

Desarrollo de un modelo petrofísico integrando tomografía computarizada para la  
caracterización de una formación con prospección de reservorio de hidrógeno blanco en la cuenca

Sinú - San Jacinto

Katherin Yulieth Morales Aldana

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geóloga

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Geólogo MSc. en Geología

Codirector

Yully Katherine Araque Núñez

Geóloga

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

### Dedicatoria

*A Diocelina, mi abuela, o como más me gusta llamarla, mamá nina, a pesar de no culminar la primaria, siempre vigilaba que hiciera mis tareas.*

*A mi madre, Patricia Aldana, quien soñó en su juventud con la universidad y luchó incansablemente para que no fuera solo un sueño para mí.*

*A las dos mujeres que hicieron mi camino más fácil que el que ellas recorrieron.  
A ustedes, les debo todo.*

*A mi abuelo, Eliecer Aldana, que, aunque pocas veces exprese su cariño, recuerdo su esfuerzo para regalarme un computador que facilitara mis estudios.*

*A Bernardo Morales, mi padre de quien admiro su resiliencia y me enseñó siempre que  
“primero lo primero y esa es su educación”*

*A Joaquín Zarza, mi compañero de vida y apoyo incondicional durante estos años universitarios, espero la vida nos permita compartir más logros.*

*A Johanna Rodríguez, quien aprecio con el cariño de una hermana, y quien por mucho tiempo fue mi compañera en las largas noches de estudio.*

### **Agradecimientos**

*A Dios todo poderoso por permitirme culminar mis estudios y realizar este proyecto.*

*A la Universidad Industrial de Santander y sus docentes, por formarme como geóloga.*

*Al ingeniero Nicolas Santos director del grupo del grupo GIT por integrarme en esta investigación y permitirme usar su información y laboratorios.*

*A mi director Edwar Herrera por su apoyo, orientación constante y su confianza.*

*A mi codirectora Yully Araque por el compromiso y ayuda brindada para la culminación de este proyecto.*

*Al geólogo Cristian Peñafort por sus aportes en la metodología del proyecto.*

*A Paula Ortega por compartir las etapas de investigación y desarrollo de este proyecto*

*A mi toda familia, y más que a nadie a mi madre por apoyarme, motivarme y ser mi motor para realizarme como profesional.*

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	16
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Contexto geológico .....	19
2.1. Localización Geográfica y geología de la zona .....	19
2.2. Cuenca Sinú- San Jacinto SSJ.....	21
2.2.1. Unidades de interés .....	26
2.2.1.1. Basamento.....	26
2.2.1.2. Formación San Cayetano. ....	28
3. Fundamentos teóricos .....	30
3.1. Hidrógeno natural .....	30
3.1.1. Yacimiento de hidrógeno.....	31
3.2. Serpentinización como evidencia de generación de hidrógeno .....	34
3.3. Tomografía Computarizada de Rayos X (CT).....	34
3.3. Registros eléctricos de pozo.....	37
3.3.1. Gamma Ray (Gr).....	38
3.3.2. Potencial Espontáneo (SP).....	39
3.3.3. Factor Fotoeléctrico (PEF).....	40
3.3.4. Densidad (RHOB).....	40
3.3.5. Neutrónico o Neutron Porosity (NPHI) .....	41

3.3.6. Sónico (DTp / DTs) .....	42
3.4. Propiedades petrofísicas de las rocas .....	42
4. Metodología .....	44
4.1. Revisión e inventario de la información disponible .....	44
4.1.1. Bibliografía y antecedentes .....	44
4.1.2. Informes y reportes de perforación .....	44
4.1.3. Registros de pozo .....	46
4.1.4. Datos de tomografía .....	47
4.2. Análisis de pozo y definición de litofacies .....	47
4.2.1. Definición y descripción de intervalos de interés .....	47
4.2.1. Descripción de núcleos y definición de litofacies .....	48
4.2.2. Escáner de núcleos y adquisición de imágenes .....	49
4.3. Levantamiento geológico de campo .....	50
4.3.3. Análisis petrofísicos de las muestras de campo .....	53
4.4. Tratamiento de información en Software de análisis .....	58
4.4.1. Estandarización de Mnemónicos .....	58
4.4.2. Corrección de curvas de registro de pozo .....	58
4.4.3. Integración de registros de pozo y registros de tomografía .....	59
4.5. Análisis de las propiedades petrofísicas .....	60
4.5.1. Contenido de arcilla (Vshale) .....	60
4.5.2. Porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) .....	61
4.5.3. Permeabilidad (K) .....	62
4.6. Volumen mineral .....	62
4.7. Tipificación de rocas a partir de unidades hidráulicas de flujo (HFU) .....	65

4.7.1. Radio de garganta de poro (Winland R35) .....	65
4.7.2. Método de Lorenz Estratigráfico Modificado (SML).....	66
4.8. Determinación del factor de calidad .....	68
5. Ambiente de depósito .....	69
5.1. Formación San Cayetano en núcleos de pozo.....	69
5.1.1. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S .....	69
5.1.2. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S .....	70
5.2. Formación San cayetano en superficie .....	72
5.2.1. Definición de las litofacies de campo .....	72
5.2.2. Afloramientos representativos y muestreo.....	73
5.2.2.1. Estación KPB-01.....	74
5.2.2.2. Estación KPB-02.....	76
5.2.2.3. Estación KPB-04.....	77
5.3. Descripción del ambiente de depósito .....	79
6. Petrofísica de superficie .....	81
7. Modelo de litotipos .....	82
8. Modelo petrofísico .....	85
8.1. Modelo de arcillosidad (Vshale).....	85
8.2. Modelo de porosidad efectiva (PHIE) .....	88
8.1. Modelo de permeabilidad (K).....	90
9. Factor de calidad.....	92
9.1. Winland R35 .....	92
9.2. Lorenz estratigráfico (SML) .....	94
9.1. Calidad del reservorio.....	98

10. Discusión.....	101
10.1. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S.....	102
10.2. Pozo ANH-SSJ-10-STR-S.....	103
Conclusiones.....	107
Recomendaciones.....	108
Referencias Bibliográficas.....	109

**Lista de tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Edades de la Formación San Cayetano</i> .....	29
Tabla 2 <i>Registros más comunes o en el desarrollo de un modelo petrofísico</i> .....	38
Tabla 3 <i>Ficha técnica del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i> .....	45
Tabla 4 <i>Ficha técnica del pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i> .....	45
Tabla 5 <i>Inventario y estado de registros</i> .....	46
Tabla 6 <i>Inventario de registros de CT</i> .....	47
Tabla 7 <i>Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i> .....	48
Tabla 8 <i>Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i> .....	48
Tabla 9 <i>Núcleos escaneados del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i> .....	49
Tabla 10 <i>Núcleos escaneados del pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i> .....	50
Tabla 11 <i>Coordenadas de las estaciones de campo</i> .....	50
Tabla 12 <i>Listado de muestras de bloque</i> .....	52
Tabla 13 <i>Plugs extraídos de las muestras de bloque</i> .....	54
Tabla 14 <i>Estandarización de mnemónicos</i> .....	58
Tabla 15 <i>Densidades de matriz y de fluido para las litologías principales</i> .....	61
Tabla 16 <i>Clasificación de la eficiencia de las unidades de flujo</i> .....	68
Tabla 17 <i>Litofacies definidas en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i> .....	70
Tabla 18 <i>Litofacies definidas en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i> .....	71
Tabla 19 <i>Tabla de las litofacies definidas en campo</i> .....	72
Tabla 20 <i>Muestras de bloque de la estación KPB-01</i> .....	75
Tabla 21 <i>Muestras de bloque de la estación KPB-02</i> .....	77

Tabla 22	<i>Muestras de bloque de la estación KPB-04</i> .....	78
Tabla 23	<i>Resultados de porosidad y permeabilidad de las pruebas petrofísicas en los plug</i> .....	81
Tabla 24	<i>Clasificación de la electrofacies generadas</i> .....	82
Tabla 25	<i>Entregables del modelo petrofísico</i> .....	102

