervalos escaneados del pozo ANH-SSJ-10*

No. Caja	Intervalo	
36	356.75	359.75
38	371.61	374.34
39	388.5	391.5
42	411.26	414.26
46	445.78	448.78
48	460.45	463.45
54	516.38	519.38
56	536.82	540.04
58	551.57	554.28
71	665.19	668.19
72	673.73	676.73

Figura 14*Adquisición de imágenes CT de muestras de bloque*

Además, se escanearon las 13 muestras de bloque recolectadas en campo, provenientes de diferentes afloramientos (Figura 14). Los datos generados fueron transferidos desde el equipo de escaneo a una estación de trabajo externa para su análisis e interpretación. Este proceso aseguró que las imágenes de los núcleos y muestras fueran adecuadamente procesadas y visualizadas para su posterior análisis.

5.5 Fase 5: Procesamiento y visualización de DICOM

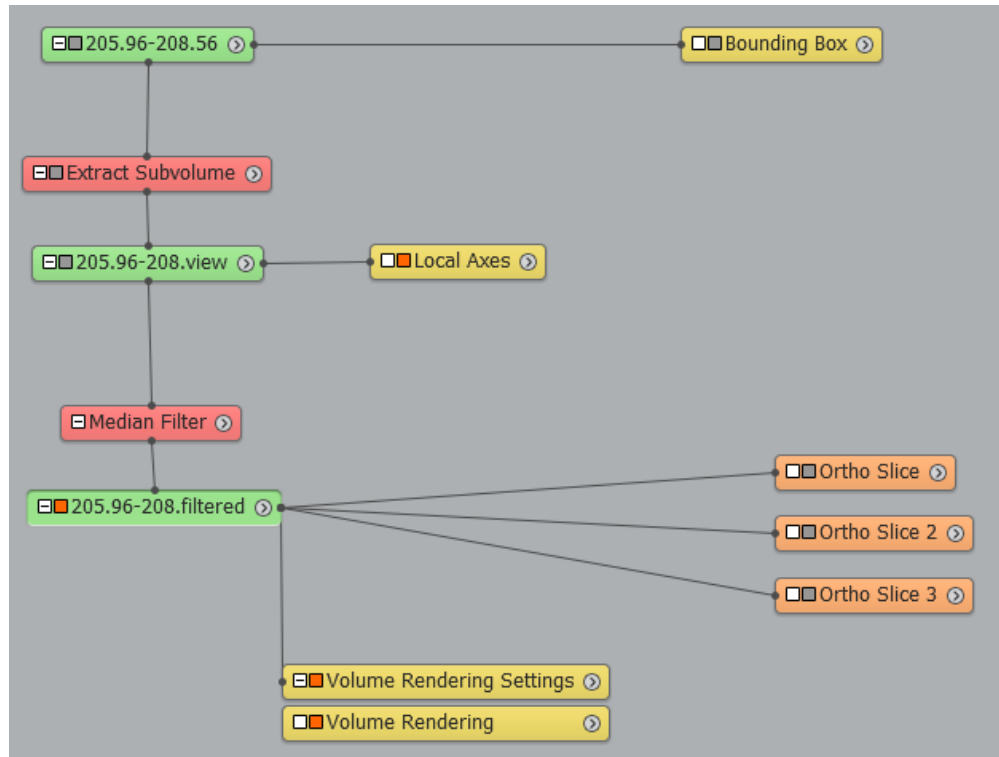
Las imágenes de tomografía computarizada (TC) adquiridas en la fase 4 fueron exportadas en formato DICOM de alta y baja energía desde el tomógrafo hacia una computadora ubicada en el Parque Tecnológico de Guatiguará, y posteriormente cargadas en un software de visualización, tal como se ilustra en el diagrama de flujo (Figura 15).

Utilizando la herramienta Bounding Box, se delimitó el área de interés creando un contenedor rectangular alrededor de la región seleccionada. Luego, con la función Extract Subvolume, se extrajo un subvolumen específico para facilitar el análisis detallado.

Para mejorar la calidad visual, se aplicó el filtro de mediana (Median Filter), que reduce el ruido al analizar los píxeles vecinos. Posteriormente, se utilizó Volume Rendering para generar una visualización tridimensional del volumen extraído. Durante esta etapa, se ajustó el histograma para asignar colores en función de los valores de tomografía (CT), mejorando la representación visual. Además, las herramientas Ortho Slice permitieron visualizar los planos bidimensionales (XY, XZ, YZ) y ajustar el histograma para enfocar los valores relevantes de CT, eliminando elementos innecesarios y optimizando la visualización de la muestra.

Figura 15

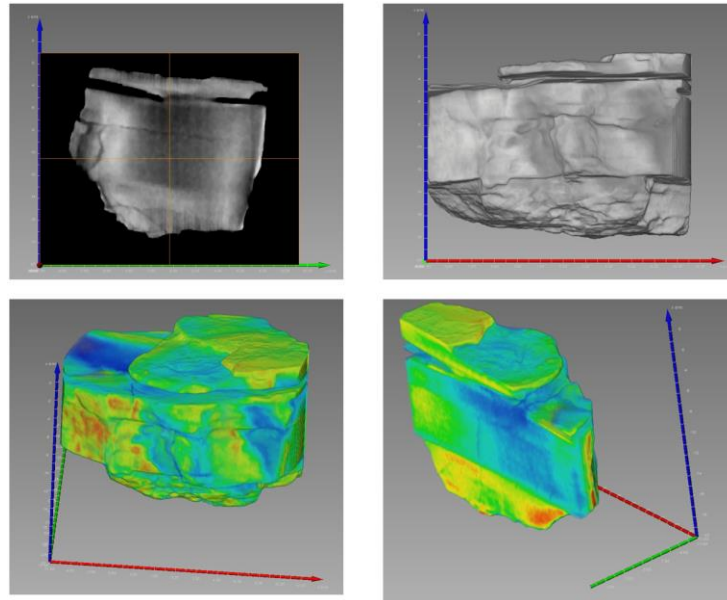
Diagrama de flujo de la metodología utilizada en el software de visualización 3D



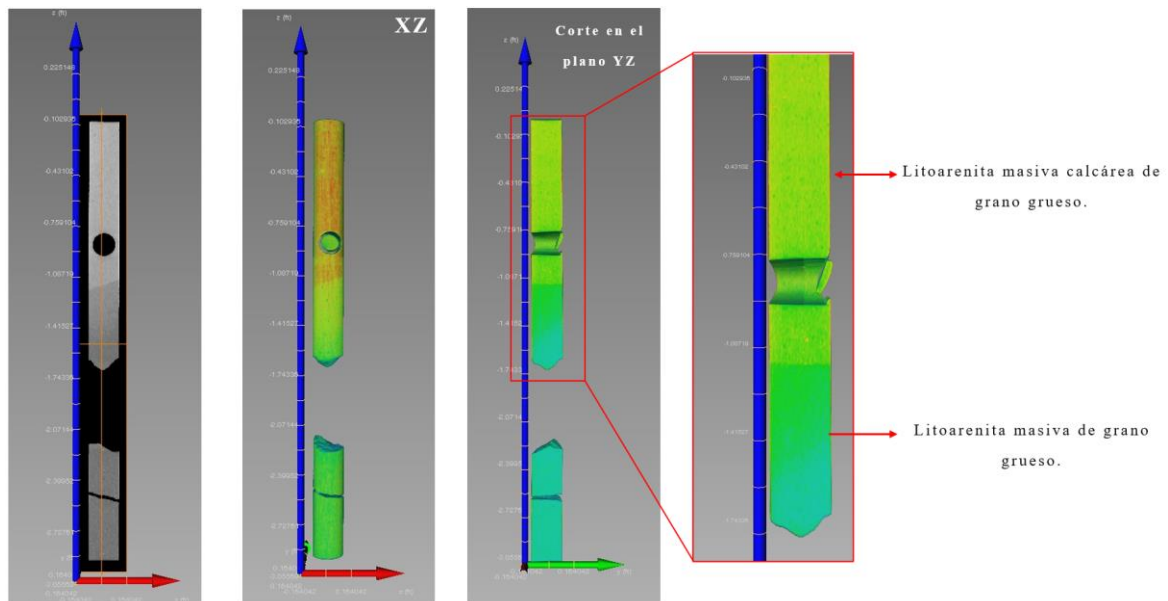
La visualización permitió obtener una representación más clara y no invasiva de las muestras, facilitando la identificación de diversos factores en las rocas. Gracias a esta herramienta, fue posible diferenciar las distintas composiciones presentes, evidenciadas por los cambios de colores y tonalidades, como se muestra en la Figura 16, correspondiente a una muestra de bloque de afloramiento. Además, en la Figura 17 se observan dos litologías con un mismo tamaño granulométrico, pero que presentan colores distintos, lo que sugiere la presencia de dos componentes diferentes. Esto resultó fundamental para la interpretación de facies y el análisis geológico detallado.

Figura 16

Visualización de los DICOM de la muestra *KPB-01-M1*

**Figura 17**

Visualización de los DICOM de la Caja 46 pozo ANH-SSJ-8A



5.6 Fase 6: Análisis y definición de facies

El análisis y definición de facies se realizó integrando la información obtenida a partir de la visualización de imágenes DICOM y las descripciones detalladas de los núcleos y muestras recolectadas en campo. La tomografía computarizada permitió identificar con mayor claridad las variaciones litológicas, texturas y estructuras sedimentarias, lo que facilitó la diferenciación de las facies. A través de esta metodología, se lograron definir un total de 17 facies en las muestras de campo, 9 facies en el pozo ANH-SSJ-8A y 10 facies en el pozo ANH-SSJ-10, proporcionando una interpretación más precisa de las características sedimentológicas y litológicas, esenciales para la interpretación del ambiente.

5.7 Fase 7: Definición del ambiente de la formación San Cayetano

En esta fase, se definió el ambiente sedimentario de la Formación San Cayetano mediante la integración de los datos recopilados en las fases anteriores. El análisis combinó información geológica, interpretación de facies, correlación estratigráfica y el estudio de las estructuras sedimentarias. A partir de esta integración, se desarrolló un modelo conceptual del ambiente deposicional de la Formación San Cayetano, lo que permitió obtener una comprensión más profunda de su historia geológica y de los procesos que han influido en su evolución.

5.8 Fase 8: Modelo de facies de la formación San Cayetano

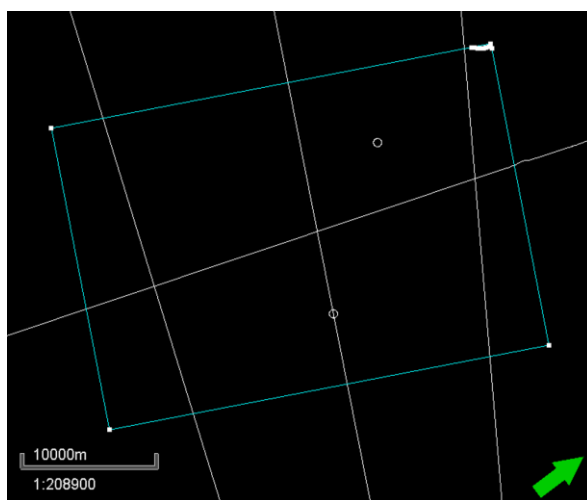
Se generó un modelo de distribución de facies empleando el software de modelado. Para ello, se partió de un registro discreto que contiene las facies descritas y se integraron las líneas sísmicas interpretadas de la zona de estudio.

5.8.1 Polígono

En este paso, se realizó la construcción de un polígono determinado según la ubicación de los pozos y la sísmica 2D de interés (Figura 18). Esta delimitación espacial es crucial para definir el área de estudio y el alcance de la interpretación geológica y sísmica.

Figura 18

Polígono del área de interés



5.8.2 Interpretación de horizontes sísmicos

Se dispuso de cuatro líneas sísmicas 2D (Figura 18), las cuales ya contaban con una previa interpretación de horizontes, categorizados según las edades de formación. Entre los horizontes identificados, se destacan dos: el horizonte correspondiente al Cretácico (K2) y el horizonte e3e4, que corresponde a la formación San Cayetano.

5.8.3 Creación del marco estructural

La construcción del marco estructural se llevó a cabo utilizando la herramienta específica "Structural Framework" para modelar y visualizar en tres dimensiones las estructuras geológicas, como pliegues, fallas y fracturas. Esta herramienta es esencial para comprender la geometría del

subsuelo y la distribución de hidrocarburos. Además, permite el análisis detallado de las relaciones estructurales que influyen en la acumulación de fluidos.

5.8.4 Modelo de fallas

Las fallas previamente interpretadas se convirtieron en superficies tridimensionales utilizando la técnica de generación de "Key Pillars". Esta etapa tiene como objetivo definir con precisión la geometría de cada falla en el modelo, lo que es fundamental para el análisis estructural y la caracterización del reservorio

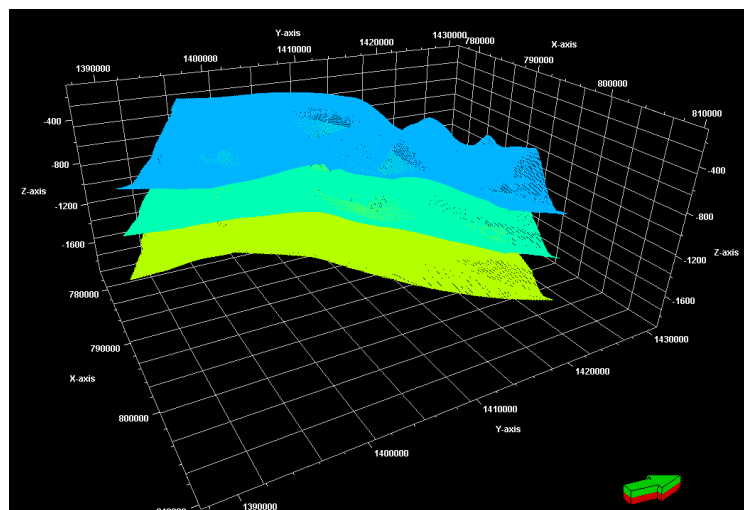
5.8.5 Generación de superficies

Para la generación de superficies estructurales se utiliza la herramienta "Surfaces" y se genera "Create New Surface". Se delineó el horizonte de interés utilizando un proceso automático de "auto-picking" que fue ajustado manualmente para aumentar la precisión cuando fue necesario. Una vez generada la superficie, se realizaron ajustes y refinamientos adicionales para asegurar su exactitud.

5.8.6 Creación de la grilla

Figura 19

Grilla del área de interés a modelar



En este proceso, se definió la Grilla 3D o marco esquelético del modelo (Figura 19). La creación de la cuadrícula comenzó con filas y columnas uniformemente espaciadas, que posteriormente se ajustaron utilizando los pilares clave definidos previamente. El objetivo fue generar una cuadrícula 3D que sirviera como base para el modelado de las propiedades del yacimiento.

5.8.7 Modelo estructural










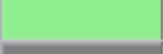





El modelo estructural se construyó para definir el grosor y la orientación de las capas entre los horizontes de la cuadrícula 3D. Los horizontes interpretados, que pueden basarse en puntos sísmicos o datos de interpretación sísmica, se integraron con las fallas definidas. Posteriormente, se insertaron las zonas geológicas y se realizaron los ajustes necesarios para la estratificación fina, adecuada para el modelado de las propiedades del reservorio.

5.8.8 Definición de facies

Para generar un polígono de ocurrencia, se realizó un escalamiento de las facies basado en los núcleos y sus descripciones. Este escalamiento, resumido en la Figura 20, resultó en cinco litotipos que agrupan todas las litofacies presentes en el pozo, clasificándose en las siguientes facies: arenisca, arenisca calcárea, heterolita, heterolita calcárea y lodo.