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Localización de la zona de estudio</i> .....	19
Figura 2 <i>Geología de la zona del proyecto</i> .....	20
Figura 3 <i>Localización de la cuenca SSJ</i> .....	22
Figura 4 <i>Modelo esquemático de la evolución de la cuenca Caribe</i> .....	24
Figura 5 <i>Estratigrafía generalizada de la Cuenca Sinú-San Jacinto y VIM</i> .....	25
Figura 6 <i>Textura pseudomorfa</i> .....	27
Figura 7 <i>Textura no pseudomorfa</i> .....	28
Figura 8 <i>Fuentes de generación de hidrógeno blanco</i> .....	31
Figura 9 <i>Reservorio de hidrógeno blanco</i> .....	32
Figura 10 <i>Esquema de un yacimiento de hidrógeno natural</i> .....	33
Figura 11 <i>Estados de oxidación del hierro en la serpentinización</i> .....	34
Figura 12 <i>Posicionamiento del núcleo en el tomógrafo</i> .....	35
Figura 13 <i>Acomodación de la muestra para tomografía</i> .....	35
Figura 14 <i>Ejemplo de visualización del escáner un núcleo</i> .....	36
Figura 15 <i>Ingreso de los núcleos al tomógrafo</i> .....	49
Figura 16 <i>Localización de las estaciones de campo</i> .....	51
Figura 17 <i>Extracción de muestras de bloque</i> .....	52
Figura 18 <i>Extracción de plugs</i> .....	53
Figura 19 <i>Equipo de medición de pruebas petrofísicas</i> .....	57
Figura 20 <i>Mediciones previas para las pruebas petrofísicas</i> .....	57
Figura 21 <i>Ejemplo de la composición mineralógica según variables RH<sub>O</sub>maa y Umaa</i> .....	64

Figura 22	<i>Clasificación de los tipos de roca según tamaño de radio de poro</i>	66
Figura 23	<i>Rangos de eficiencia de las unidades SML</i>	67
Figura 24	<i>Fotografía de la estación KPB-01</i>	75
Figura 25	<i>Fotografía de la estación KPB-02</i>	76
Figura 26	<i>Fotografía de la estación KPB-04</i>	78
Figura 27	<i>Visualización de tomografía del plug con mejor porosidad</i>	81
Figura 28	<i>Crossplot GR vs RHOB_TOM con las eFACIES definidas</i>	82
Figura 29	<i>Resultados de las eFACIES definidas en el pozo ANH-SSH-8A-STR-S</i>	83
Figura 30	<i>Resultado de las eFACIES definidas para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	84
Figura 31	<i>Histogramas de valores de GR en los pozos</i>	85
Figura 32	<i>Modelo de arcillosidad en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i>	86
Figura 33	<i>Modelo de arcillosidad para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	87
Figura 34	<i>Modelo de porosidad efectiva del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i>	88
Figura 35	<i>Modelo de porosidad efectiva del pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	89
Figura 36	<i>Modelo de permeabilidad del pozo ANH-SSJ-STR-S</i>	90
Figura 37	<i>Modelo de permeabilidad del pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	91
Figura 38	<i>Unidades hidráulicas de flujo Winland R35 en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i>	92
Figura 39	<i>Unidades hidráulicas de flujo WinlandR35 en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	93
Figura 40	<i>Gráfica ISML para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S</i>	94
Figura 41	<i>Gráfica ISML para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S</i>	95
Figura 42	<i>HFU del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S con Lorenz estratigráfico simplificado SML</i>	96
Figura 43	<i>HFU del pozo ANH-SSJ-10-STR-S con Lorenz estratigráfico SML</i>	97
Figura 44	<i>Calidad del reservorio</i>	98

Figura 45 *Calidad del reservorio para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S* ..... 99

Figura 46 *Calidad del reservorio para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*..... 100

Figura 47 *Niveles con mejor calidad de reservorio en el pozo ANH-SSJ-8A-STR*..... 103

Figura 48 *Niveles con mejor calidad de reservorio en el pozo ANH-SSJ-10-STR*..... 104

Figura 49 *Núcleo del mejor intervalo de calidad de reservorio*..... 105

### **Lista de Apéndices**

Los apéndices de este proyecto están disponibles en el Repositorio Institucional.

Anexo A. Resultado de pruebas petrofísicas de laboratorio

Anexo B. Registro grafico de resultados del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S

Anexo C. Registro grafico de resultados del pozo ANH-SSJ-10-STR-S

## Resumen

**Título:** Desarrollo de un modelo petrofísico integrando tomografía computarizada para la caracterización de una formación con prospección de reservorio de hidrógeno blanco en la cuenca Sinú - San Jacinto \*

**Autor:** Katherin Yulieth Morales Aldana \*\*

**Palabras Clave:** Hidrógeno blanco, Modelo petrofísico, Tomografía Computarizada CT, Cuenca Sinú- San Jacinto, Formación San Cayetano.

**Descripción:** La caracterización de yacimientos de hidrógeno natural ha avanzado con la implementación de nuevas metodologías, tanto superficiales como profundas y para evaluar la calidad de la roca reservorio, las técnicas tradicionales que determinan las propiedades petrofísicas continúan siendo eficaces. En este estudio, la determinación de la calidad de la roca reservorio comenzó con la descripción del ambiente deposicional de la formación y la identificación de litofacies, a partir de la litología observada en pozos y afloramientos, complementada con pruebas petrofísicas en muestras de campo y el desarrollo de un modelo con registros de pozo y tomografía. Para el modelo petrofísico, se construyeron inicialmente electrofacies en base al volumen mineral. Se reconocieron seis tipos de rocas que abarcan desde arcillas-lodolitas, arenas finas a gruesas hasta calizas que coinciden con las litofacies de pozo, principalmente intercalaciones de litoarenitas, sublitoarenitas, lodolitas y niveles calcáreos, considerando sus variaciones texturales, estructurales y composicionales. El modelo petrofísico incluyó el análisis del volumen de lutitas (Vshale) a partir del registro de rayos gamma (GR), la porosidad efectiva obtenida de registros de densidad y porosidad neutrónica (RHOB y NPHI), y la permeabilidad calculada utilizando la curva PHIE de porosidad efectiva. Posteriormente, se calcularon las unidades de flujo utilizando los métodos de Winland R35, basado en el tamaño del radio de poro, y el método Lorenz stratigráfico modificado (SML), que evalúa la capacidad de almacenamiento y flujo a partir de la porosidad y permeabilidad. Finalmente, se clasificaron las rocas según su eficiencia como reservorio mostrando los mejores intervalos en el pozo ANH-SSJ-10-STR a profundidades de 270-340 y de 400-520 pies con litologías arenosas de tipo sublitoarenitas y algunas con laminación plano-paralela de materia orgánica.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Programa académico. Director: Edwar Hernando Herrera Otero. Geólogo MSc. en Geología. Codirector: Yully Katherine Araque Núñez. Geóloga.

### Abstract

**Title:** Development of a Petrophysical Model Integrating Computed Tomography for the Characterization of a Formation with White Hydrogen Reservoir Prospect in the Sinú - San Jacinto Basin \*

**Author(s):** Katherin Yulieth Morales Aldana \*\*

**Key Words:** Natural hydrogen, Petrophysical model, CT Computed Tomography, Sinú- San Jacinto Basin, San Cayetano Formation.

**Description:** Characterization of natural hydrogen reservoirs has advanced with the implementation of new methodologies, both shallow and deep, and for assessing reservoir rock quality, traditional techniques that determine petrophysical properties continue to be effective. In this study, the determination of reservoir rock quality began with the description of the depositional environment of the formation and the identification of lithofacies from lithology observed in wells and outcrops, complemented by petrophysical tests on field samples and the development of a model with well logs and tomography. For the petrophysical model, electrofacies were initially constructed based on mineral volume. Six rock types were recognized, ranging from clay-lodolites, fine to coarse sands to limestones that coincide with the borehole lithofacies, mainly intercalations of lithoarenites, sublithoarenites, mudstones and calcareous levels, considering their textural, structural and compositional variations. The petrophysical model included the analysis of shale volume ( $V_{shale}$ ) from the gamma ray (GR) log, effective porosity obtained from density and neutron porosity logs (RHOB and NPHI), and permeability calculated using the PHIE effective porosity curve. Subsequently, flow units were calculated using the Winland R35 methods, based on pore radius size, and the modified stratigraphic Lorenz method (SML), which evaluates storage and flow capacity from porosity and permeability. Finally, rocks were classified according to their efficiency as reservoir showing the best intervals in the ANH-SSJ-10-STR well at depths of 270-340 and 400-520 feet with sandy lithologies of sublithosandstone type and some with plane-parallel lamination of organic matter.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Academic Program. Advisor: Edwar Hernando Herrera Otero. MSc. in Geology. Co-advisor: Yully Katherine Araque Núñez. Geologist.

## Introducción

La búsqueda de alternativas energéticas más limpias, que reduzcan el impacto ambiental asociado a la contaminación y el cambio climático, se ha consolidado como un objetivo primordial en la sociedad actual. Esto ha llevado a que opciones como la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, la geotermia y el hidrógeno sean cada vez más atractivas para profesionales como geólogos e ingenieros. Además de ser fuentes de energía más sostenibles, algunas de estas alternativas presentan menores costos de producción en comparación con las energías convencionales.

Hasta hace poco más de una década, se desconocía la posibilidad de la generación natural de hidrógeno de manera independiente fuera de contextos donde es un subproducto de yacimientos de gas y/o petróleo (Hand, 2023). Sin embargo, en 2011 se descubrió en la región de Bourakebougou, Mali, un extenso yacimiento de hidrógeno natural, también conocido como hidrógeno blanco, con un área superior a 8 km<sup>2</sup>. Este hallazgo no sorprendió solo por la magnitud de la reserva, sino porque el hidrógeno representaba el 98% del gas presente, mientras el metano y el nitrógeno conformaban el 1% cada uno (Prinzhofer, 2018). A partir de este descubrimiento, la investigación sobre las condiciones geológicas que favorecen la generación natural de hidrógeno se intensificó, motivada también porque el costo de explotación es significativamente menor que el producido a partir de combustibles fósiles o electrólisis (Prinzhofer, 2018).

Gaucher (2023) describe los distintos mecanismos de generación de hidrógeno natural, entre ellos oxidación de minerales ferrosos, radiólisis del agua, maduración de materia orgánica, y desgasificación del manto terrestre. Cada una de estas fuentes tiene condiciones geológicas específicas que permiten caracterizar un sistema desde su generación hasta las condiciones de reservorio y tipo de sello. Una ventaja es que los métodos utilizados para evaluar las propiedades petrofísicas de un reservorio de gas convencional son aplicables también para hidrógeno.

En este proyecto, se utiliza información de núcleos de pozo, muestras de campo, registros de pozo y tomografía computarizada para generar un modelo petrofísico que muestre la calidad de reservorio de la formación. Esta metodología es aplicable en una zona donde se ha validado un sistema de generación de hidrógeno, considerando propiedades como porosidad, permeabilidad y volumen de shale para su reservorio en formaciones adyacentes.

La investigación parte de la evidencia de la presencia de un basamento serpentizado en la cuenca Sinú-San Jacinto (Gómez, 2022), para inferir la generación de hidrógeno blanco y en consecuencia, evaluar la calidad como reservorio de la Formación San Cayetano, seleccionada por su proximidad estratigráfica con el basamento. El modelo petrofísico se basa en datos de dos pozos ubicados en el municipio de Tierralta, departamento de Córdoba. Finalmente, se analizan las propiedades petrofísicas superficiales obtenidas de muestras de campo y los resultados del modelo con el fin de identificar la litología y las propiedades petrofísicas de mejor calidad, así como los intervalos en profundidad que presentan dichas características.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Generar un modelo petrofísico para la formación San Cayetano para una zona de interés con información de pozos y geología; incluyendo análisis de tomografía computarizada para la evaluación de su comportamiento como posible reservorio de hidrógeno blanco.

### **1.2 Objetivos Específicos**

1. Analizar la información geológica disponible sobre las condiciones de un sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno blanco en una zona de interés.
2. Aplicar una metodología que integre las mediciones de registros eléctricos y de tomografía computarizada de los pozos para la determinación de propiedades petrofísicas.
3. Generar un modelo petrofísico que permita la definición de intervalos con mayor prospección de almacenamiento de hidrógeno blanco.

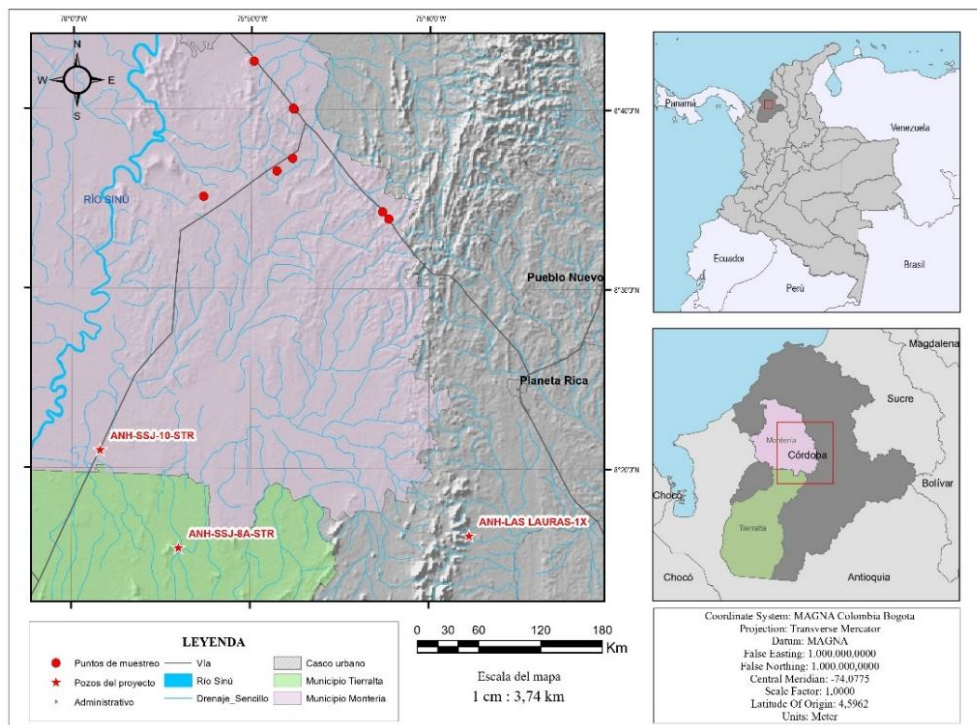
## 2. Contexto geológico

### 2.1. Localización Geográfica y geología de la zona

La zona de estudio se localiza en el departamento de Córdoba en el sector noroccidental de Colombia, dentro de la cuenca Sinú-San Jacinto, abarcando el "Cinturón Plegado de San Jacinto" (GEOTEC, 1999). Los pozos de investigación están ubicados en el municipio de Tierralta, específicamente en la vereda Costa de Oro y el corregimiento Caramelo. Tierralta limita al norte con los municipios de Montería y Valencia, y al este con Planeta Rica y Montelíbano (Figura 1). En superficie, la Formación San Cayetano aflora al noroeste de los pozos, a lo largo de la vía que conecta Montería con Planeta Rica, donde los afloramientos son visibles debido a los cortes realizados durante la construcción de la vía.