Figura 20

Litotipos definidos

Code	Name	Parent	Background	Lines	Pattern
1	Arenisca				
2	Arenisca calcárea				
3	Heterolia				
4	Heterolita calcárea				
5	Lodolita				

5.8.9 Escalamiento de facies

El escalamiento de las facies de los pozos consistió en llevar la información de la escala de registros de pozo a la escala de las capas verticales del modelo. En el caso del registro de litología, se utilizó el método de escalamiento "Most of", que asigna a cada celda la facies más representativa, según su frecuencia.

5.8.10 Método de interpolación

Para el modelo de facies, se empleó el método de interpolación de "simulación de indicadores secuenciales" (SIS). Este método es adecuado cuando no existe una geometría clara del cuerpo geológico ni una continuidad espacial definida, lo que lo hace ideal para el contexto de este estudio.

5.8.11 Modelo de facies

Finalmente, se generó una representación visual del modelo de facies que refleja la distribución y las características litológicas en el subsuelo, permitiendo una mejor comprensión de la distribución facial.

5.9 Fase 9: Generación de columnas finales

En esta fase del estudio, se elaboraron tres columnas estratigráficas para el análisis de la formación San Cayetano. Dos de estas columnas fueron generadas a partir del intervalo de interés previamente modelado en la fase 8, correspondientes a los pozos ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10. Estas columnas muestran los litotipos determinados en cada pozo, así como la profundidad a la que se encuentran.

Además, se desarrolló una columna estratigráfica generalizada de la formación San Cayetano, que integra información proveniente de los dos pozos estudiados, así como datos obtenidos en la campaña de campo. Para complementar esta columna, se incorporó información

bibliográfica relevante sobre la formación San Cayetano, proporcionando una visión más completa de la secuencia estratigráfica y de los aspectos sedimentológicos de esta unidad.

6. Resultados

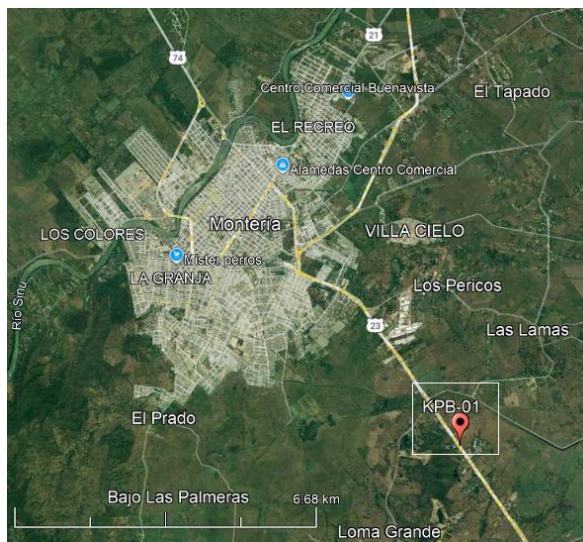
6.1 Salida de campo

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en tres de los nueve puntos de muestreo seleccionados para el análisis de la Formación San Cayetano. Para cada punto de muestreo, se detalla su ubicación geográfica mediante coordenadas, acompañada de imágenes de los afloramientos, descripciones textuales de las características observadas, como dimensiones, estructuras sedimentarias y color. Además, se incluyen datos estructurales y columnas estratigráficas.

6.1.1 Estación KPB-01

Figura 21

Localización de la estación KPB-01



Nota. Imagen tomada y modificada de *Google Earth Pro* (2024).

En la Tabla 6, se sintetizan los datos correspondientes a la estación KPB-01, ubicada entre los municipios de Montería y Planeta Rica (Figura 21). Esta tabla presenta información detallada sobre la ubicación, incluyendo coordenadas geográficas, altura en metros sobre el nivel del mar (msnm), datos estructurales y el código asignado a las muestras de campo recolectadas.

Tabla 6

Datos de la estación KPB-01

Ubicación	Vía que comunica al municipio de montería con el municipio de planeta rica al costado izquierdo de la carretera, 40 m antes del estadio jaraguay de montería.			
Coordenadas	Altura	Dato estructural	Muestras de bloque	
8°42'39.60"N 75°49'52.50"O	59 msnm	45/010	KPB-01-M1-1 KPB-01-M2-4	

6.1.1.1 Descripción del afloramiento. El afloramiento se compone de una secuencia sedimentaria de capas delgadas a gruesas con geometría tabular, predominando areniscas intercaladas con limolitas. Los contactos entre areniscas son netos, mientras que los de las limolitas son difusos.

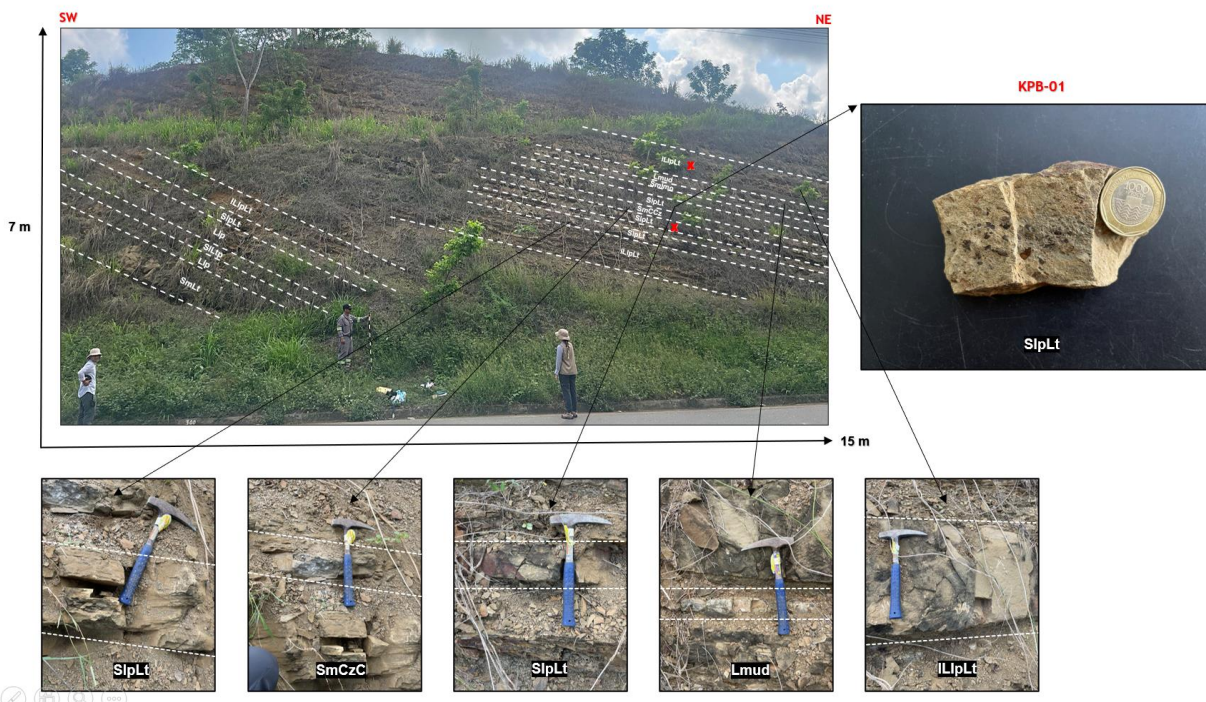
Una arenisca con laminación plano-paralela, de color 10YR 6/6, presenta grano fino a muy fino, subredondeado a subangular y bien seleccionada. Se clasifica como sublitoarenita, con un 80% de cuarzo, 18% de líticos, 2% de feldespatos y moscovita. Otra arenisca masiva, de color N5, con cemento calcáreo, grano fino y bien seleccionada, contiene 95% de cuarzo, 3% de líticos y 2% de feldespatos, lo que la clasifica como cuarzoarenisca.

Una tercera arenisca masiva, de color 5Y 6/4, se clasifica como litoarenita, con 50% de cuarzo, 45% de líticos y 5% de feldspatos. Entre las capas, se observa una franja de 12 cm con líticos de tamaño gránulo a guijo, materia orgánica y láminas de oxidación.

En el tope del afloramiento, se encuentra una capa compacta de 16 cm de caliza (mudstone) de color N7, con grano muy fino y bien seleccionado. Sobre esta, se halla una secuencia de litoarenita de 50 cm de espesor, intercalada con limolita fracturada y meteorizada, de color 10YR 8/2 y grano limo muy bien seleccionado.

Figura 22

Fotografía interpretada del afloramiento KPB-01

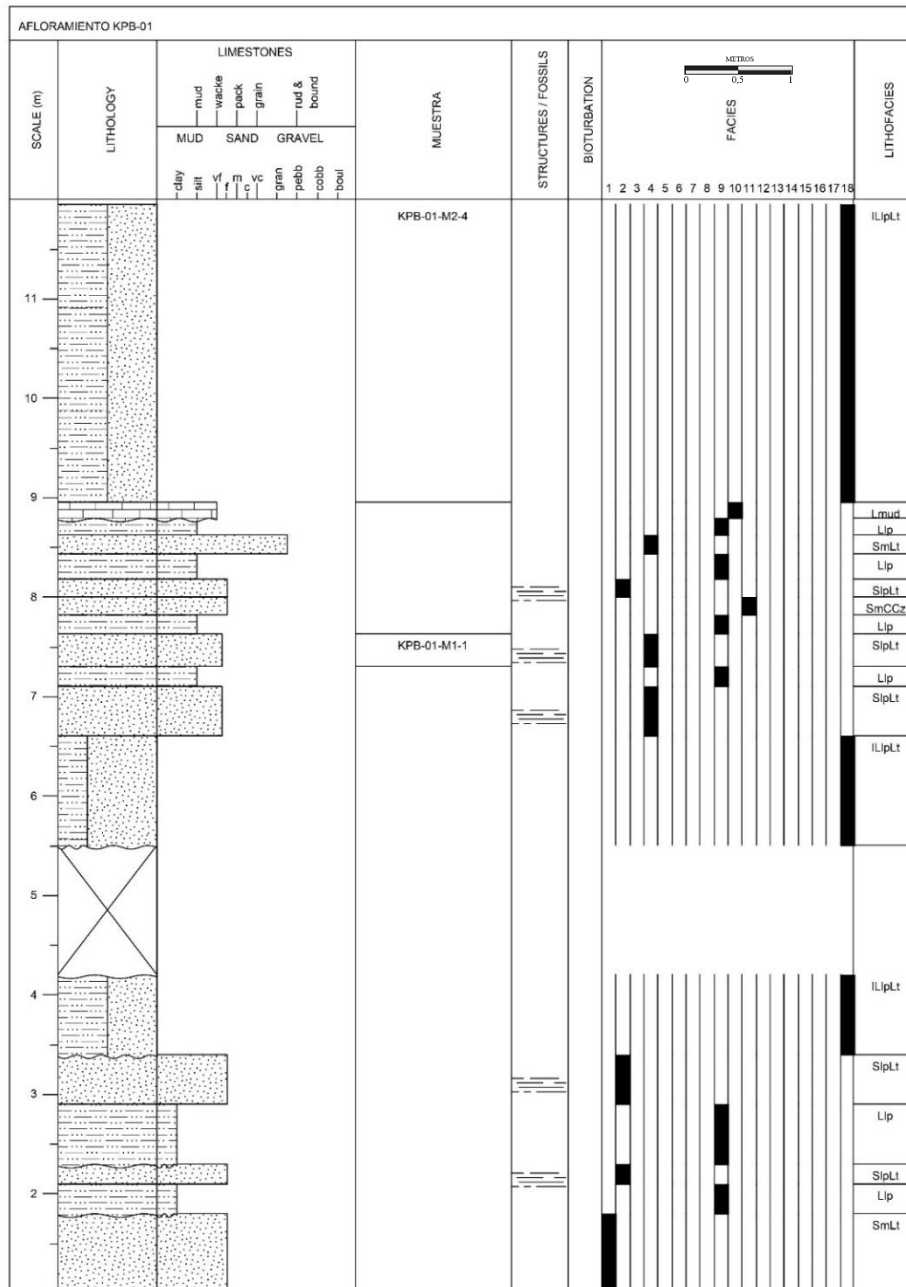


6.1.1.2 Columna del afloramiento KPB-05. Con los datos recolectados del afloramiento KPB-01, se construyó una columna estratigráfica (Figura 23) que integra de forma ilustrativa diversos aspectos sedimentológicos y litológicos.

En esta figura se presentan la litología del afloramiento, el tamaño de grano, las estructuras sedimentarias identificadas, las litofacies correspondientes, así como la presencia o ausencia de bioturbación.

Figura 23

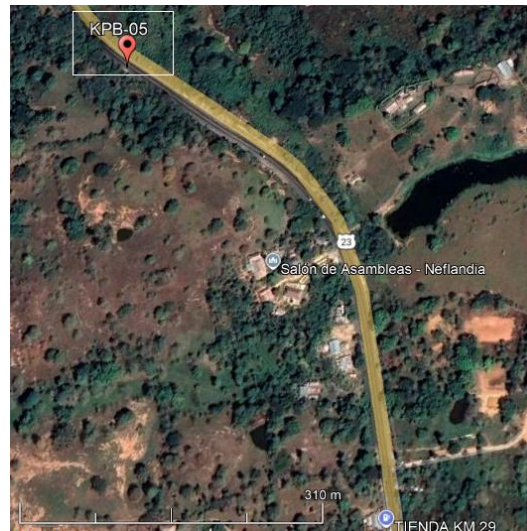
Columna del afloramiento KPB-01



6.1.2 Estación KPB-05

Figura 24

Localización de la estación KPB-05



Nota. Imagen tomada y modificada de *Google Earth Pro* (2024).

La Figura 24 muestra la ubicación precisa de la estación KPB-05, situada entre los municipios de Montería y Planeta Rica. En la Tabla 7 se resumen los datos correspondientes, incluyendo coordenadas geográficas, altitud en metros sobre el nivel del mar (msnm), información estructural y los códigos asignados a las muestras recolectadas en campo.

Tabla 7

Datos de la estación KPB-5

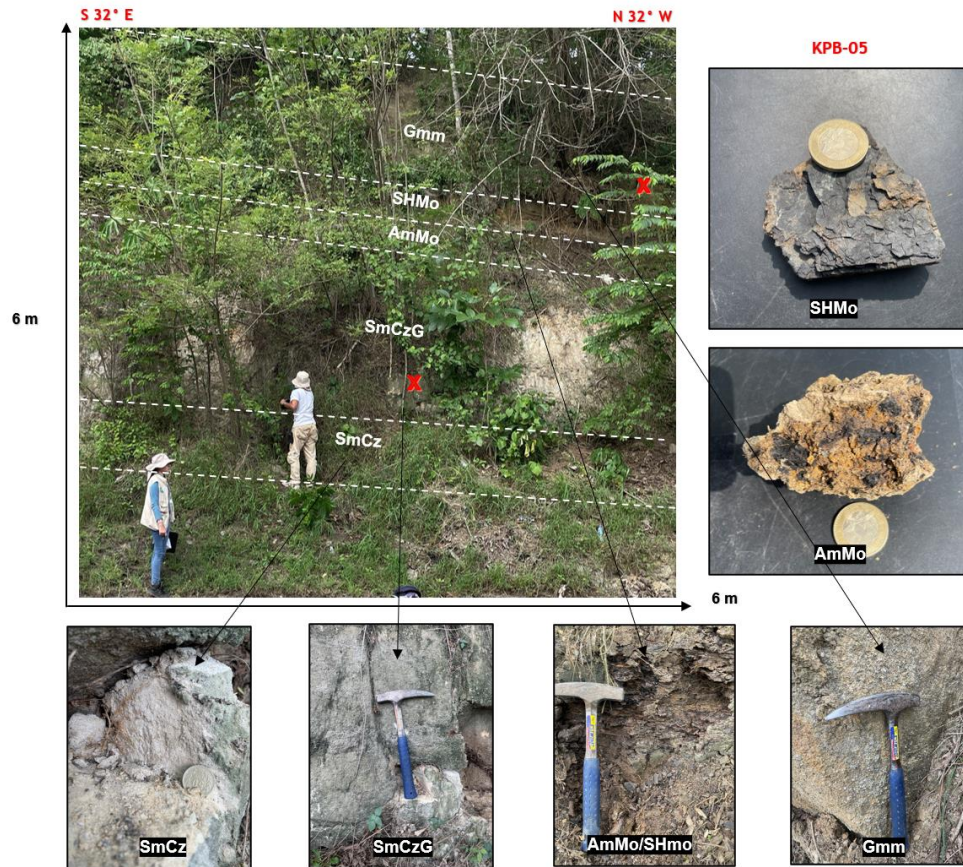
Ubicación	Vía que comunica al municipio de Montería con el municipio de Planeta Rica al costado derecho de la carretera a 400 m del salón de asambleas-Neflandia.			
Coordenadas	Altura	Dato estructural	Muestras de bloque	
8°33'54.20"N 75°42'17.20"O	96 msnm	-	KPB-05-M10-2 KPB-05-M11-5	

6.1.2.1 Descripción del afloramiento KPB-05. El afloramiento presenta una secuencia granocreciente de capas medias a gruesas con geometría tabular, alcanzando un espesor total de 5,5 metros, dominada principalmente por areniscas. En la base del afloramiento, se observa una arenisca masiva lodosa de color N8, con grano fino, redondeado a subredondeado, buena esfericidad y bien seleccionada. Composicionalmente, esta arenisca corresponde a una cuarzoarenita, con una composición de cuarzo 95%, líticos 3% y feldespato 2%.

Suprayaciendo a esta unidad, se encuentra una capa tabular de 220 cm de espesor, caracterizada por una arenisca con granocrecimiento, de color 10YR 8/2. En la base de esta capa, el tamaño de grano varía de medio a grueso, mientras que hacia el tope se torna muy grueso, alcanzando un estado ligeramente conglomerático. Los granos varían de angulares a subangulares, con baja esfericidad, moderadamente seleccionados, y presentan cemento silíceo. Composicionalmente, esta arenisca también corresponde a una cuarzoarenita, con un 95% de cuarzo, 4% de líticos y 1% de feldespato.

Más arriba en la secuencia, se encuentra una capa de 40 cm de lodo de color 10YR 6/6, con tamaño de grano arcilloso y fragmentos de materia orgánica de hasta 2 cm de longitud. Esto es seguido por una capa de 30 cm de shale fisil de color 5Y 8/4, también con un alto contenido de materia orgánica.

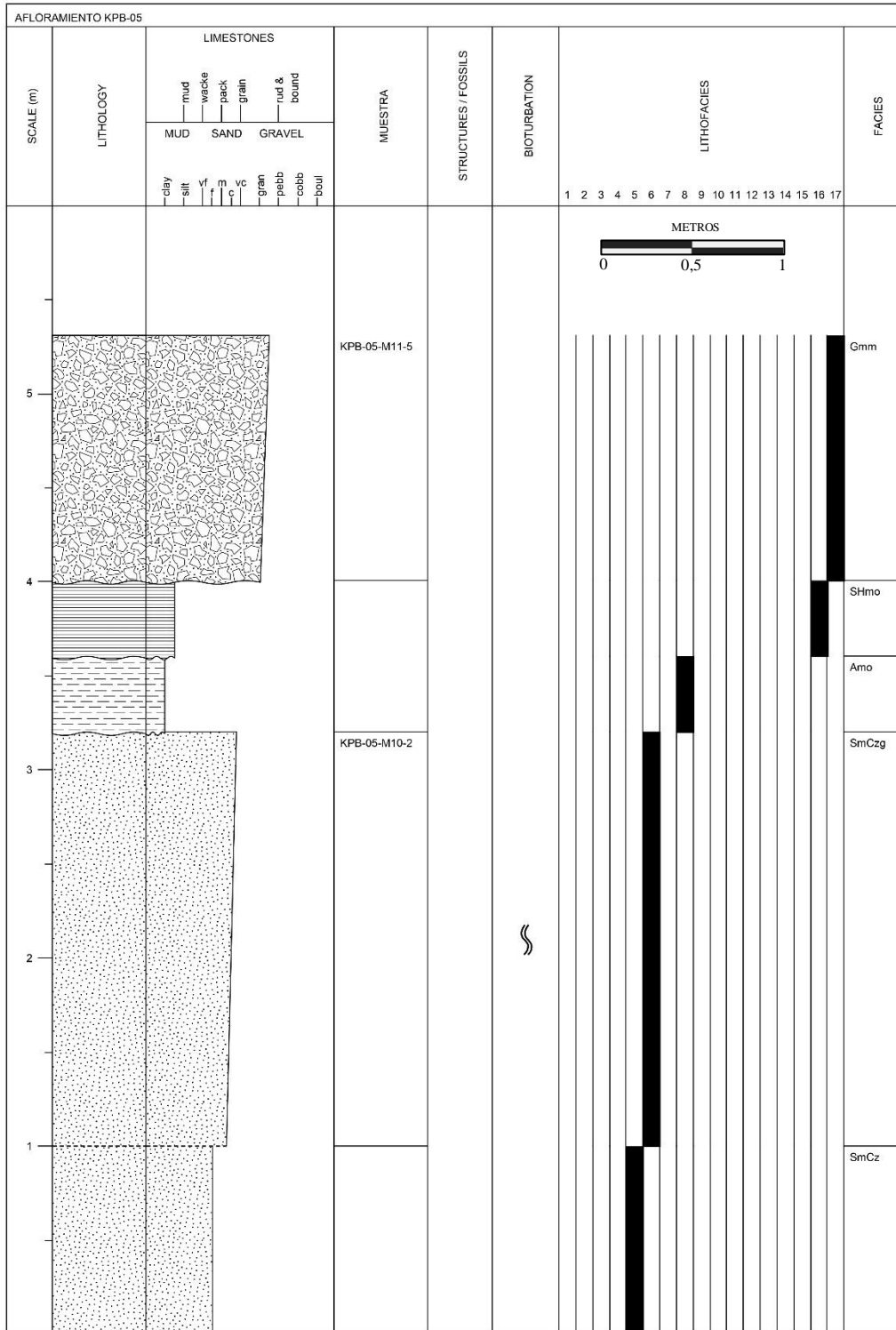
Finalmente, en el tope del afloramiento, se presenta un conglomerado polimíctico matriz-soportado de color 5Y 7/6, con granos que varían en tamaño desde gránulos hasta guijarros, con formas subangulares a angulares, baja esfericidad y mala selección, inmersos en una matriz lodosa.

Figura 25*Fotografía interpretada del afloramiento KPB-05*

6.1.2.2 Columna del afloramiento KPB-05. Del afloramiento KPB-01, se construyó una columna estratigráfica (Figura 26) que integra de forma ilustrativa diversos aspectos sedimentológicos y litológicos. En esta figura se presentan la litología del afloramiento, el tamaño de grano, las estructuras sedimentarias identificadas, las litofacies correspondientes, así como la presencia o ausencia de bioturbación.

Figura 26

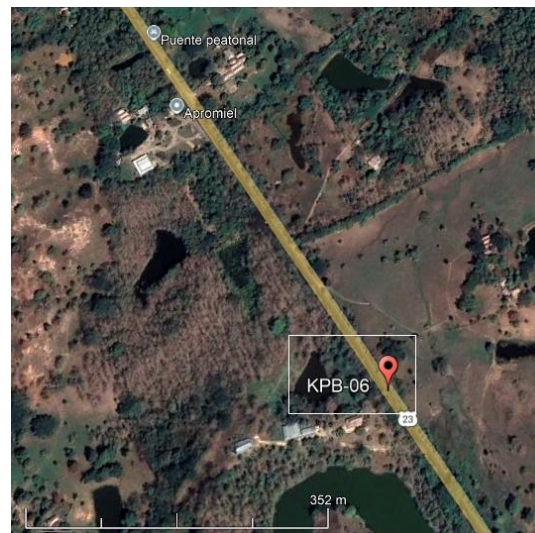
Columna del afloramiento KPB-05



6.1.3 Estación KPB-06

Figura 27

Localización de la estación KPB-06



Nota. Imagen tomada y modificada de *Google Earth Pro* (2024).

La Tabla 8 resume los datos obtenidos en la estación KPB-06, situada entre los municipios de Montería y Planeta Rica (Figura 27). En ella se proporciona información detallada sobre la ubicación, incluyendo las coordenadas geográficas, la altitud en metros sobre el nivel del mar (msnm), así como datos estructurales y los códigos asignados a las muestras recolectadas en campo.

Tabla 8

Datos de la estación KPB-06

Ubicación	Vía que comunica al municipio de montería con el municipio de planeta rica al costado izquierdo de la carretera a 500 m de apromiel.			
Coordenadas	Altura	Dato estructural	Muestras de bloque	
8°34'17.80"N 75°42'38.20"O	58 msnm	30/206	KBP-06-M12-1	

Figura 28*Fotografía interpretada del afloramiento KPB-06*

6.1.3.1 Descripción del afloramiento. El afloramiento presenta una secuencia de areniscas finas y lodos con geometría tabular y un espesor total de 3,5 metros. Se observa una arenisca calcárea con laminación plano-paralela de color N7, compuesta por granos finos, redondeados a subangulares y bien seleccionados. Composicionalmente, esta arenisca corresponde a una litoarenita con un 74% de cuarzo, 23% de líticos y 3% de feldespatos. Hacia el tope, se aprecian cristales blancos, posiblemente sulfatos (yeso), intercalados con una lodolita de color 5Y 6/4 y tamaño de grano arcilloso, que se presenta muy fracturada y meteorizada.

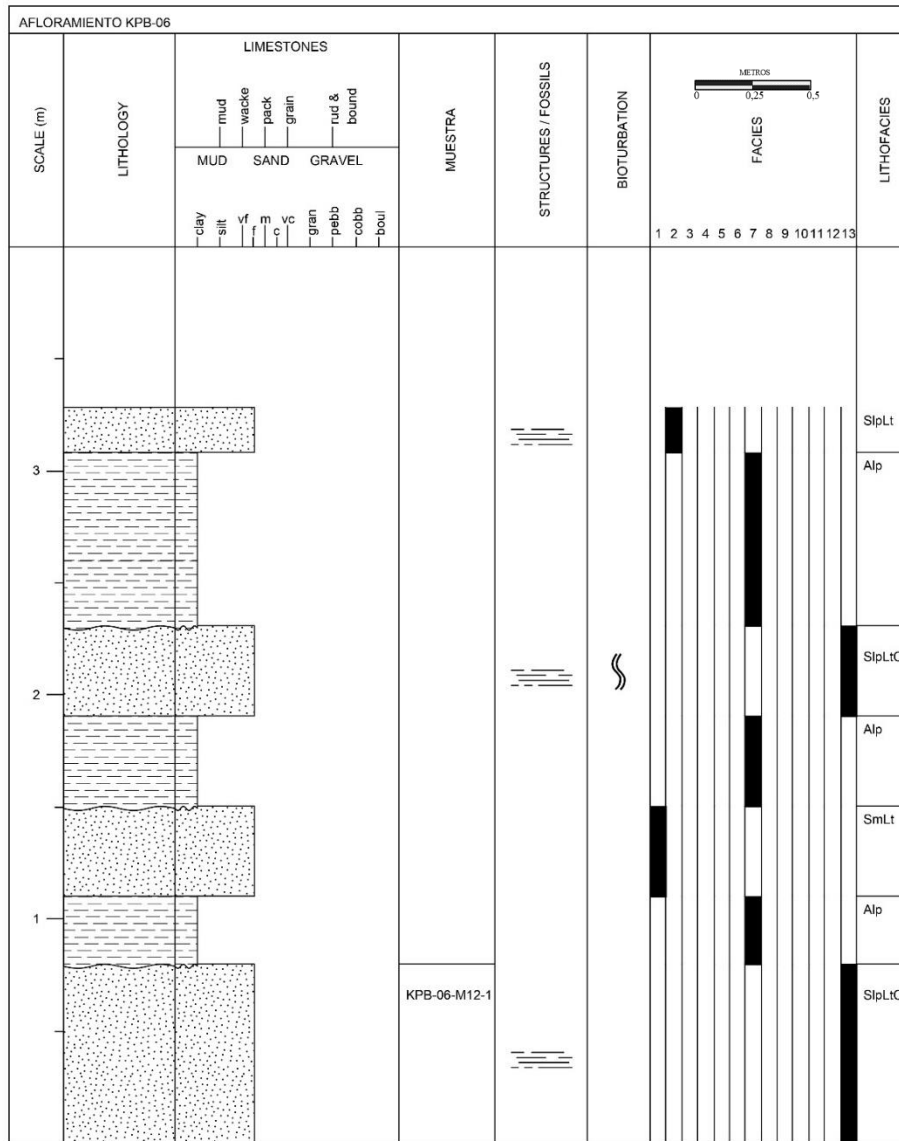
El afloramiento también incluye una arenisca masiva de color 5Y 6/4, con grano fino, subredondeado, esfericidad media y bien seleccionada. Composicionalmente, esta corresponde a una litoarenita, con un 67% de cuarzo, 28% de líticos, 5% de feldespatos y moscovita como accesorio. Además, se encuentra una arenisca con laminación plano-paralela de color 5Y 5/6, de

grano fino, subredondeado y bien seleccionado, con cemento silíceo. Su composición, con un 65% de cuarzo, 30% de líticos y 5% de feldespatos, la clasifica también como una litoarenita.

6.1.3.2 Columna del afloramiento KPB-06.

Figura 29

Columna del afloramiento KPB-06



Con los datos recolectados del afloramiento KPB-01, se construyó una columna estratigráfica (Figura 29) que integra de forma ilustrativa diversos aspectos sedimentológicos y litológicos. En esta figura se presentan la litología del afloramiento, el tamaño de grano, las estructuras sedimentarias identificadas, las litofacies correspondientes, así como la presencia o ausencia de bioturbación.

6.2 Definición de facies mediante el uso de tomografía computarizada

Tras la adquisición y procesamiento de los datos obtenidos mediante tomografía computarizada, se generaron modelos tridimensionales para cada uno de los intervalos de interés correspondientes a los núcleos estudiados y las muestras recolectadas en campo. La visualización de estos modelos se realizó en una herramienta de procesamiento de imágenes 3D, lo que permitió identificar con claridad las diferentes composiciones presentes en cada intervalo, así como la identificación de diversas texturas y estructuras sedimentarias. A continuación, se presentan algunas de las interpretaciones realizadas a partir de estas visualizaciones.