**Figura 1**

*Localización de la zona de estudio*

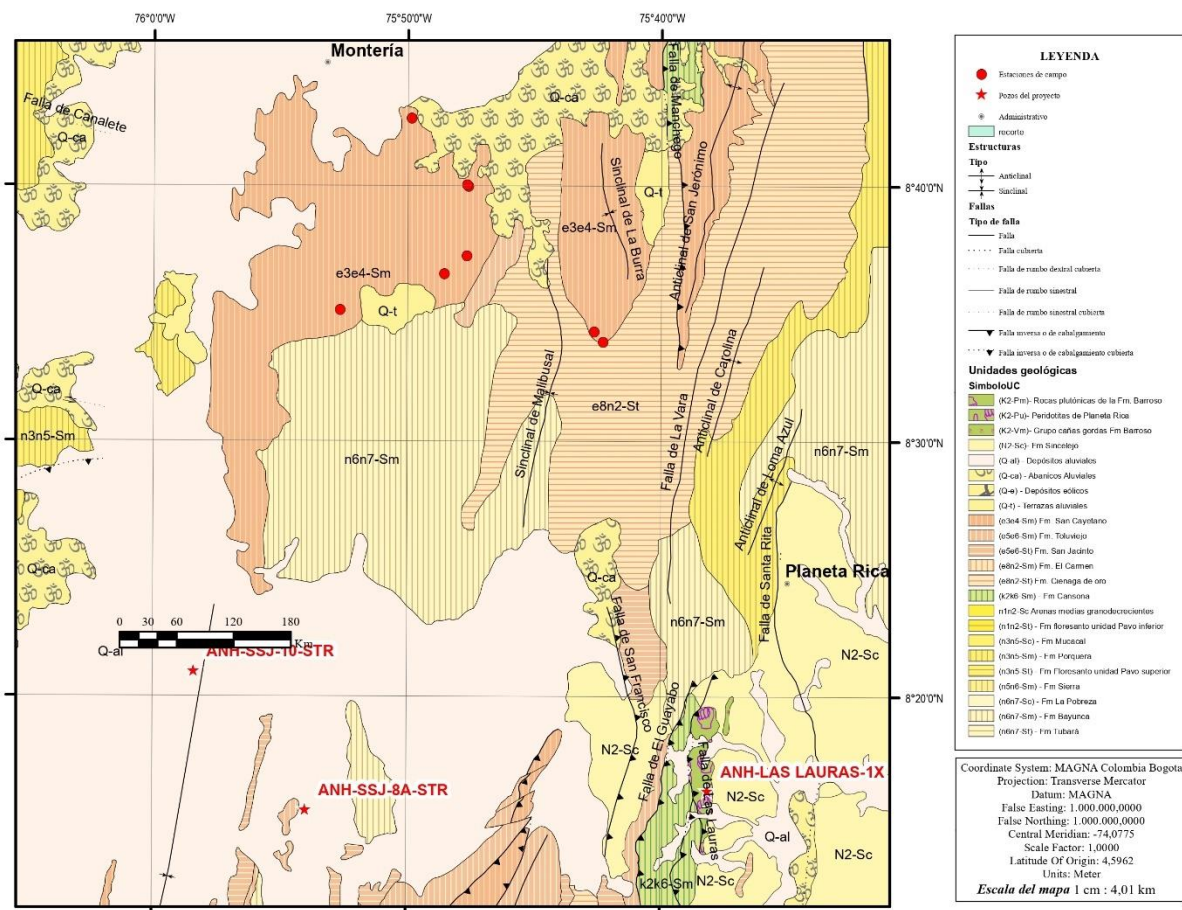


Nota. Mapa de localización elaborado con la base cartográfica del IGAC (2014)

Los pozos de estudio, ANH-SSJ-8A-STR-S y ANH-SSJ-10-STR-S, se encuentran a una distancia aproximada de 15 km entre sí. A escala regional, se localizan sobre una estructura sinclinal de gran envergadura (Gómez & Montes, 2020); a nivel local, el pozo ANH-SSJ-8A está emplazado también sobre el Anticlinal Caramelo (GRP SAS, 2019). En esta área, los depósitos aluviales que cubren la superficie están compuestos principalmente por arcillolitas y arenas gruesas, también afloran las formaciones San Jacinto y Chengue, que consisten en areniscas líticas finas a conglomeráticas y areniscas medias a conglomeráticas, respectivamente (GRP SAS, 2019).

**Figura 2**

*Geología de la zona del proyecto*



Nota. Mapa geológico elaborado con geodatabase del mapa geológico de Colombia del SGC (2020).

Roncancio y Pedraza (2018) documentaron la Formación San Cayetano aflorante a lo largo de la carretera entre Montería (Plancha 61: km 5-9) y Planeta Rica (Plancha 71: km 27 y 28), y en contacto superior e inferior, con las Formaciones Ciénaga de Oro y Cansona (Figura 2). La Formación Ciénaga de Oro se caracteriza por la presencia de areniscas ferruginosas de grano fino a conglomeráticas, intercaladas con lutitas calcáreas y capas de carbón, mientras que la Formación Cansona incluye lodolitas, areniscas lodosas y líticas, cherts, calizas, tobas y aglomerados (GEOTEC, 1999). Esta área presenta una complejidad estructural significativa, atribuida posiblemente a la naturaleza compresiva de la cuenca, la presencia de estructuras y fallas afecta tanto la continuidad de la Formación San Cayetano como la secuencia estratigráfica expuesta en diferentes sectores. En dirección WE, se identifican las unidades estructurales Sinclinal Malibusal, Falla Granada, el Anticlinal Me Gusta y la Falla El Mamón, entre otras (GEOTEC, 1999).

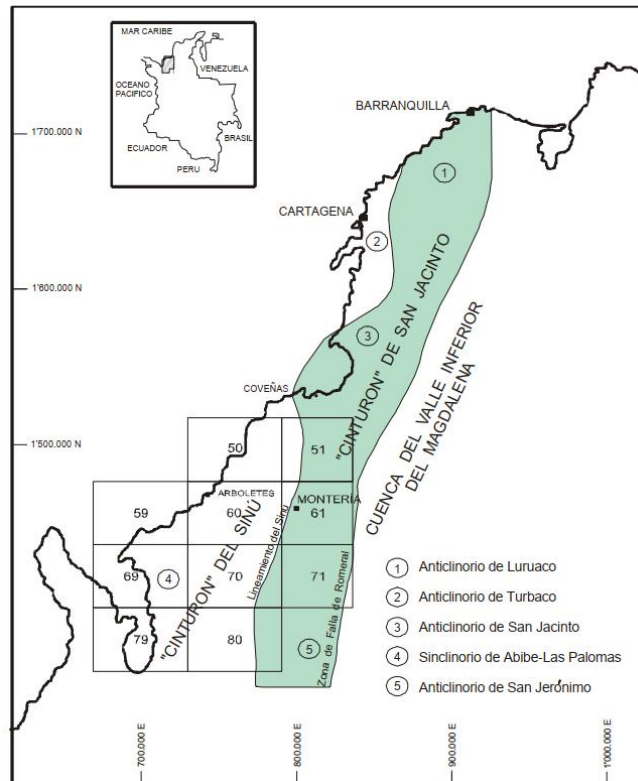
## **2.2. Cuenca Sinú- San Jacinto SSJ**

La cuenca Sinú-San Jacinto, ubicada en el norte de Colombia, es una de las regiones más prolíficas en emanaciones de petróleo y gas del país. Considerada también cuenca frontera, limita al este con el sistema de fallas Romeral, al noroeste con la costa Caribe, al oeste con el sistema de fallas Uramita, y al sur con rocas sedimentarias y volcánicas del Cretácico de la Cordillera Occidental (ANH, 2007). Su evolución geológica y tectónica de esta cuenca es materia de discusión, según Flinch (2003) es resultado de la interacción tectónica transpresiva y transtensional entre las placas Sudamericana, del Caribe, Nazca y el bloque de Chocó. La cuenca se formó como un prisma de acreción debido a la subducción de la Placa del Caribe y se divide en dos provincias geológicas: el Cinturón Plegado del Sinú (CPSn) al occidente y el Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ) al oriente (Figura 3). Como explica GEOTEC (2003), el Cinturón Plegado del Sinú y el

Cinturón de San Jacinto se caracterizan por sinclinales amplios asociados a cabalgamientos formando cuencas de hundimiento (piggy back).

**Figura 3**

*Localización de la cuenca SSJ*



Nota. Localización de los cinturones plegados del Sinú- San Jacinto y provincias geomorfológicas. *Geología de las planchas 50 Puerto Escondido, 51 Lorica, 59 Mulatos, 60 Canalete, 61 Montería, 69 Necoclí, 70 San Pedro de Urabá, 71 Planeta Rica, 79 Turbo, 80 Tierralta* (p. 22), por GEOTEC, 2003, INGEOMINAS.

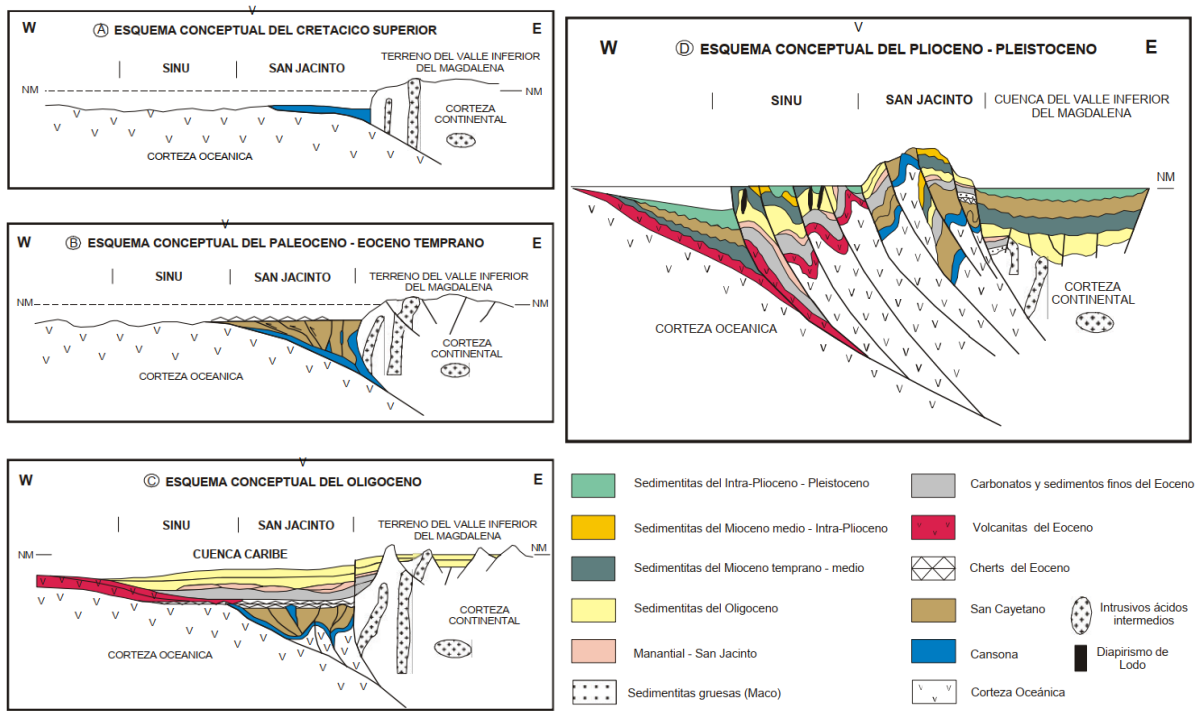
En GEOTEC (2003) se mencionan como dominios geológicos la sutura Romeral en el este y un basamento de afinidad oceánica al oeste a finales del cretácico, el primero formado por rocas volcano-sedimentarias con metamorfismo regional de bajo grado y plutonitas mientras el segundo constituido de basaltos y serpentinitas generadas en el cretácico tardío por un centro de expansión

oceánica; sobre este basamento depositaron sedimentos finos del Maastrichtiano-Coniaciano (Formación Cansona) y los depósitos turbidíticos del Paleoceno (Formación San Cayetano), para el Eoceno inferior, un periodo tectónico regional seguido de vulcanismo registrado por sedimentación silíceo en aguas profundas y depósitos tobáceos denominados cherts de Candelaria y Aguas Blancas y durante el Eoceno medio, se depositaron sedimentos marinos someros (Formación Chalán), ya para el Eoceno medio-superior, la sedimentación marina continuó con la Formación El Floral y las Areniscas de Manantial y luego en el Oligoceno la deposición de sedimentos finos marinos de la secuencia post-Manantial y la parte superior de El Floral, culminando la depositación en el Mioceno temprano, con la formación Floresanto (Figura 4).

Por su parte, Mantilla et al. 2009 explica para esta cuenca un complejo de subducción dominado por acreción que comenzó en el jurásico con la separación de América del norte y del sur de África, la placa del caribe se movió al NE por la expansión atlántica ocasionando así la acreción de la corteza oceánica y la formación de una zona de cizalla al NW de la placa sudamericana; en el Maastrichtiano a lo largo del NW de la plaza caribe comenzó la subducción y al mioceno la colisión del arco panameño con los Andes ralentizo dicha subducción. Además, también mencionan superior al basamento oceánico la secuencia sedimentaria integrada por sedimentos pelágicos del cretácico tardío al eoceno (posible formación Cansona), turbiditas clásticas del Eoceno al mioceno tardío y sedimentos clásticos del mioceno al holoceno de sistemas turbitas-delta (estas últimas, sincrónicas con descripciones de otros autores con la formación San Cayetano). La estratigrafía generalizada de la cuenca se muestra en la figura 5.

**Figura 4**

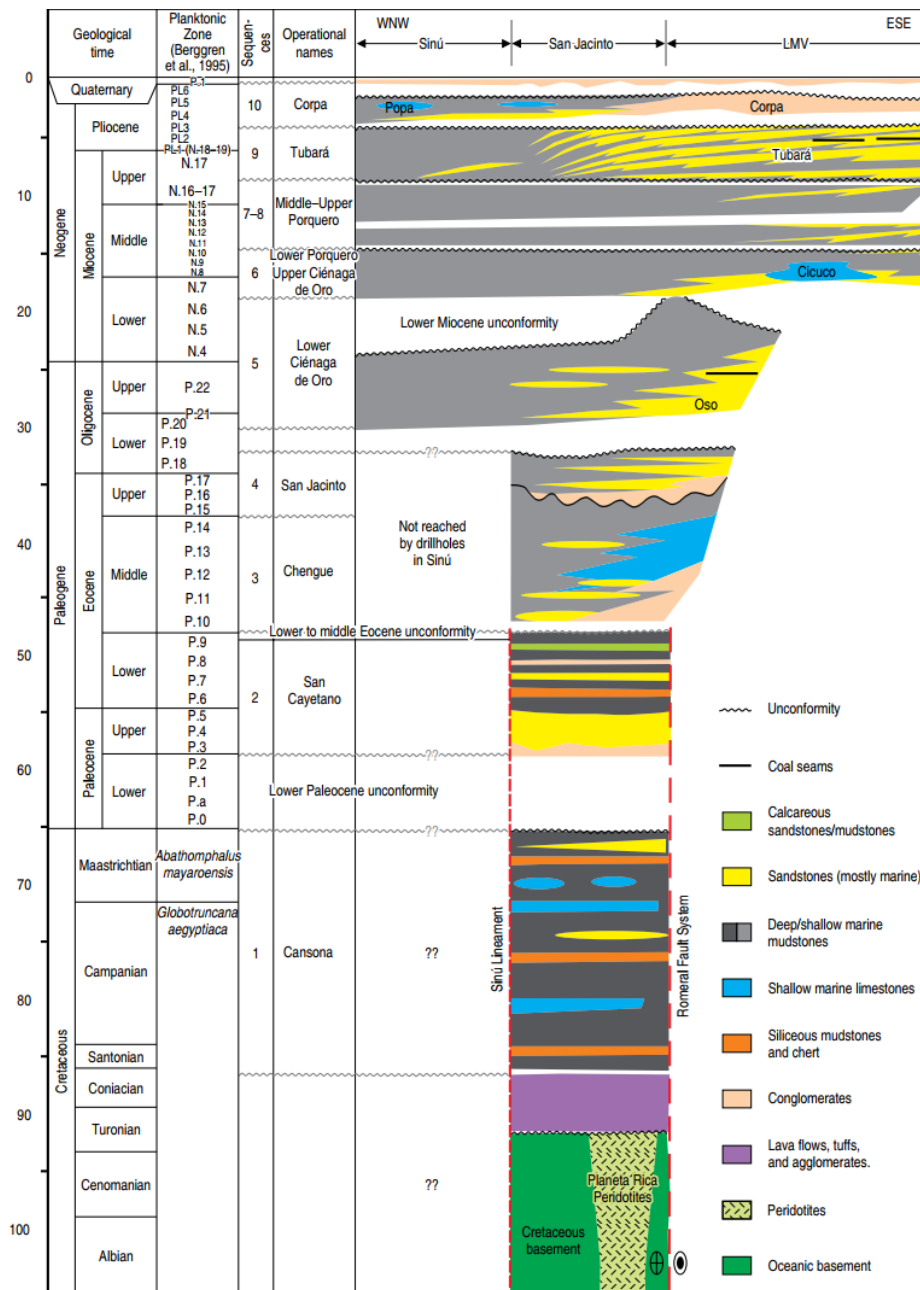
*Modelo esquemático de la evolución de la cuenca Caribe*



Nota. Esquema evolutivo de la cuenca Caribe. Tomado de *Geología de las planchas 50 Puerto Escondido, 51 Lorica, 59 Mulatos, 60 Canalete, 61 Montería, 69 Necoclí, 70 San Pedro de Urabá, 71 Planeta Rica, 79 Turbo, 80* (p. 31), por GEOTEC, 2003, INGEOMINAS.

**Figura 5**

*Estratigrafía generalizada de la Cuenca Sinú-San Jacinto y VIM*



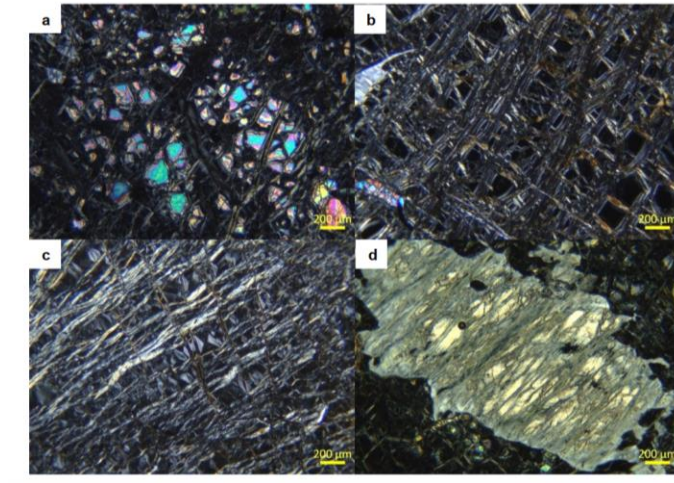
Nota. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca. Tomada de *Formación y evolución de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y del cinturón plegado de San Jacinto en el noroeste de Colombia: perspectivas desde el Cretácico Superior hasta la tectonoestratigrafía reciente* (p.31), por Mora et al, 2020, Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales.