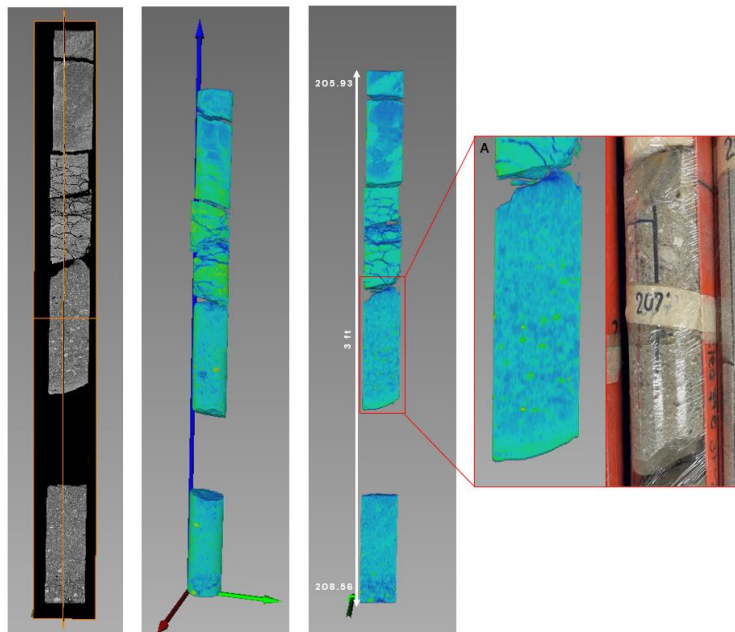
6.2.1 Visualización de los DICOM del pozo ANH-SSJ-8A

En la Figura 30, que abarca el intervalo entre las profundidades 205.96 y 208.56 pies, se observa una arena de grano grueso con un componente calcáreo, definido por el color azul, lo que se sustenta con las descripciones realizadas durante la descripción de los núcleos.

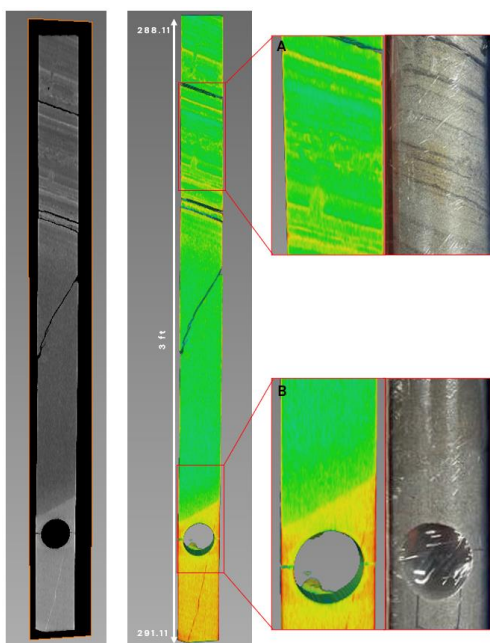
Por otro lado, en la Figura 31, se evidencian tres variaciones litológicas entre las profundidades de 291.11 y 288.11 pies. En la sección A, se identifica una arena de grano fino a medio, diferenciada por el color amarillo, con una laminación plano-paralela de calcáreos resaltada en rojo. En la sección B, se observa una arena masiva de grano fino a medio, también en color amarillo. Finalmente, en la sección C, el componente calcáreo, representado en color rojo, corresponde a una arenisca calcárea de grano medio.

Figura 30

Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 205.96 y 208.56 ft

**Figura 31**

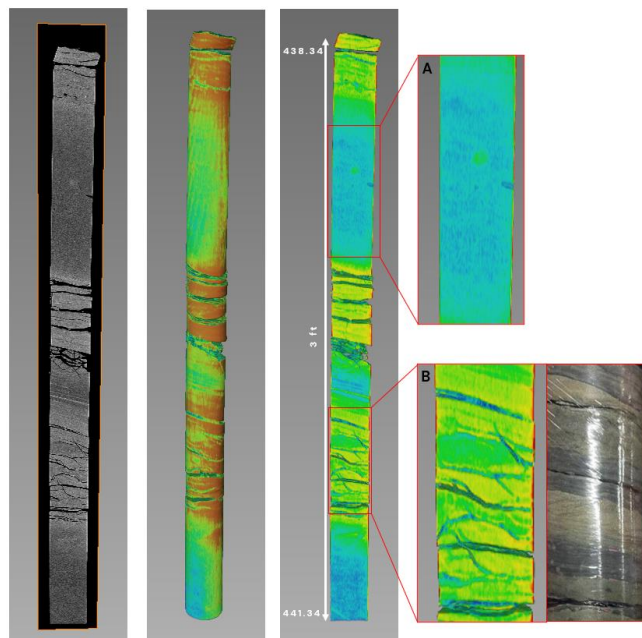
Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 291.11 y 288.11 ft



De manera similar, en las profundidades comprendidas entre 438.34 y 441.31 pies (Figura 32), se distinguen claramente dos litologías. En la sección A, una laminación plano-paralela representada por los colores amarillo y verde, producto de la interacción entre el amarillo y azul presentes en este intervalo, sugiere la interpretación de una heterolita. En la sección B, se distingue una arena masiva de grano grueso, identificada por el color azul.

Figura 32

Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 438.34 y 441.31 ft

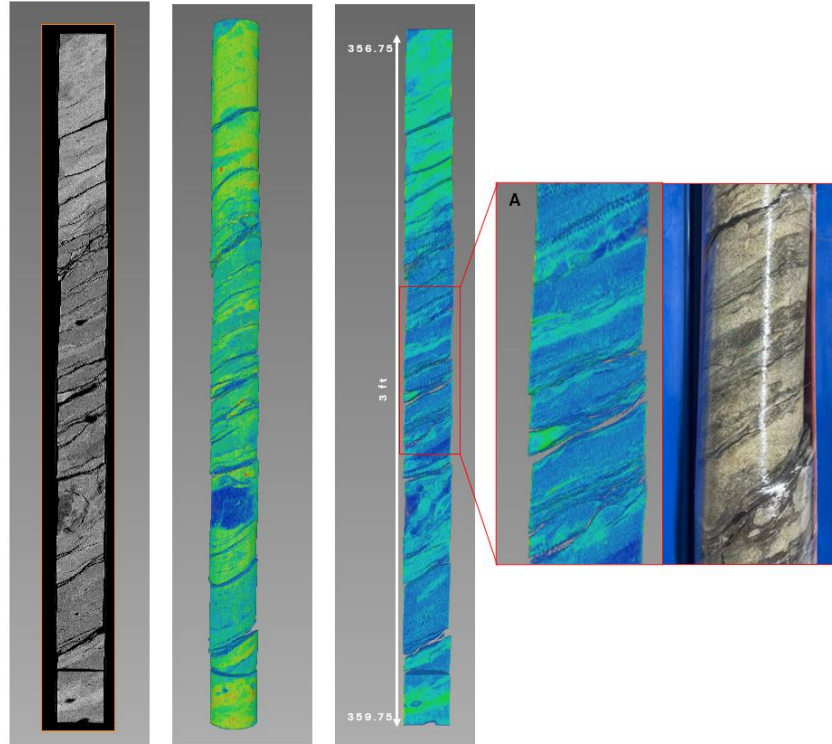


6.2.2 Visualización de los DICOM del pozo ANH-SSJ-10

En la profundidad comprendida entre 356.75 y 359.75 pies (Figura 33), se observa una arenisca de grano fino a medio, representada en color azul. La visualización tridimensional revela la presencia de laminación plano-paralela, compuesta por materia orgánica, según la descripción previa de los núcleos, y representada en color amarillo. La combinación de estos colores genera pequeños detalles con un tono verdoso. Además, se distingue claramente la bioturbación en este intervalo.

Figura 33

Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 356.75 y 359.79 ft

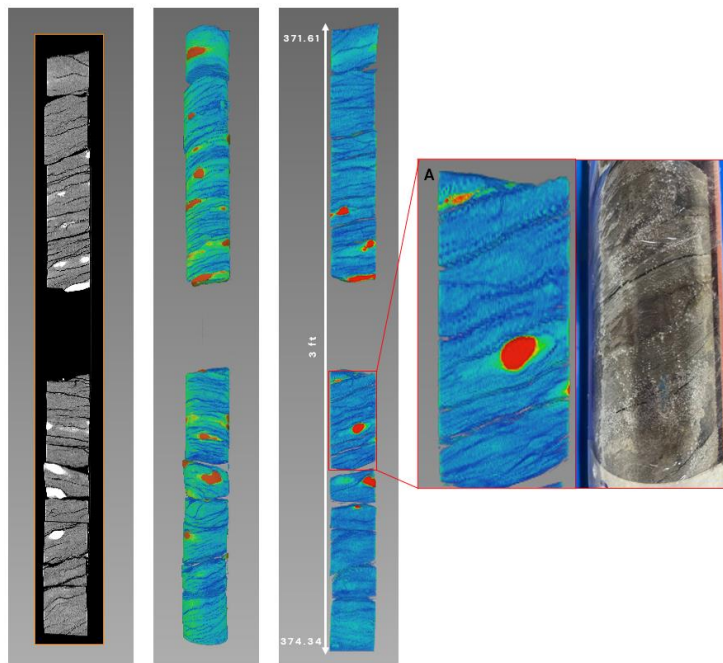


Continuando con la Figura 34, entre las profundidades de 371.61 y 374.34 pies, se identifica una heterolita de grano fino, representada por tonalidades de azul y amarillo, destacándose en este intervalo la presencia de nódulos de hierro, fácilmente identificables en color rojo.

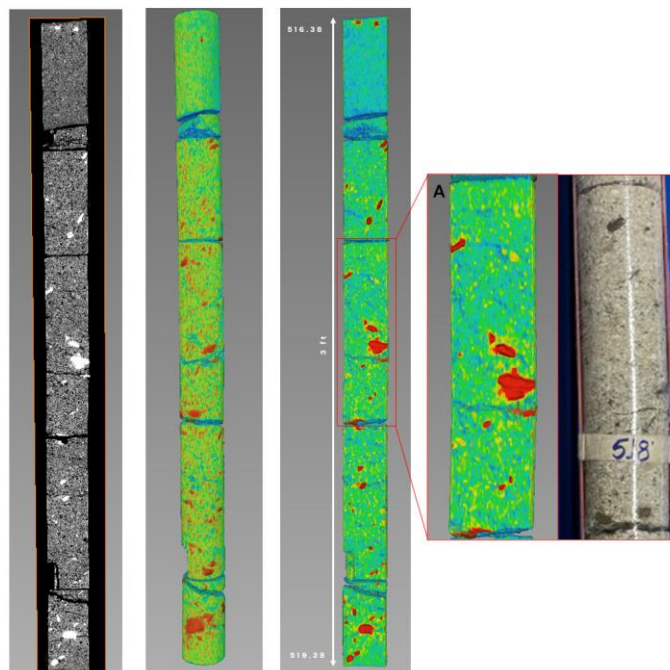
Finalmente, en las profundidades comprendidas entre 516.30 y 519.38 pies (Figura 35), se distingue una arena de grano medio a conglomerático, representada en color azul, con granos resaltados en amarillo. Además, se identifican granos característicos en rojo, que, al compararlos con las descripciones del núcleo, corresponden a nódulos de hierro.

Figura 34

Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 371.61 y 374.34 ft

**Figura 35**

Visualización de los DICOM para las profundidades comprendidas entre 516.30 y 519.38 ft



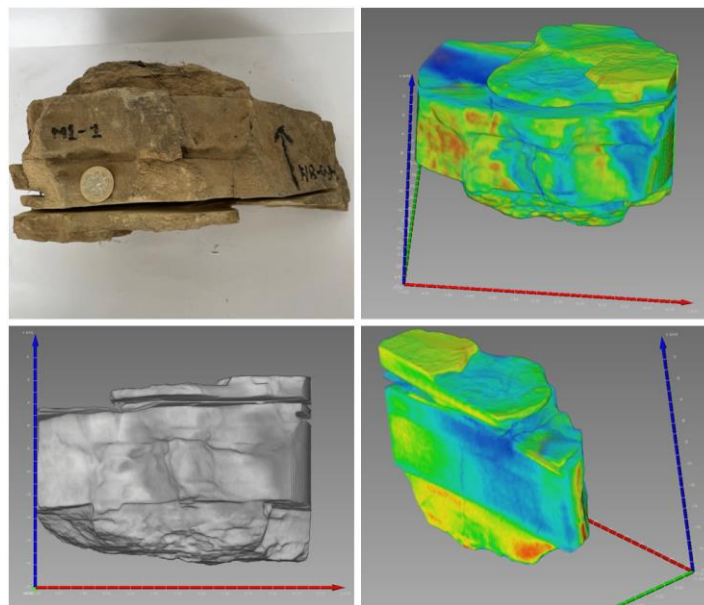
6.2.3 Visualización de los DICOM de las muestras de bloque

Todas las muestras de bloque recolectadas en campo fueron escaneadas y posteriormente visualizadas. A continuación, se presentan tres de las trece muestras de bloque extraídas.

En la Figura 36, correspondiente a la muestra M1-1 del afloramiento KPB-01, se observa de manera clara la presencia de dos composiciones diferentes. Comparando con las descripciones previas de la muestra, se infiere que el color azul corresponde a una arena con mayor componente silíceo, mientras que el color amarillo representa un cemento calcáreo.

Figura 36

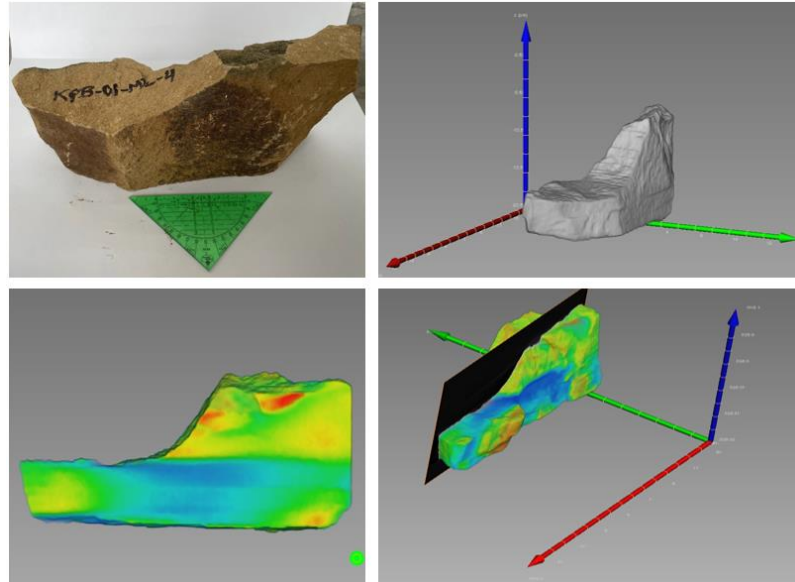
Visualización de los DICOM de la muestra KPB-01-M1-1



De manera similar, en la Figura 37, que ilustra la muestra M2-4, se evidencian también dos composiciones distintas, con el color azul representando la arena silíceo y el color amarillo indicando la presencia de una mayor proporción de material calcáreo. No se observan diferencias significativas en el tamaño de grano, por lo que ambas muestras se clasifican como de grano fino.

Figura 37

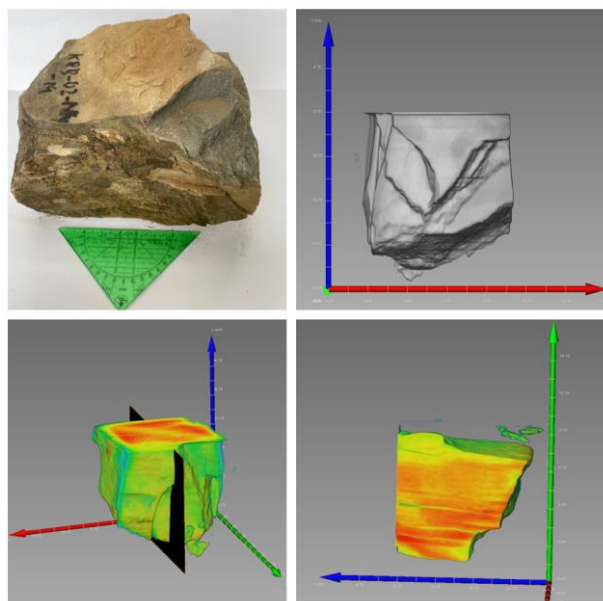
Visualización de los DICOM de la muestra KPB-01-M2-4



A diferencia de las muestras anteriores, que presentan una estructura masiva, en la Figura 38 se observa una laminación plano-paralela, la cual se distingue ligeramente por un color rojizo.