Muchos autores discuten el origen continental y oceánico de esta cuenca, para Lozano & Zamora (2014) este es de carácter continental de tipo volcánico y metamórfico además de basamento de corteza (basaltos oceánicos y continentales).

### *2.2.1. Unidades de interés*

**2.2.1.1. Basamento.** Según el estudio de Gómez Gualdrón (2022), el basamento está compuesto por rocas ultramáficas del tipo peridotitas, con grados de serpentinización que varían entre el 60% y el 100%. Este proceso de serpentinización es el resultado de la hidratación de minerales como el olivino y los piroxenos, que constituyen la mayor parte de las peridotitas y se identifican dos eventos de alteración: uno pseudomorfo de baja temperatura y otro no pseudomorfo de alta temperatura. El evento de baja temperatura está asociado con la interacción del agua de mar en una dorsal medio-oceánica, mientras que el de alta temperatura está relacionado con el agua proveniente de los sedimentos aportados por la colisión entre la Placa del Caribe y la Placa Sudamericana.

La alteración pseudomorfa se manifiesta principalmente en las fracturas y los bordes del olivino, generando una textura tipo "reloj de arena" a medida que avanza la alteración. En el caso de los ortopiroxenos, esta alteración progresa a lo largo de los bordes de clivaje hasta el reemplazo total del mineral, como se observa en la Figura 6.

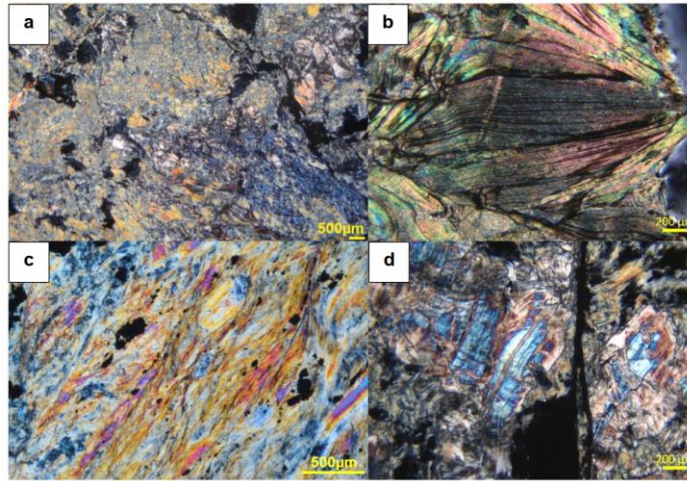
**Figura 6***Textura pseudomorfa*

Nota. Petrografía de muestras del pozo Las Lauras. Tomado de *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* (p.14), por L.M. Gómez, 2022. Universidad Nacional de Colombia.

Además, Gómez (2022) indica que la alteración no pseudomorfa se encuentra en mayor profundidad, asociada a peridotitas que han alcanzado una serpentización del 100%. Esta alteración, que se superpone a la alteración pseudomorfa, se manifiesta en forma de venas y en áreas adyacentes a las brechas (Figura 7). Álvarez (1989) clasifica estas rocas como parte del Complejo Ofiolítico de Romeral (COR), junto con las ultramáficas de Cerro Matoso y Uré, describiéndolas como lateritas ferrosas con silicatos de níquel.

**Figura 7**

*Textura no pseudomorfa*



Nota. Petrografía de muestras del pozo Las Lauras. Tomado de *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* (p.14), por L.M. Gómez, 2022. Universidad Nacional de Colombia.

**2.2.1.2. Formación San Cayetano.** El nombre de la Formación San Cayetano fue atribuido por Chenevart, quien la describió por primera vez en 1963 en su estudio estratigráfico de los Montes de María, en el departamento de Bolívar (Roncancio & Pedraza (2018) como se citó en Porta *et al.*, 1974). Estratigráficamente, la Formación San Cayetano se encuentra en contacto discordante sobre la Formación Cansona e infrayace de manera discordante a las Formaciones Conglomerados del Maco y Chengue.

En la zona de estudio, la Formación San Cayetano aflora en Montería y sus alrededores, incluyendo áreas cercanas al municipio de Planeta Rica, y puede alcanzar un espesor superior a los 573 m, según Roncancio y Pedraza (2018). No obstante, debido a la complejidad estructural

de la región, no se ha establecido un espesor preciso. Estratigráficamente, se sitúa por debajo de la Formación Ciénaga de Oro, donde presenta una discordancia angular.

La edad de la Formación San Cayetano más frecuente en documentos la ubica del paleoceno tardío al eoceno temprano, sin embargo, es discutida por varios autores como se puede ver en la tabla:

**Tabla 1**

*Edades de la Formación San Cayetano*

<i>Año</i>	<i>Autor</i>	<i>Edad</i>
1963	Chenevart, Ch	Paleoceno- Eoceno temprano
1967-1968	Duque-Caro, H	Pre-Eoceno no diferenciado
1973	Duque-Caro, H	Paleoceno tardío - Eoceno tardío
1994	Duque-Caro, H., en Guzmán et al.	Paleoceno tardío Post-Paleoceno Superior- Pre-Eoceno
1996	Duque-Caro et al.	Medio
1997	Geotec	Paleoceno- Eoceno Medio
	ATG Ltda, para ANH	Paleoceno Tardío- Eoceno Tardío
2009	Universidad de Caldas para ANH	Paleoceno tardío - Oligoceno
	Universidad de Caldas para ANH	Paleoceno tardío - Eoceno tardío

Nota. Tabla con recopilación de las edades de la formación San Cayetano según varios autores.

Adaptado de *Corredor vial Sincelejo-Toluviejo con levantamiento estratigráfico de las Formaciones San Cayetano y El Cerrito* (p.118), por J.H. Roncancio & P.E. Pedraza, 2018, SGC.

### 3. Fundamentos teóricos

#### 3.1. Hidrógeno natural

El hidrógeno natural, también conocido como hidrógeno blanco o geológico, se refiere al hidrógeno molecular ( $H_2$ ) generado de manera natural a través de procesos geológicos. Estos incluyen reacciones químicas como la radiólisis del agua, la maduración de materia orgánica y la oxidación de minerales ferrosos.

Entre las reacciones más eficientes están las que involucran minerales de hierro ferroso en contacto con el agua, donde el hierro se oxida (produciendo hierro férrico) y liberando hidrógeno. Estas reacciones pueden ocurrir tanto en soluciones acuosas de hierro ferroso como en minerales ricos en este elemento (Gaucher et al., 2023). Un ejemplo de reacción es el siguiente:

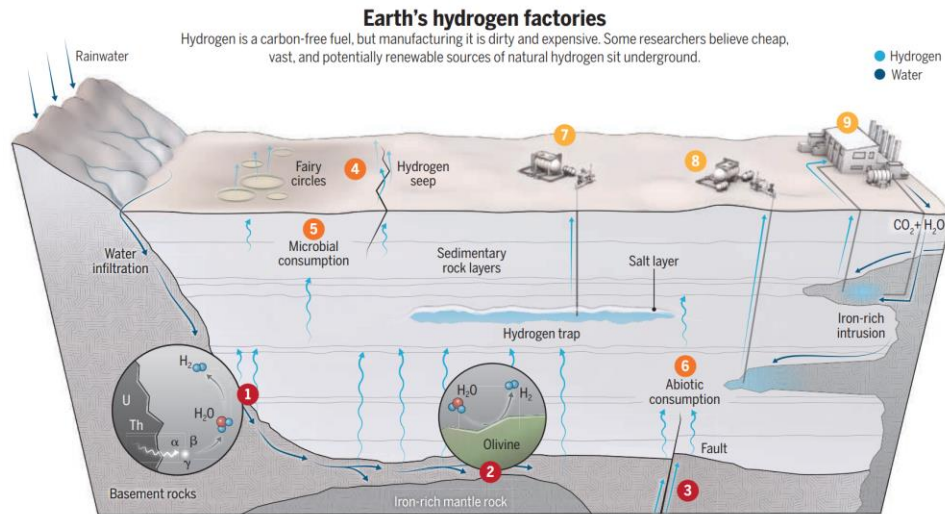


La radiólisis del agua también puede liberar hidrógeno en presencia de minerales radiactivos, como el uranio, torio y potasio, que mediante la desintegración radioactiva dividen las moléculas de agua. Este proceso es común en rocas antiguas (Hand, 2023).

Una ventaja clave del hidrógeno natural como recurso energético es que no solo es limpio, ya que su combustión no genera gases de efecto invernadero (GEI), sino que también es renovable, dado que las reacciones químicas que lo producen pueden continuar recargando el yacimiento. Un ejemplo de esto es el yacimiento en Mali, que sigue siendo explotado más de 10 años después de su descubrimiento. En la Figura 8 se muestra un esquema que ilustra un sistema de hidrógeno.

**Figura 8**

*Fuentes de generación de hidrógeno blanco*



Nota. Esquema las fuentes de generación de hidrógeno natural. 1. Generación por radiólisis, 2. Serpentinización (oxidación del hierro), 3 corrientes de hidrógeno aportadas por desgasificación del manto terrestre. Tomado de *Hidrógeno oculto: la Tierra podría contener grandes reservas de un combustible renovable y libre de carbono* (p. 633), por Eric Hand, 2023, Science.

Es importante mencionar que si bien son variadas las reacciones que ocasionan la liberación del H<sub>2</sub> la serpentinización se sospecha podría duplicar las estimaciones globales existentes de la producción de hidrógeno en el planeta (Lollar et al., 2014)

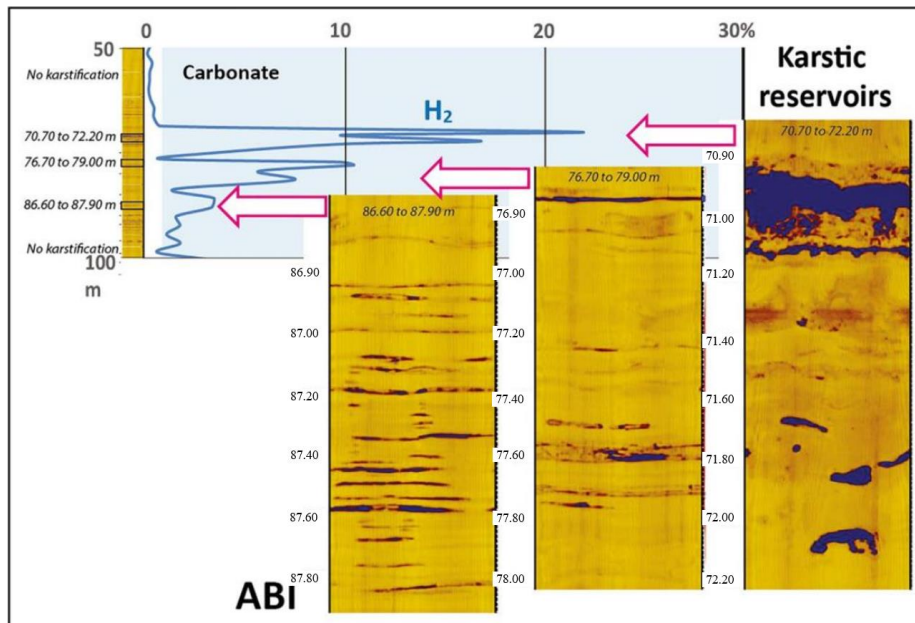
### **3.1.1. Yacimiento de hidrógeno**

El yacimiento de Bourakebougou en Malí es considerado el modelo ideal para yacimientos de hidrógeno natural, no solo por ser el pionero en este tipo de recurso, sino también por ser uno de los más estudiados.

En este yacimiento, el hidrógeno se genera a partir de la oxidación de rocas ricas en hierro ferroso, presentes en niveles de formaciones de hierro bandeado (BIF). Una vez producido, el hidrógeno se almacena en dos tipos de formaciones: carbonatos y areniscas. En los carbonatos, el almacenamiento ocurre en estructuras de karst (Figura 9) generadas por la infiltración de agua ocasionada por el emplazamiento de sills de dolerita que además son el sello de este sistema. En las areniscas, el hidrógeno se acumula principalmente en los poros de las capas más permeables. Es importante destacar que, en los carbonatos, el almacenamiento tiene lugar en las cavidades del karst, no en la matriz de la roca.

**Figura 9**

*Reservorio de hidrógeno blanco*

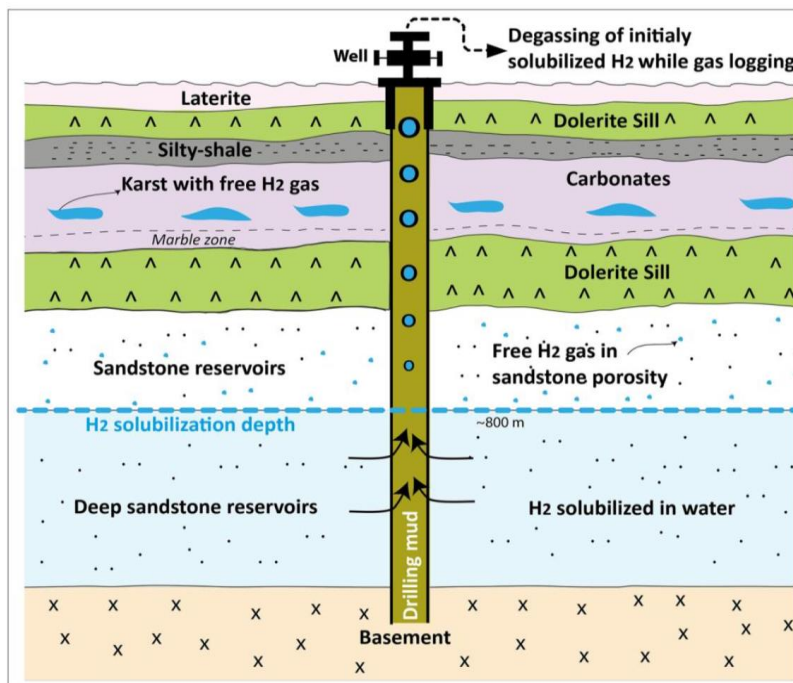


Nota. Imágenes de pozo y registros de gas donde se evidencia mayor acumulación en el sistema kárstico de los niveles carbonaticos en el sistema de Bourakebougou, Malí. Tomado de *Caracterización de los reservorios naturales de hidrógeno que se recargan espontáneamente en Bourakebougou, Mali* (p.7), por Maiga et al., 2023, Scientific reports.

Un sistema de hidrógeno debe considerarse como un sistema dinámico de recarga en lugar de un volumen estático de gas libre, esto por la posibilidad de recarga a partir de una fuente de gas disuelto en agua. Este factor es crucial, ya que el hidrógeno por debajo de los 800 metros (2624.6 pies) se encontraría mayormente disuelto, estableciendo así el criterio de que un yacimiento de H<sub>2</sub> libre se encontraría en profundidades someras (Prinzhofer et al., 2018). La siguiente grafica (Figura 10) es un esquema que representa el modelo de un yacimiento de hidrógeno basado en el yacimiento en Bourakebougou Malí:

**Figura 10**

*Esquema de un yacimiento de hidrógeno natural*



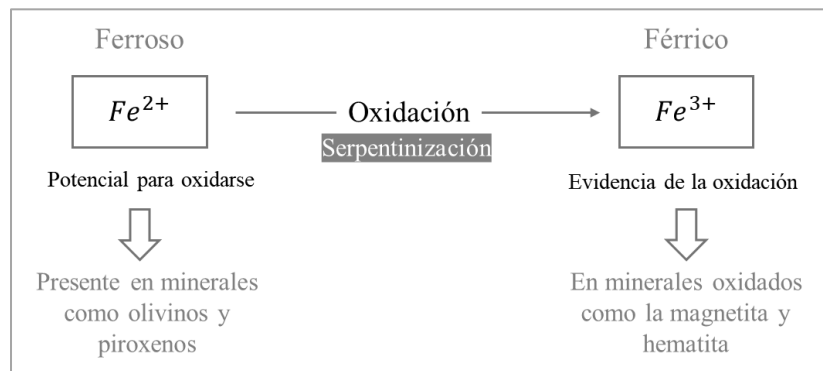
Nota. Esquema modelo de un yacimiento de hidrógeno. Tomado de *Caracterización de los reservorios naturales de hidrógeno que se recargan espontáneamente en Bourakebougou, Mali* (p.11), por Maiga et al., 2023, Scientific reports.