Figura 38

Visualización de los DICOM muestra KPB-02-M4-19



6.3 Determinación de facies

Para la definición de las facies se tuvo en cuenta la composición, la textura y las estructuras sedimentarias presentes en las rocas. Como parte del proceso, se estableció una clasificación general que divide las facies en siete tipos: facies arenosas, facies areno-calcareas, facies conglomeráticas, facies heterolíticas, facies lodosas, facies limosas y facies tipo shale.

6.3.1 Definición de facies de campo

Durante el trabajo de campo, se observaron variaciones significativas en las rocas de la zona de estudio. Para la interpretación y definición de las facies, se consideraron aspectos clave como la composición, textura y estructuras sedimentarias de las unidades rocosas. A partir de este análisis detallado, se lograron identificar 17 facies distintas (Tabla 9), que abarcan una amplia gama de litologías, desde facies arenosas hasta facies de shale.

Tabla 9

Litofacies de campo

Facies Arenosas		
Facies	Nombre	Estructuras sedimentarias
<i>SmLt</i>	Litoarenita de grano de fino a medio.	Masiva
<i>SmCz</i>	Cuarzoarenisca de grano fino.	Masiva, presencia de materia orgánica
<i>SmLtnc</i>	Litoarenita de grano fino a medio.	Masiva, nódulos y concreciones.
<i>SmCzG</i>	Cuarzoarenita de grano medio a grueso con granocreciente.	Masiva, granocreciente
<i>SlpSb</i>	Sublitoarenita de tamaño de grano fino a muy fino.	Laminación plano paralela
<i>SlpLt</i>	Litoarenita de grano fino a medio.	Laminación plano paralela
Facies Areno - Calcáreas		
<i>SmCzC</i>	Cuarzoarenisca calcárea de grano fino.	Masiva
<i>SmLtC</i>	Litoarenita calcárea de grano muy fino y fino.	Masiva
<i>SmLtCnc</i>	Litoarenita calcárea de grano fino.	Masiva, nódulos y concreciones
<i>SlpLtC</i>	Litoarenita calcárea de grano muy fino y fino.	Laminación plano paralela
Facies Conglomeráticas		

Gmm	Conglomerado matrizsoportado poligmítico de tamaño de grano de gránulos a guijarros.	
Facies Calcáreas		
Lmud	Caliza tipo mudstone de grano muy fino.	Masivo
Facies Lodosas		
Alp	Lodolita de tamaño de grano arcilla.	Laminación plano paralela
AmMo	Lodolita de tamaño de grano arcilla.	Masiva, fragmentos de materia orgánica
Facies Limosas		
Llp	Limolita de tamaño de grano limo.	Laminación plano paralela
Facies Shale		
SH	Shale de tamaño de grano limo-arcilla.	
SHMo	Shale fisil de tamaño de grano arcilla-limo.	Materia orgánica

6.3.1.1 Facies arenosas.

- SmLt: Litoarenita masiva de tamaño de grano que varía de fino a medio, subredondeados a subangulares, baja esfericidad, bien seleccionado y con cemento silíceo.
- SmCz: Cuarzoarenisca masiva de tamaño de grano fino, redondeados a subredondeados, bien seleccionada con esfericidad alta y cemento silíceo. Ocasionalmente presenta trazas de materia orgánica.
- SmLtn: Litoarenita masiva de tamaño de grano fino a medio, subangular a subredondeada, de moderada a bien seleccionada con esfericidades altas y cemento silíceo. Presencia de nódulos y concreciones areno-calcáreas de hasta 8 cm de diámetro.
- SmCzG: Cuarzoarenita masiva de tamaño de grano medio a grueso con granocrecimiento a arenisca muy gruesa a ligeramente conglomerática (priman los gránulos sobre los guijos). Forma de los granos redondeados a subredondeados y moderadamente seleccionados.
- SlpSb: Sublitoarenita de tamaño de grano fino a muy fino, subredondeados a subangulares, moderadamente a bien seleccionados y con cemento silíceo.

- SlpLt: Sublitoarenita con laminación plana paralela de lodo, tamaño de grano fino a medio, subredondeados a subangulares, moderada esfericidad, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo.

6.3.1.2 Facies areno-calcareas.

- SmCzC: Cuarzoarenisca masiva de tamaño de grano fino, subangular a subefericos, bien seleccionados y con cemento calcáreo.
- SmLtC: Litoarenita masiva de tamaño de grano muy fino y fino, subredondeados a subangulares, moderada esfericidad, bien seleccionados y con cemento calcáreo.
- SmLtCnc: Litoarenita masiva de tamaño de grano fino, redondeado a subangular, bien seleccionada con esfericidad moderada y cemento calcáreo. Contiene nódulos y concreciones areno-calcareas de hasta 80 cm de diámetro y rara vez presenta venas de carbonatos de 2 cm y fracturas rellenas.
- SlpLtC: Litoarenita con laminación plano paralela de tamaño de grano muy fino y fino, subredondeados a redondeados, bien seleccionados y con cemento calcáreo.

6.3.1.3 Facies conglomeráticas.

- Gmm: Conglomerado matrizsoportado poligmítico de tamaño de grano de gránulos a guijarros, angulares a subangulares, baja esfericidad y mala selección dentro en una matriz lodosa.

6.3.1.4 Facies calcáreas.

- Lmud: Caliza tipo mudstone de tamaño de grano muy fino, granos redondeados y muy bien seleccionados.

6.3.1.5 Facies lodosas.

- Alp: Lodolita con laminación plano paralela de tamaño arcilla muy fracturada y con alto grado de meteorización.
- AmMo: Lodolita masiva de tamaño de grano arcilla y fragmentos de materia orgánica de hasta 2.5 cm de longitud.

6.3.1.6 Facies limosas.

- Llp: Limolita con laminación plano paralela de tamaño de grano limo, subredondeados a subesféricos y muy bien seleccionada. Presenta fracturas paralelas a la estratificación. Muy meteorizada.

6.3.1.7 Facies shale.

- SH: Shale de tamaño de grano limo-arcilla, muy fisil y con alto grado de meteorización.
- SHMO: Shale fisil de tamaño de grano arcilla-limo que presenta alto contenido de materia orgánica.

6.3.2 Definición de facies Pozo ANH-SSJ-8A

En el pozo ANH-SSJ-8A, se identificaron variaciones importantes en los intervalos de interés descritos. Para la interpretación y definición de las facies, se tuvo en cuenta la composición, textura y las estructuras sedimentarias presentes. Este análisis detallado permitió la identificación de 9 facies distintas (Tabla 10), que abarcan una diversidad de litologías, desde facies arenosas hasta facies de lodosas.

Tabla 10*Litofacies del pozo ANH-SSJ-8A*

Facies Arenosas		
Facies	Nombre	Estructuras sedimentarias
	Litoarenita de grano de fino a medio.	Masiva
<i>SmLt</i>	Litoarenita de grano de grueso a ligeramente conglomerático.	Masiva, presencia de materia orgánica
<i>SlpLt</i>	Litoarenita de grano medio.	Laminación plano paralela
Facies Areno - Calcáreas		
<i>SmLtC</i>	Litoarenita calcárea de grano fino a medio.	Masiva
	Litoarenita calcárea de grano grueso	Masiva
<i>SlpCLt</i>	Litoarenita de grano medio, la laminación es calcárea.	Laminación plano paralela
Facies Heterolíticas		
<i>Hmb</i>	Heterolita de tamaño de grano fino.	Masiva, bioturbación
<i>Hlpb</i>	Heterolita de tamaño de grano fino.	Laminación plano paralela
Facies Lodosas		
<i>Alp</i>	Lodolita de tamaño de grano arcilla.	Laminación plano paralela
<i>Am</i>	Lodolita de tamaño de grano arcilla.	Masiva

6.3.2.1 Facies arenosas.

- *SmLt*: Litoarenita masiva de tamaño de grano fino a medio, subredondeados, bien seleccionados y con cemento silíceo. Presenta algunos líticos calcáreos.

Litoarenita masiva de tamaño de grano con tamaño de grano grueso. Partículas subredondeadas y moderadamente seleccionado.

- *SlpLt*: Litoarenita con laminación plano paralela de lodo, tamaño de grano medio, subredondeados y moderadamente seleccionados.

6.3.2.2 Facies areno-calcáreas.

- *SmLtC*: Litoarenita masiva calcárea de tamaño de grano fino a medio, subredondeados, bien seleccionados y con cemento calcáreo.

- SlpLtC: Litoarenita calcárea con laminación plano paralela de lodo, tamaño de grano medio, subredondeados, bien seleccionados y con cemento calcáreo.
- SlpCLt: Litoarenita con laminación plano paralela de calcáreos, tamaño de grano medio, subredondeados y bien seleccionados. El cemento es silíceo y la laminación calcárea.

6.3.2.3 Facies heterolíticas.

- Hmb: Heterolita masiva, la arena presenta un tamaño de grano fino, subredondeados y bien seleccionados. Presenta bioturbación.
- Hlab: Heterolita con laminación en artesa, la arena presenta granos de tamaño fino subredondeados. Presenta bioturbación. Se fractura en los planos de laminación y las fracturas pueden estar rellenas de sulfatos y sulfuros.

6.2.2.4 Facies lodosas.

- Am: Lodolita masiva de tamaño de grano arcilla, se encuentra muy fracturada.

6.3.3 Definición de facies Pozo ANH-SJJ-10

En el pozo ANH-SSJ-10, se identificaron variaciones importantes en los intervalos de interés descritos. Para la interpretación y definición de las facies, se tuvo en cuenta la composición, textura y las estructuras sedimentarias presentes. Este análisis detallado permitió la identificación de 10 facies distintas (Tabla 11), que abarcan una diversidad de litologías, desde facies arenosas hasta facies de limosas.

Tabla 11

Litofacies del pozo ANH-SSJ-10

Facies Arenosas		
Facies	Nombre	Estructuras sedimentarias
<i>SmLt</i>	Litoarenita lodosa de grano de fino a medio.	Masiva, materia orgánica
<i>SmSb</i>	Subitoarenita de grano fino a medio.	Masiva, trazas de materia orgánica

<i>SmSbG</i>	Subitoarenita de grano medio a conglomerático.	Masiva, materia orgánica
<i>SlpSb</i>	Sublitoarenita de grano fino a medio.	Laminación plano paralela, materia orgánica
<i>SlpLtb</i>	Litoarenita de grano fino a medio.	Laminación plano paralela, materia orgánica, bioturbación
Facies Areno - Calcáreas		
<i>SmLtCk</i>	Litoarenita calcárea de grano medio a ligeramente conglomerático.	Masiva, trazas de materia orgánica, cantos
Facies Heterolíticas		
<i>HlpCb</i>	Heterolita calcárea de tamaño de grano fino.	Laminación plano paralela, nódulos de hierro, bioturbación
<i>Hlpb</i>	Heterolita de tamaño de grano fino.	Laminación plano paralela, trazas de materia orgánica, nódulos, bioturbación
<i>HlpC</i>	Heterolita calcárea de tamaño de grano fino.	Laminación plano paralela, fragmentos de conchas.
Facies Lodosas		
<i>AmC</i>	Lodolita calcárea de tamaño de grano arcilla.	Masiva, materia orgánica
Facies Limosas		
<i>LlpC</i>	Limolita calcárea de tamaño de grano limo.	Laminación plano paralela.

6.3.3.1 Facies arenosas.

- SmLt: Litoarenita lodosa masiva de tamaño de grano fino a muy fino, subredondeados, bien seleccionados y con cemento silíceo. Presenta materia orgánica. El lodo presente tiene un leve componente calcáreo.
- SmSb: Sublitoarenita masiva de tamaño de grano fino a medio, subangulares a subredondeados, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo. Presenta trazas de materia orgánica y esporádicamente algunos sulfuros.
- SmSbG: Sublitoarenita masiva de tamaño de grano medio a conglomerático, granos subangulares de hasta 1cm de materia orgánica, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo.

- SlpSb: Sublitoarenita con laminación plano paralela de materia orgánica, tamaño de grano medio a grueso con algunos granos ligeramente conglomeráticos. Granos subangulares, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo. Presencia leve de sulfuros.
- SlpLtb: Litoarenita con laminación plano paralela de materia orgánica, tamaño de grano fino a medio, subredondeados a subangulares, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo. Presenta bioturbación.

6.3.3.2 Facies areno-calcáreas.

- SmLtCk: Litoarenita masiva calcárea de tamaño de grano medio a ligeramente conglomerática (cantos de lodolita) con cemento calcáreo y trazas mínimas de materia orgánica.

6.3.3.3 Facies heterolíticas.

- HlpCb: Heterolita calcárea con laminación plana paralela discontinua, la arena presenta granos finos y subredondeados. Bioturbación, nódulos de hierro y niveles de sulfatos.
- Hlpb: Heterolita con niveles de lodo discontinuos paralelos, la arena presenta granos finos de subredondeados a subalgunares. Bioturbación, trazas de materia orgánica, sulfatos y nódulos ocasionales de sulfuros.
- HlpC: Heterolita con laminación plano paralela, la arena presenta granos finos, subredondeados y bien seleccionados. Fragmentos de conchas.

6.3.3.4 Facies lodosas.

- AmC: Lodolita masiva calcárea de tamaño de grano arcilla bien seleccionada. Presencia esporádica de materia orgánica.

6.3.3.5 Facies limosas.

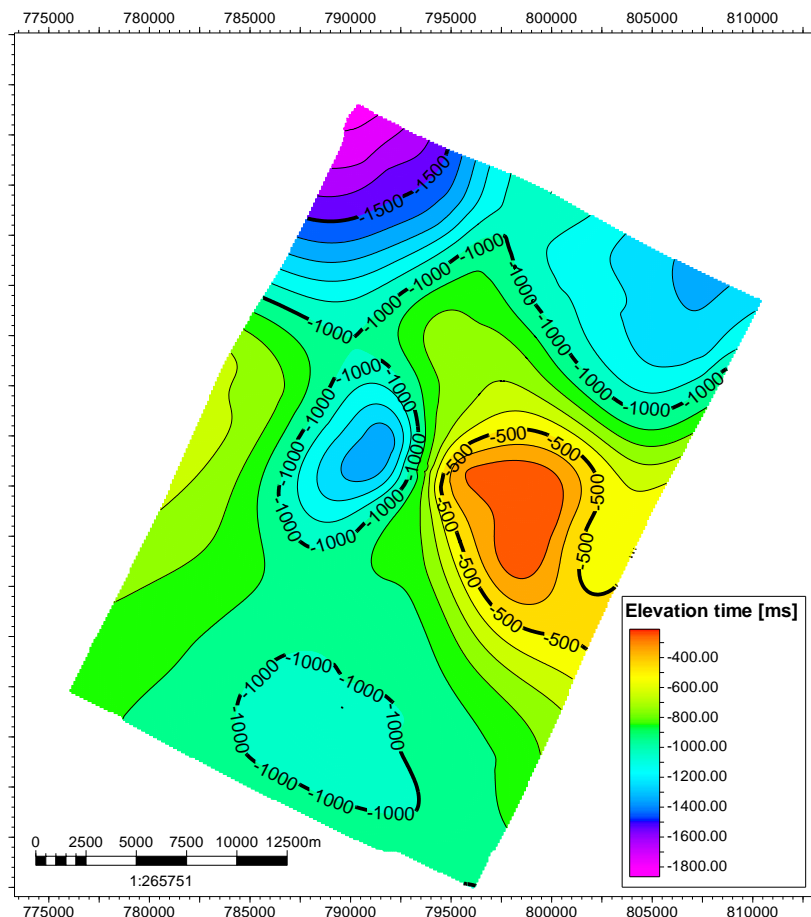
- LlpC: Limolita calcárea con laminación plano paralela, presenta tamaño de grano limo.

6.4 Modelo de facies de la formación San Cayetano

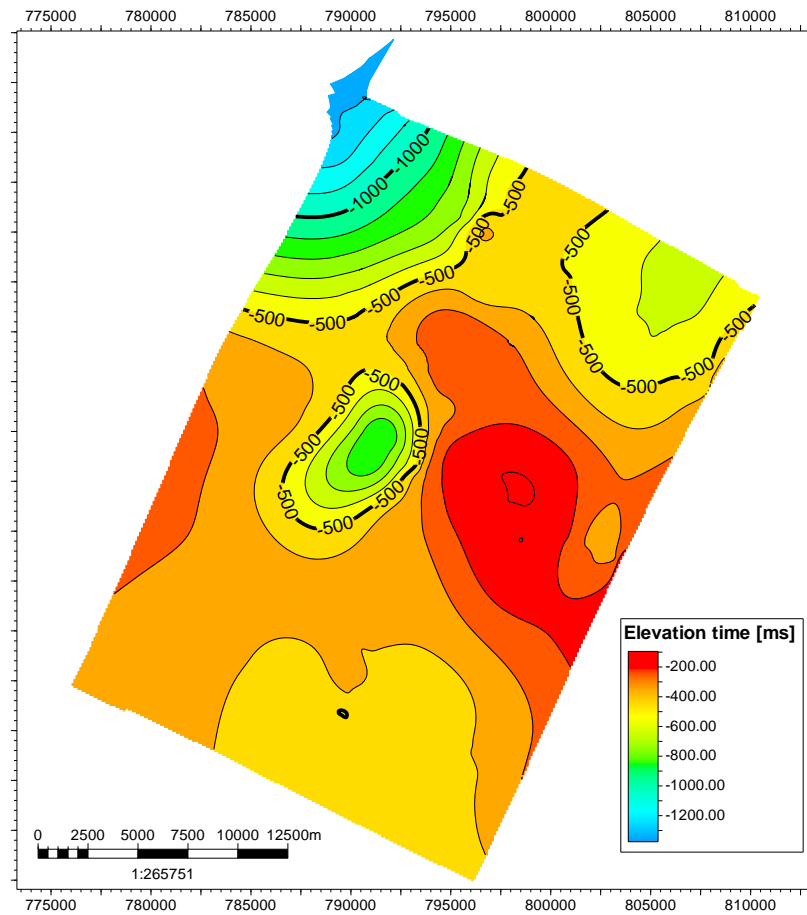
6.4.1 Modelo estructural

Figura 39

Mapa estructural 2D de la base del intervalo de interés modelado



Como primer resultado, se obtuvo el mapa estructural del intervalo de interés de la Formación San Cayetano, basado en interpretaciones previas de las líneas sísmicas dentro del polígono delimitado. A continuación, se presentan los mapas estructurales en 2D de la base y el tope del intervalo de interés de dicha formación. En la Figura 39 se observa el mapa estructural de la base, mientras que en la Figura 40 se presenta el mapa estructural del tope de la misma formación

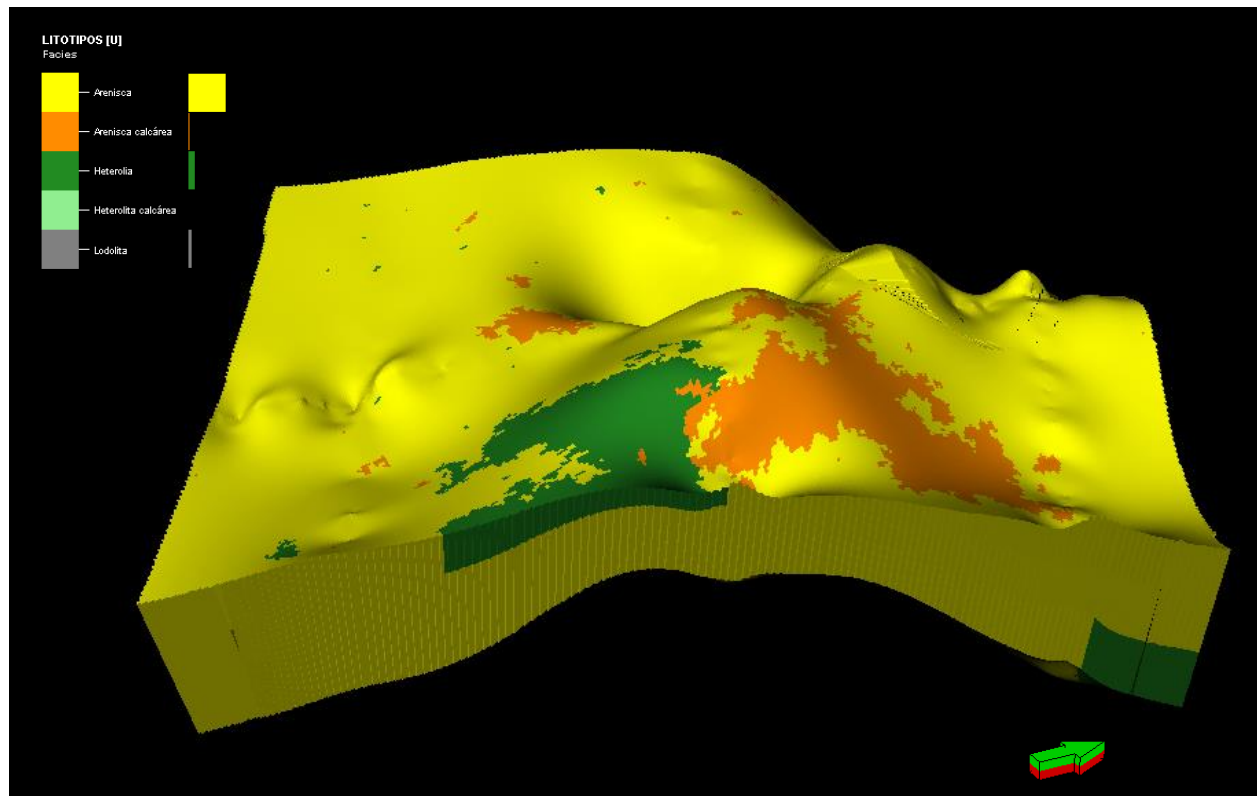
Figura 40*Mapa estructural 2D del tope del intervalo de interés modelado*

6.4.2 Modelo de facies

El análisis de facies de los pozos ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10 permitió realizar una predicción del comportamiento facial en el intervalo de interés. En la Figura 41 se muestra un modelo 3D del mapa de facies en el tope de la formación de interés. En este modelo, los colores representan diferentes litologías: el amarillo corresponde a las arenas, el naranja a las arenas calcáreas, el verde oscuro a las heterolitas, el verde claro a las heterolitas calcáreas y el gris a los lodos presentes.

Figura 41

Modelo 3D: Distribución de facies de la Formación San Cayetano en el Intervalo de Interés

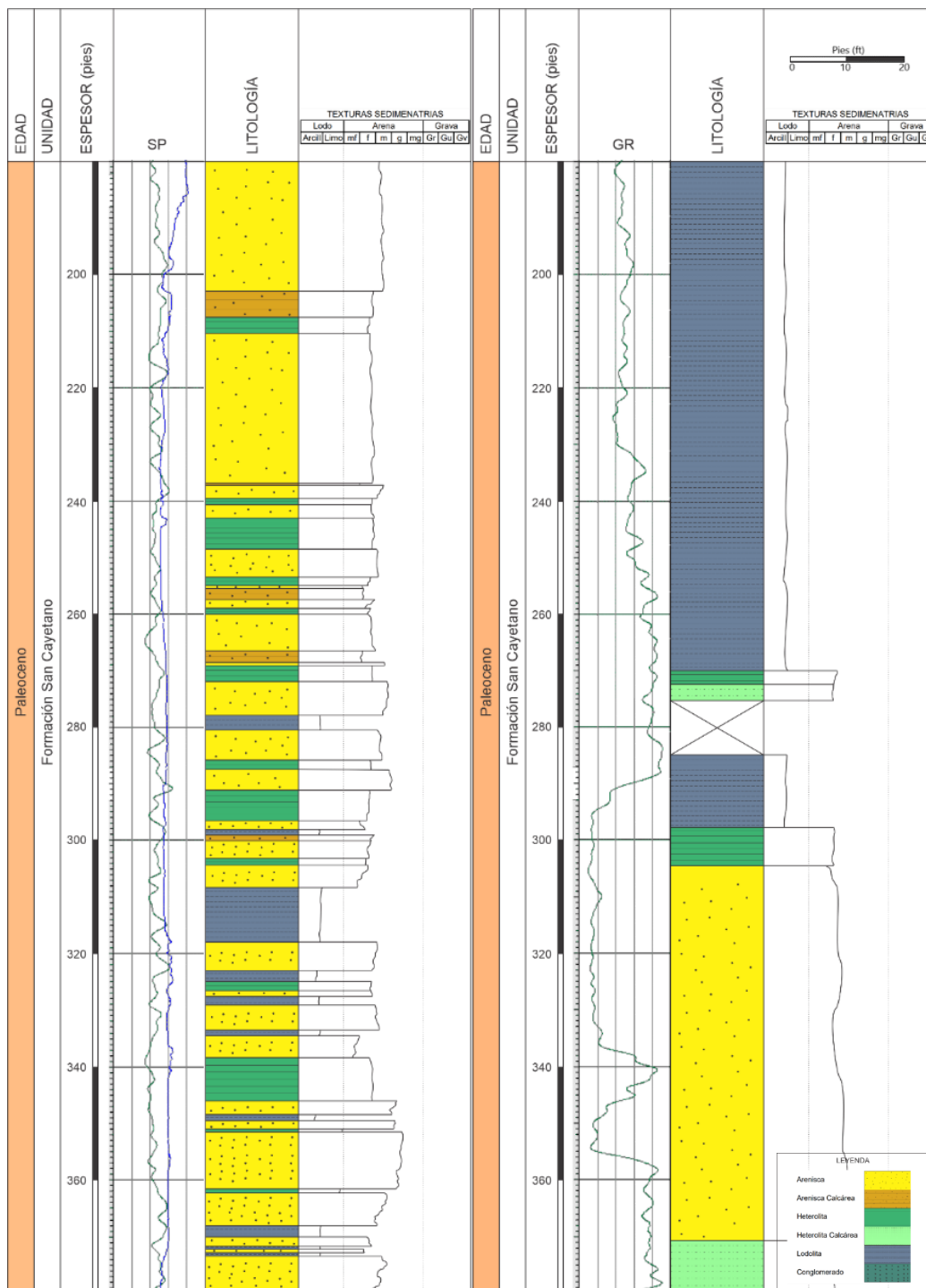


6.5 Columnas litológicas de los pozos de estudio del intervalo modelado

Se generaron dos columnas litológicas, mostradas en la Figura 42, donde se observa en la sección A la columna del intervalo modelado del pozo ANH-SSJ-8A, que abarca desde 180 ft hasta 380 ft, y en la sección B, el intervalo modelado del pozo ANH-SSJ-10, que va de 410 ft a 580 ft. Para las litologías representadas en las columnas, se utilizó como base los litotipos definidos, los cuales se cargaron en el software de modelado 3D correspondiente a las facies determinadas en la descripción de los núcleos.

Figura 42

Columnas Litológicas de los Intervalos de 180 a 380 pies del Pozo ANH-SSJ-8A y de 410 a 580 pies del Pozo ANH-SSJ-10



7. Discusión

7.1 Interpretación del ambiente depositacional de la formación San Cayetano

Los resultados de esta investigación se enfocan en la caracterización de la Formación San Cayetano, basada en la interpretación de las facies y ambientes depositacionales obtenidos a partir de campo y del análisis de dos pozos clave, el ANH-SSJ-8A y el ANH-SSJ-10. La campaña de campo se llevó a cabo siguiendo la misma ruta propuesta por el Servicio Geológico Colombiano en 2018, en el corredor Montería-Planeta Rica. A partir de las observaciones recolectadas y los estudios previos, incluyendo los análisis de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad de Caldas (2009), junto con investigaciones más recientes como las de Salazar-Ortiz et al. (2020), se concluyó que la Formación San Cayetano se desarrolla en ambientes transicionales a marinos someros, relacionados con sistemas deltaicos.

El análisis facial realizado a partir de la campaña de campo muestra la presencia de areniscas con laminación plana paralela, lo que indica depósitos influenciados por el oleaje. Las capas de areniscas gruesas a muy gruesas con diferentes espesores, intercaladas con niveles de lodo, reflejan un entorno sedimentario transicional, característico de un subambiente de barras de desembocadura en un frente deltaico.

En los pozos dos pozos de estudio se presenta una mayor proporción de facies finas, lo que sugiere una ubicación más distal en el sistema deltaico y se resalta que los intervalos de las arenas se encuentran en profundidades relativamente someras.

El pozo ANH-SSJ-8A presenta capas gruesas de arena y heterolitas de espesor medio, sugiriendo facies que corresponden a la transición entre el prodelta y el frente deltaico. Las

areniscas, en algunos casos calcáreas y ligeramente conglomeráticas, presentan esporádicamente laminación plana paralela.

En contraste, el pozo ANH-SSJ-10 presenta mayor abundancia de materia orgánica, visible en forma de trazas y en la laminación de algunas rocas, con bioturbación ocasional. Estas facies sugieren un entorno de frente deltaico, con eventos puntuales de flujos hiperpicnóticos, que indican desestabilizaciones del frente deltaico, diferenciados por la presencia de arenas conglomeráticas. A partir de los 600 pies, el pozo contiene únicamente heterolitas dominadas por la fracción fina y lodos, correspondientes a un subambiente de prodelta.

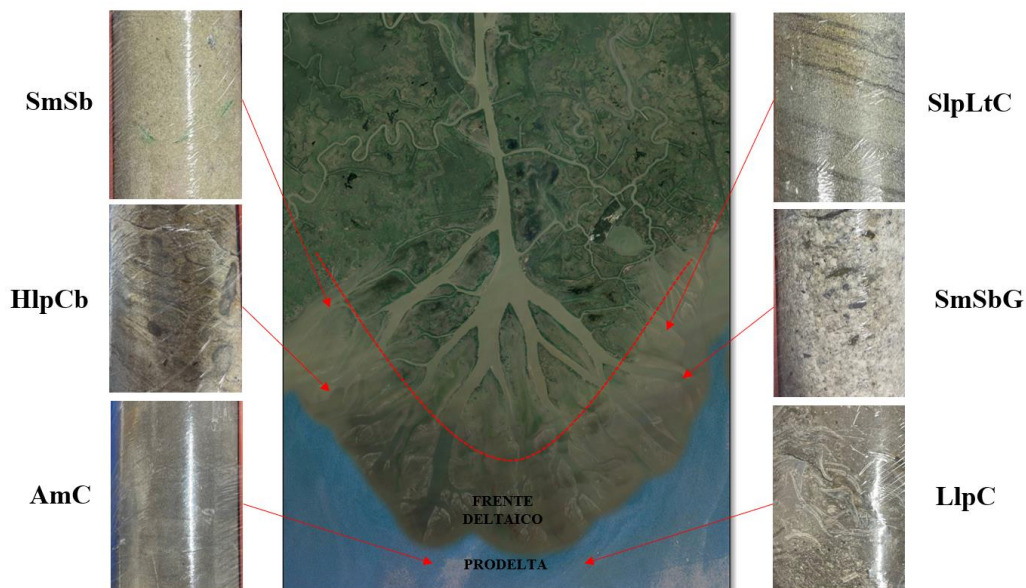
La correlación entre ambos pozos es compleja debido a las diferencias en sus facies. Mientras que el pozo ANH-SSJ-8A muestra un componente calcáreo predominante, el pozo ANH-SSJ-10 se distingue por un alto contenido de materia orgánica. Según lo propuesto por Salazar-Ortiz et al. (2020), la Formación San Cayetano representa un sistema deltaico retrogradante, con subambientes que abarcan desde el frente deltaico hasta el prodelta. Esta interpretación también es consistente con las descripciones de Lozano y Zamora (2014), quienes identifican una transición desde un ambiente regresivo en la base de la formación hacia uno transgresivo en la parte superior. La variabilidad observada en los pozos refuerza la idea de una evolución deposicional controlada por cambios en el nivel del mar, lo que permitió la acumulación de facies más marinas y menos terrígenas en los niveles superiores.

En la figura 43 se observa el Delta del Lago Wax, Louisiana, utilizado para establecer un análogo entre el modelo deposicional planteado y un modelo deposicional actual. En este delta, se identifican algunas de las facies principales determinadas en este estui, como las facies SmSb, ubicadas en el frente deltaico; SlpLtC, que corresponden al fondo de barras de desembocadura; SmSbG, presentes en las barras de desembocadura; HlpCb, situadas entre el frente deltaico y el

prodelta; y finalmente AmC y LlpC, asociadas a un subambiente de prodelta. Estas facies permiten comprender mejor las dinámicas sedimentarias en el contexto de un sistema deltaico actual.

Figura 43

Análogo moderno del modelo depositacional. Delta del Lago Wax, Louisiana.



Nota. Tomado y modificado de Google Earth.

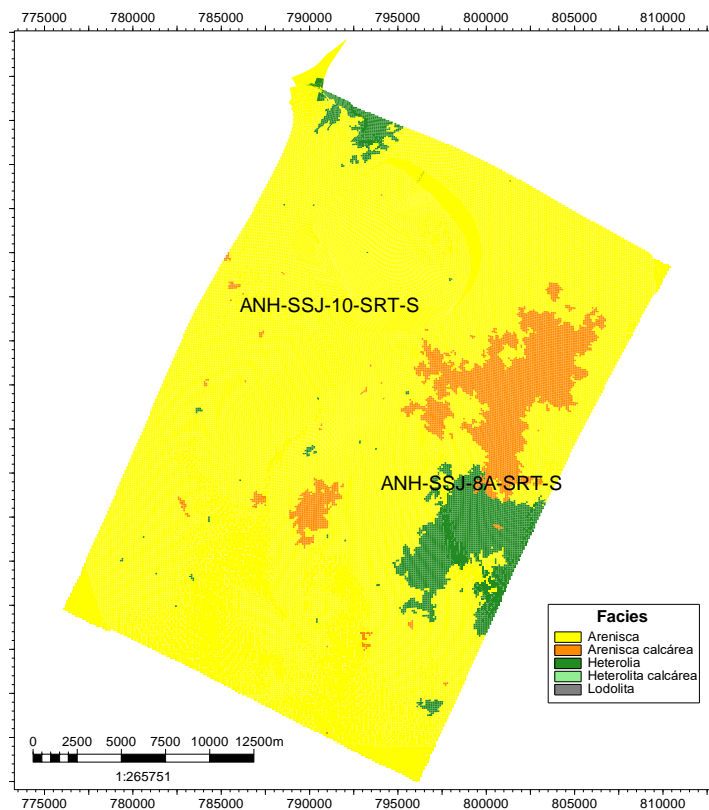
7.2 Interpretación del modelo de distribución de facies

En la Figura 44 se presenta un mapa bidimensional de la distribución de facies propuesta para el tope del intervalo de interés, donde inicialmente se definieron unos litotipos que fueron cargados a un software de modelado 3D. En este modelo, el pozo ANH-SSJ-8A se encuentra en una zona donde predominan las facies de arenas, arenas calcáreas y heterolitas, mientras que en el entorno del pozo ANH-SSJ-10 se observan exclusivamente arenas. Esta distribución sugiere una diferencia composicional significativa entre ambos pozos: mientras que el pozo ANH-SSJ-8A

posee un carácter marino, evidenciado por la presencia de arenas calcáreas, el pozo ANH-SSJ-10 muestra una facies arenosa más uniforme.

Figura 44

Mapa 2D de la distribución de facies propuesta para el tope del intervalo modelado de la formación San Cayetano

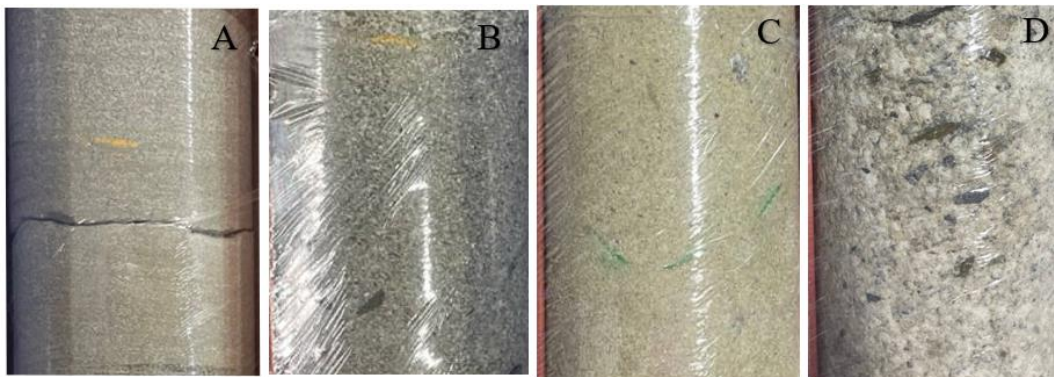


Las facies más prometedoras como reservorios se encuentran caracterizadas en ambos pozos. En el pozo ANH-SSJ-8A, se identificaron facies de litoarenita masiva calcárea de grano grueso y de litoarenita masiva con variación granulométrica de grano medio a grueso. Estas facies destacan por su potencial como reservorios, debido a su composición y estructura litológica favorables. De manera similar, en el pozo ANH-SSJ-10, las facies con mejor potencial de almacenamiento son la sublitoarenita masiva de grano medio y la sublitoarenita masiva

ligeramente conglomerática, ambas con propiedades adecuadas para el almacenamiento. Las facies mencionadas se ilustran en la Figura 45, donde la letra A representa la litoarenita calcárea de grano grueso, B muestra la litoarenita masiva con variación granulométrica de medio a grueso del pozo ANH-SSJ-8A, y las letras C y D corresponden a la sublitoarenita masiva de grano medio y la sublitoarenita masiva ligeramente conglomerática del pozo ANH-SSJ-10, respectivamente.

Figura 45

Facies con mejor potencial para reservorio

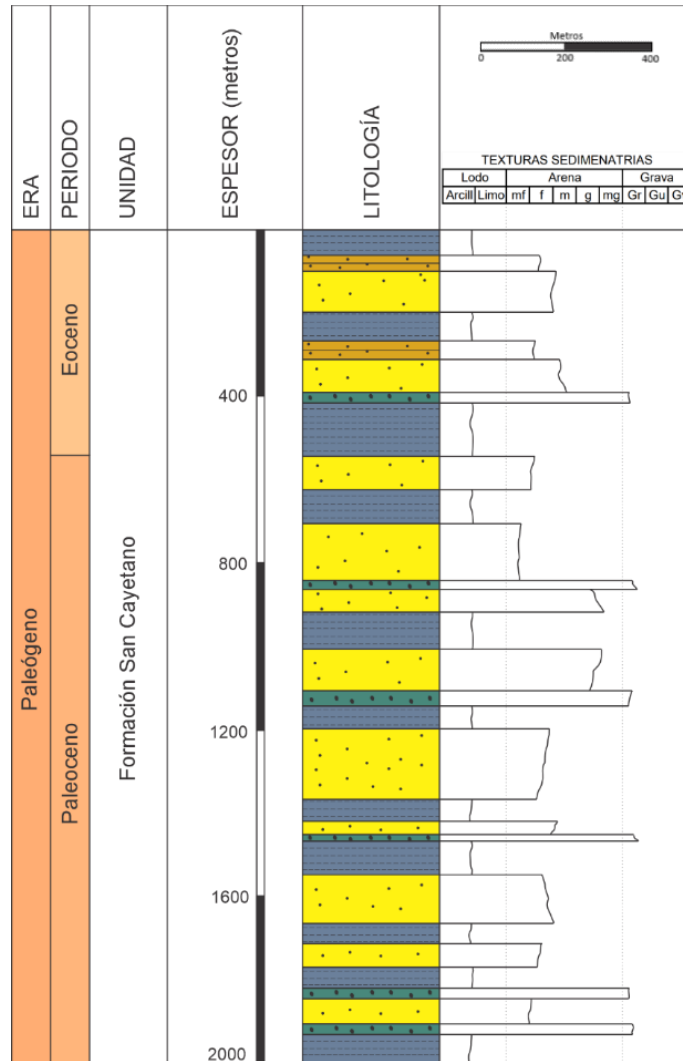


7.4 Columna generalizada de la formación San Cayetano

En la elaboración de la columna generalizada de la Formación San Cayetano se integraron datos obtenidos en campo, análisis de los pozos de estudio (ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10) y referencias bibliográficas pertinentes. Como se presenta en la Figura 46, la columna generalizada de esta formación muestra un predominio de conglomerados en la base, acompañados de intercalaciones de arenas silíceas y capas de lodo. A medida que se avanza hacia el tope de la formación, se evidencia un incremento en el contenido calcáreo de las arenas. Basado en la información recolectada, se asigna a esta formación una edad que comprende desde el Paleoceno medio hasta el Eoceno temprano, y se estima un espesor aproximado de 2000 metros.

Figura 46

Columna generalizada de la formación San Cayetano



8. Conclusiones

La revisión bibliográfica permitió contextualizar y definir el potencial geológico de la formación San Cayetano en la cuenca Sinú-San Jacinto. Los procesos de serpentinización en el basamento ultramáfico se identificaron como posibles contribuyentes a la generación de hidrógeno

natural, posicionando a esta formación como una candidata relevante para la exploración de sistemas de hidrógeno en estado natural.

La tomografía computarizada se consolidó como una herramienta esencial en este proyecto, permitiendo un análisis detallado de los componentes texturales, composicionales y de las estructuras sedimentarias de las rocas estudiadas. Esta técnica fue determinante para identificar y caracterizar con precisión las facies sedimentarias, como se observa en la muestra KPB-02-M4-19. En esta muestra, la presencia de laminación plano paralela, imperceptible al análisis convencional, se detectó y facilitó la determinación de la facies SlpLC (sublitoarenita calcárea con laminación plano paralela). Estos hallazgos validan a la tomografía computarizada como una herramienta clave para interpretar con mayor exactitud los ambientes deposicionales de la formación.

El análisis de facies y las observaciones mediante tomografía computarizada permitieron desarrollar un modelo deposicional de ambiente deltaico con subambientes transicionales a marinos someros. Este modelo se sustenta en las variaciones de distribución de facies, texturas y composiciones identificadas en campo y en los estudios de los pozos ANH-SSJ-8A y ANH-SSJ-10. Las facies incluyen areniscas con laminación plana paralela, depósitos ricos en materia orgánica, heterolitas y concreciones calcáreas, que sugieren una dinámica sedimentaria controlada por fluctuaciones del nivel del mar y variaciones en el aporte de sedimentos terrígenos. Estas variaciones favorecen una transición entre una fase regresiva en los niveles inferiores (pozo ANH-SSJ-10) y una fase transgresiva en las partes superiores, con mayor influencia marina (pozo ANH-SSJ-8A). Se identificaron además facies con potencial como reservorios, particularmente en el pozo ANH-SSJ-8A, donde destacan la litoarenita masiva calcárea de grano grueso y la litoarenita masiva con variación de grano medio a grueso, ambas con propiedades litológicas favorables. En

el pozo ANH-SSJ-10, las facies más prometedoras son la sublitoarenita masiva de grano medio y la sublitoarenita ligeramente conglomerática, que también presentan características adecuadas de porosidad y permeabilidad, reforzando así el potencial de la formación San Cayetano como reservorio en el modelo sedimentario propuesto.

Este estudio propone un modelo de sistema de hidrógeno natural en la cuenca Sinú-San Jacinto (SSJ), fundamentado en la hipótesis de que la serpentización del basamento ultramáfico genera hidrógeno mediante la interacción química entre minerales de rocas ultramáficas. Para evaluar la capacidad de almacenamiento de este hidrógeno, se investigaron las facies de areniscas limpias de grano medio a grueso de la formación San Cayetano, identificándolas como las más prometedoras como reservorio. Este análisis resalta el potencial de la formación San Cayetano en el modelo de sistema de hidrógeno natural, aunque la ausencia de una roca sello específica destaca un aspecto relevante para futuras investigaciones en la región.

9. Recomendaciones

Se recomienda realizar un estudio integral del sistema de hidrógeno. En el presente estudio, solo se consideró el reservorio; sin embargo, es fundamental llevar a cabo un estudio detallado de la roca generadora y confirmar la presencia de una roca sello para asegurar que el sistema esté completo.

La Formación San Cayetano ha sido objeto de diversas descripciones, lo que pone de manifiesto la necesidad de realizar estudios estratigráficos detallados que permitan definir formalmente sus características. Además, es esencial integrar los trabajos previos existentes para obtener una comprensión más completa de la formación.

En esta tesis, el área de estudio fue delimitada en función de la información disponible de los pozos y las áreas cercanas donde aflora la formación. Para investigaciones futuras, se sugiere delimitar el área de interés a partir de la integración de estudios de anomalías de hidrógeno superficial, con el objetivo de evaluar su potencial como roca almacenadora de manera más detallada y exhaustiva.

A pesar de su utilidad en este trabajo, el potencial completo de la tomografía computarizada aún no ha sido plenamente aprovechado, sugiriendo que futuras investigaciones pueden expandir su uso para obtener un entendimiento más detallado de los sistemas geológicos.

Referencias bibliográficas

- Abrajano, T. A., Sturchio, N. C., Kennedy, B. M., Lyon, G. L., Muehlenbachs, K., & Bohlke, J. K. (1990). Geochemistry of reduced gas related to serpentinization of the Zambales ophiolite, Philippines. *Applied Geochemistry*, 5, 625–630. [https://doi.org/10.1016/0883-2927\(90\)90060-I](https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90060-I)
- Agencia Internacional de Energía. (2021). *World Energy Outlook 2021*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2006). *Cartografía geológica en los cinturones plegados Sinú-San Jacinto: Compilación, análisis y evaluación de la información existente (Contrato 093)*. B&G Unión Temporal. Bogotá D.C., Colombia.
- Alfonso, M., Herrera, J., Bermúdez, H., Calderón, J., Pardo, A., & Lozano, A. (2009). Cartografía geológica de un área del cinturón plegado de San Jacinto. *Petrolera en las ...*, 1–10. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=44552>
- Arai, S. (1994). Characterization of spinel peridotites by olivine–spinel compositional relationships: Review and interpretation. *Chemical Geology*, 113, 191–204.
- Ballhaus, C., Berry, R. F., & Green, D. H. (1991). High pressure experimental calibration of the olivine–orthopyroxene–spinel oxygen geobarometer: Implications for the oxidation state of the upper mantle. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 107, 27–40.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)*.

- Bebout, G. E., & Barton, M. D. (1989). Fluid flow and metasomatism in a subduction zone hydrothermal system: Catalina Schist terrane, California. *Geology*, 17, 976–980.
- Bekker, A., Slack, J. F., Planavsky, N., Krapez, B., Hofmann, A., Konhauser, K. O., & Rouxel, O. J. (2010). Iron formation: The sedimentary product of a complex interplay among mantle, tectonic, oceanic, and biospheric processes. *Economic Geology*, 105(3), 467–508.
- Bermúdez, M., & Hincapié, G. (2008). Estratigrafía y evolución tectónica de la cuenca Sinú-San Jacinto, Colombia. *Geología Colombiana*, 25(1), 67-85.
- Bersani, C., Brunetti, L., & Turco, M. (2021). Natural hydrogen as an energy resource. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111420. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111420>
- Bhattacharya, J. P. (2006). Deltas. En Posamentier, H. W., & Walker, R. G. (Eds.), *Facies models revisited* (pp. 237-292). SEPM (Society for Sedimentary Geology).
- Bocchini, S., Rossi, A., & Kim, J. (2022). Natural Hydrogen: A Sustainable Energy Source. *Renewable Energy Journal*, 56(3), 345-359.
- Boillot, G., Grimaud, S., Mauffret, A., Mougénot, D., Kornprobst, J., Mergoïl-Daniel, J., & Torrent, G. (1980). Ocean–continent boundary off the Iberian margin: a serpentinite diapir west of the Galicia Bank. *Earth and Planetary Science Letters*, 48, 23–34.
- Boreham, C. J., Stacey, J., McConachie, B. A., & Neal, C. (2021). Natural hydrogen in Australia: Distribution and genesis. *Australian Journal of Earth Sciences*, 68(2), 153-164. <https://doi.org/10.1080/08120099.2020.1864234>
- Bostock, M. G., Hyndman, R. D., Rondenay, S., & Peacock, S. M. (2002). An inverted continental Moho and serpentinitization of the forearc mantle. *Nature*, 417, 536–538.
- Cagliari, J., Lavina, E. L. C., Philipp, R. P., Tognoli, F. M. W., Basei, M. A. S., & Faccini, U. F. (2014). New Sakmarian ages for the Rio Bonito formation (Paraná Basin, southern Brazil)

- based on LA-ICP-MS U–Pb radiometric dating of zircons crystals. *Journal of South American Earth Sciences*, 56, 265–277.
- Cnudde, V., & Boone, M. N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, 1-17.
- Coleman, J. M., & Prior, D. B. (1982). Deltaic environments of deposition. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 66(9), 1481-1500.
- Coleman, J. M., & Wright, L. D. (1975). Modern river deltas: Variability of processes and sand bodies. En Broussard, M. L. (Ed.), *Deltas: Models for exploration* (pp. 99-149). Houston Geological Society.
- Conrad, R. (1996). Hydrogen consumption and production in soils. *Biological Reviews*, 71(4), 649-678.
- Conrad, R., & Seiler, W. (1980). Hydrogen production and consumption by soil microorganisms. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(2), 261-275.
- Constant, P., et al. (2010). Aerobic microorganisms and hydrogen uptake. *Environmental Microbiology*, 12(6), 1455-1463.
- Currie, C., Wang, K., Hyndman, R. D., & He, J. (2004). The thermal effects of steady state slab-driven mantle flow above a subducting plate: The Cascadia subduction zone and backarc. *Earth and Planetary Science Letters*, 223, 35–48.
- Deschamps, F., Godard, M., Guillot, S., & Hattori, K. (2013). Geochemistry of subduction zone serpentinites: A review. *Lithos*, 178, 96-127.
- Deschamps, F., Godard, M., Guillot, S., Chauvel, C., Andreani, M., Hattori, K., Wunder, B., & France, L. (2012). Behavior of fluid-mobile elements in serpentines from abyssal to

- subduction environments: Examples from Cuba and Dominican Republic. *Chemical Geology*, 312–313, 93–117.
- Dick, H. J. B., & Bullen, T. (1984). Chromian spinel as a petrogenetic indicator in abyssal and alpine type peridotites and spatially associated lavas. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 86, 54–76.
- Duque-Caro, H. (1984). Structural style, diapirism and accretionary episodes of the Sinu-San Jacinto terrane, southwestern Caribbean borderland. *Geological Society of America Bulletin*, 95(5), 528-546.
- Ehhalt, D. H., & Rohrer, F. (2011). Soil hydrogen uptake and its effects. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 11(23), 12345-12356.
- Elliott, T. (1986). Deltas. En *Sedimentary environments and facies* (pp. 113-154). Blackwell Scientific Publications.
- Etioppe, G. (2017). Abiotic methane in continental serpentinization sites: An overview. *Procedia Earth and Planetary Science*, 17, 9–12. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2016.12.006>
- Etioppe, G., Samardžić, N., Grassa, F., Hrvatović, H., Miošić, N., & Skopljak, F. (2017). Methane and hydrogen in hyperalkaline groundwaters of the serpentinized Dinaride ophiolite belt, Bosnia and Herzegovina. *Applied Geochemistry*, 84, 286–296. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.07.006>
- Fielding, C. R., Alexander, J., & Allen, J. P. (2005). The roles of rivers and floods in deposition in the upper delta plain. *Geomorphology*, 70(1-2), 77-104.
- Flinch, J. F. (2003). Evolución tectónica de la cuenca Sinú-San Jacinto, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 15(3), 151-176.

- Fryer, P., Ambos, E. L., & Hussong, D. M. (1985). Origin and emplacement of Mariana forearc seamounts. *Geology*, 13, 774–777.
- GEOTEC. (2003). Geología de los Cinturones Sinú – San Jacinto, planchas 50 Puerto Escondido, 51 Loricá, 59 Mulatos, 60 Canalete, 61 Montería, 69 Necoclí, 70 San Pedro de Urabá, 71 Planeta Rica, 79 Turbo, 80 Tierralta. Bogotá: Memoria explicativa, INGEOMINAS, 135 p., mapas, escala 1:100.000.
- Geymond, U., Ramanaidou, E., Lévy, D., Ouaya, A., & Moretti, I. (2022). Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa. *Minerals*, 12(7), 834. <https://doi.org/10.3390/min12070834>
- Gómez Gualdrón, L. M. (2022). Nuevos aportes al entendimiento de la evolución geotectónica del noroccidente colombiano mediante el estudio petrográfico y geoquímico del basamento de la cuenca Sinú-San Jacinto [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia].
- Gouze, P., & Coudrain, A. (2006). Imaging and modelling flow and transport in fractured media. *Comptes Rendus Geoscience*, 338(7), 534-545.
- Gregory, J. M., et al. (2019). The microbial ecology of hydrogen-rich environments. *Microbial Ecology*, 78(4), 1020-1035.
- Guzmán, G., Gómez, E., & Serrano, B. (2007). Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y borde occidental del Valle Inferior del Magdalena, Caribe Colombiano (Escala 1:300.000). INGEOMINAS.
- Guzmán, G., Gómez, E., & Serrano, B. (2018). Corredor vial Planeta Rica - Montería. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Hyndman, R. D., Currie, C. A., & Mazzotti, S. P. (2005). Subduction zone backarcs, mobile belts, and orogenic heat. *GSA Today*, 15(2), 4–10.

- Kelemen, P. B., Rilling, J. L., Parmentier, E. M., Mehl, L., & Hacker, B. (2003). Thermal structure due to solid-state flow in the mantle wedge beneath arcs. In J. Eiler (Ed.), *Inside the Subduction Factory*.
- Ketcham, R. A., & Carlson, W. D. (2001). Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: Applications to the geosciences. *Computers & Geosciences*, 27(4), 381-400.
- Курлов, М. (2003). Гідрогеологічний нарис, газометрія, сучасний температурний режим. Криворізька надглибока свердловина НГ-8. Книга 5, КП "Південукргеологія", Дніпропетровськ, 301–318.
- Khalifa, M., et al. (2019). Sedimentary structures identification using X-ray computed tomography for fluvial and coastal deposits. *Sedimentary Geology*, 389, 25-35.
- Larin, A. M. (1986). Hydrogen as a potential energy source and a planet-forming element. *Geochemistry International*, 23(1), 45-52.
- Lehn, I., Paim, P. S. G., & Chemale, F. (2024). From the sea to the land: How microbial mats dominated marine and continental environments in the Ediacaran Camaquã Basin, Brazil. *Geosystems and Geoenvironment*, 3(3), 100283. <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2024.100283>
- Lin, L.-H., Hall, J., Lippmann-Pipke, J., Ward, J. A., Sherwood Lollar, B., DeFlaun, M., et al. (2005). Radiolytic H₂ in continental crust: nuclear power for deep subsurface microbial communities. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 6, 1–13. <https://doi.org/10.1029/2004GC000907>
- López, L., & Pachón, C. (2020). Colombia's energy transition: Opportunities and challenges. *Energy Policy*, 138. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111238>

- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo K: Compilación de la Cuenca de Sinú-San Jacinto. Tectónica, Geociencias Básicas. Bogotá, Colombia.
- Mayhew, L. E., Ellison, E. T., McCollom, T. M., Trainor, T. P., & Templeton, A. S. (2013). Hydrogen generation from low-temperature water–rock reactions. *Nature Geoscience*, 6, 478–484. <https://doi.org/10.1038/ngeo1825>
- McCollom, T. M., & Seewald, J. S. (2007). Abiotic synthesis of organic compounds in deep-sea hydrothermal environments. *Chemical Reviews*, 107(2), 382-401.
- Miall, A. D. (1996). *The geology of fluvial deposits: Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology*. Springer-Verlag.
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Estrategia energética de Colombia 2022-2030*.
- Mora-Bohórquez, J. A., Oncken, O., Le Breton, E., Ibañez-Mejía, M., Veloza, G., Mora, A., Vélez, V., & De Freitas, M. (2020). Formation and evolution of the Lower Magdalena Valley Basin and San Jacinto Fold Belt of northwestern Colombia: Insights from Upper Cretaceous to recent tectono-stratigraphy. In Servicio Geológico Colombiano (Ed.), *Volume 3, Chapter 2. Servicio Geológico Colombiano*. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.02>
- Morales, L., Drooger, C. W., & Muller, J. (1958). *Estudios geológicos en el Valle Inferior del Magdalena*. Universidad Nacional de Colombia.
- Молчанов, В. (1981). Генерация водорода в литогенезе. Наука, Новосибирск.
- Морачевский, Ю., Самарцева, А., & Черепенников, А. (1937). Газоносность толщи.
- Nealson, K. H., et al. (2005). The role of hydrogen-oxidizing bacteria in soil environments. *Annual Review of Microbiology*, 59, 243-266.

- Neubeck, A., Duc, N. T., Bastviken, D., Crill, P., & Holm, N. G. (2011). Formation of H₂ and CH₄ by weathering of olivine at temperatures between 30 and 70°C. *Geochemical Transactions*, 12, 6. <https://doi.org/10.1186/1467-4866-12-6>
- Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, J. M., Herrera Otero, E., & Santos Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 13(1), 57-63.
- Ortiz, J., Restrepo, C., & Orozco, M. (2022). Nuevos aportes sobre la estratigrafía y tectónica del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología*, 44(2), 21-48.
- Parkinson, I. J., & Arculus, R. J. (1999). The redox state of subduction zone: Insights from arc peridotites. *Chemical Geology*, 160, 409–423.
- Posamentier, H. W., & Vail, P. R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II: Sequence and systems tract models. In *Sea Level Changes – An Integrated Approach* (Vol. 42, pp. 125-154).
- Reading, H. G. (1996). *Sedimentary environments: Processes, facies and stratigraphy* (3rd ed.). Blackwell Science.
- Rodríguez, J. M., Castro, C., & González, R. (2019). Hydrogen white: Geologic and technological perspectives. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 64, 211-224. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.11.006>
- Rohrbach, A., Ballhaus, C., Ulmer, P., Golla-Schindler, U., & Lennie, A. R. (2007). Metal saturation in the upper mantle. *Nature*, 449, 456-458.
- Salazar-Ortiz, E., Numpaque, J., Bernal, L., Ocampo, E., Matajira, A., Villabona, J., Gómez, D., García, G., Méndez, S., Martínez, E., Sánchez, D., Sotelo, A. P., & Aguirre, L. (2020).

- Geología del área Sinú – San Jacinto, Planchas 23, 24, 30, 31 y parte de las planchas 37 y 38 a escala 1:50.000. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- Seiler, W., & Conrad, R. (1987). Hydrogen production from biomass. *Biogeochemistry*, 4(2), 101-120.
- Serratt, H., Cupertino, J. A., Cruz, M. F., Girelli, T. J., Lehn, I., Teixeira, C. D., Oliveira, H. O. S., & Chemale Jr, F. (2024). Southern Brazil hydrogen systems review. *International Journal of Hydrogen Energy*. Elsevier.
- Sinton, J. M., & Detrick, R. S. (1992). Mid-ocean ridge magma chambers. *Journal of Geophysical Research*, 97, 197–216.
- Smith, J., Brown, K., & Taylor, M. (2019). Tomography for reservoir characterization. *Journal of Geophysical Research*, 124(2), 567-578.
- Sovacool, B. K., Griffiths, S., Kim, J., & Bazilian, M. (2020). Climate change and energy security: An overview and assessment of the nexus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 124, 109747. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109747>
- Stadnik, B. A. (1970). Hydrogen-producing and hydrogen-consuming bacteria in deep waters. *Microbiology*, 39(2), 231-245.
- Toulhoat, H., Fiquet, G., & Reynard, B. (2015). Statistical physics of hydrogen incorporation in the Earth's core. *Geophysical Research Letters*, 42(17), 6891-6898.
- Vacquand, C. (2011). Genèse et mobilité de l'hydrogène dans les roches sédimentaires: Source d'énergie naturelle ou vecteur énergétique stockable? IFP Energies nouvelles and Institut de Physique du Globe de Paris.
- Vacquand, C., Deville, E., Beaumont, V., Guyot, F., Sissmann, O., Pillot, D., et al. (2018). Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidences for multiple origins of the H₂-

- CH₄-N₂ gas mixtures. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 223, 437–461. van Keken, P.E., Hacker, B.R., Syracuse, E.M., Abers, G.A., 2011. Subduction factory: 4. Depth-dependent flux of H₂O from subducting slabs worldwide. *Journal of Geophysical Research* 116. <http://dx.doi.org/10.1029/2010JB007922>.
- Voytov, A. A., & Osika, I. S. (1982). Hydrogen in deep wells and its sources. *Geology and Geophysics*, 23(4), 375-382.
- Walter, K. M., et al. (2016). Isotopic measurements of hydrogen in oceanic waters. *Nature Communications*, 7, 11358.
- Ward, L. K. (1933). Inflammable gasses occluded in the Pre-Paleozoic rocks of South Australia. *Transactions and Proceedings of the Royal Society of South Australia*, 57, 42–47.
- Williams, Q., & Hemley, R. J. (2001). Hydrogen in the deep Earth. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 29(1), 365-418.
- Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth Science Reviews*, 203, 103140.