### 3.2. Serpentinización como evidencia de generación de hidrógeno

La serpentinización es un proceso de alteración de rocas que ocurre por la interacción de fluidos con minerales ferromagnesianos, como el olivino. Este proceso juega un papel clave en la validación de sistemas de generación de hidrógeno, ya que su presencia es una evidencia directa de que se ha liberado hidrógeno en algún momento. Además, permite evaluar si el proceso de generación de hidrógeno puede continuar, dependiendo del estado de oxidación del hierro (Figura 11) antes y después de la oxidación.

**Figura 11**

*Estados de oxidación del hierro en la serpentinización*



Incluso en rocas ya serpentinizadas, si aún contienen potencial de oxidación -observable por la presencia de iones ferrosos- es posible que continúen generando hidrógeno con la interacción de fluidos que favorezcan la oxidación.

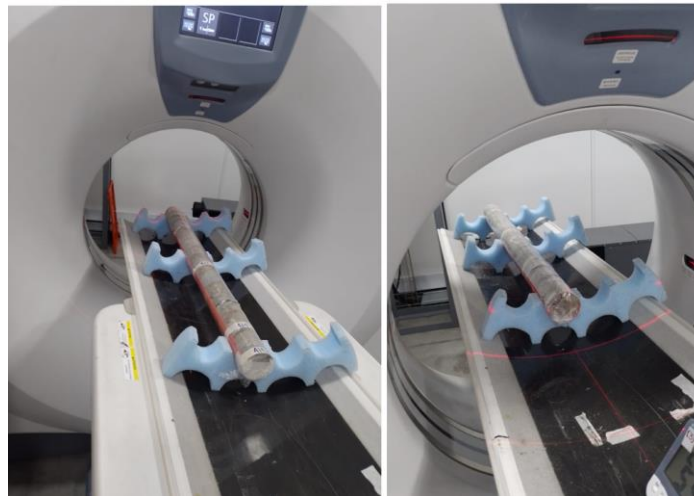
### 3.3. Tomografía Computarizada de Rayos X (CT)

La tomografía computarizada de rayos X (CT) es una técnica que permite examinar el interior de una roca sin alterar su morfología ni su estructura interna. Se basa en las diferentes atenuaciones de los rayos X al interactuar con materiales de diversas densidades y números atómicos. Esta variación en la atenuación se debe al efecto fotoeléctrico, que está relacionado con

la densidad y el número atómico de la muestra, así como al efecto Compton, que depende de la densidad y la energía (Hunt, Engler y Bajsarowicz, 1988, citado en Ortiz Meneses et al., 2015).

**Figura 12**

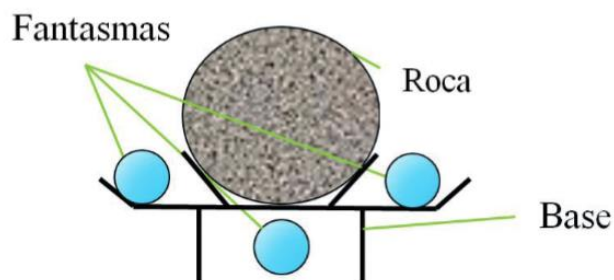
*Posicionamiento del núcleo en el tomógrafo*



La tomografía puede aplicarse a diversas muestras: rocas expuestas, preservadas, núcleos (Figura 12) y plugs. Para establecer una referencia, se utilizan cilindros fantasmas con números atómicos y densidades definidas, que se escanean junto con la muestra (ver Figura 13). Durante el proceso de escaneo, se emplea un nivel de energía alto, que se complementa con un nivel de energía bajo para capturar la totalidad de la muestra (Ortiz et al., 2015).

**Figura 13**

*Acomodación de la muestra para tomografía*

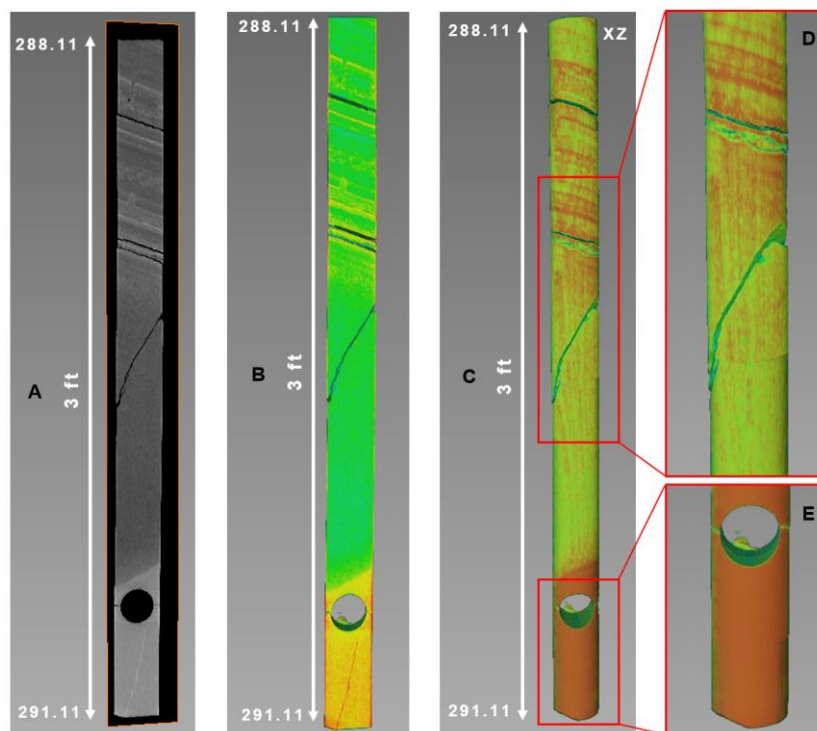


Nota. La figura representa la posición de los fantasmas y la muestra a escanear en el tomógrafo. Tomado de *Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC* (p. 60), por A. F. Ortiz et al., 2015, El reventón energético.

Los registros obtenidos son el número atómico, la densidad y el potencial fotoeléctrico. Las imágenes obtenidas se presentan en matrices numéricas almacenadas según el estándar DICOM (Digital Imaging and Communications in Medicine). Cada imagen adquirida se guarda en un archivo con la extensión .dcm, y múltiples imágenes se integran para formar una reconstrucción tridimensional. Este manejo numérico permite reconstruir las imágenes en diferentes escalas de colores y contrastes, así como realizar cálculos matemáticos sobre las mismas, como se ejemplifica en la Figura 14.

**Figura 14**

*Ejemplo de visualización del escáner un núcleo*



Nota. Imágenes elaboradas con el software de visualización de imágenes de CT.

### 3.3. Registros eléctricos de pozo

Los registros eléctricos de pozo son herramientas fundamentales para la identificación de cambios litológicos, contactos y estructuras en profundidad. Además, permiten la estimación de propiedades como el espesor de capas, porosidad y permeabilidad, así como la inferencia sobre la composición química de las rocas. Estos registros también facilitan la distinción de diferentes tipos de fluidos presentes en el pozo, ya sean hidrocarburos, gases o agua.

En general, los registros se dividen en dos categorías principales: registros en hueco abierto y registros en pozo entubado/revestido.

**Registros en Hueco Abierto:** Se utilizan para determinar la mayoría de las propiedades mencionadas y se realizan en líneas fijas (Wireline) en un pozo recién perforado que aún no ha sido revestido. Estos registros pueden llevarse a cabo de dos formas:

- *Wireline (Registro en Hueco Abierto):* Requiere retirar la sarta de perforación antes de bajar las herramientas de registro al pozo.
- *LWD (Logging While Drilling) y MWD (Measurement While Drilling):* Permiten registrar datos de manera continua mientras se avanza en la perforación, sin necesidad de retirar la sarta de perforación.

**Registros en Pozo Entubado/Revestido:** Se ejecutan una vez que el pozo está revestido, principalmente evalúan la integridad de la terminación del pozo y el fluido en el mismo.

Existen varios tipos de registros, entre los que se incluyen litológicos, de porosidad, resistivos y nucleares. La siguiente tabla muestra algunos de los registros más utilizados para el desarrollo de un modelo petrofísico.

**Tabla 2**

*Registros más comunes o en el desarrollo de un modelo petrofísico*

	Gamma Ray (GR)
Litológicos	Potencial espontaneo (SP) Factor Fotoeléctrico (PEF)
	Densidad (RHOB)
Porosidad	Neutrónico (NPHI) Sónico (DTCO)

**3.3.1. Gamma Ray (Gr)**

El registro de Gamma Ray mide la radiactividad natural total de una litología. Esta técnica es capaz de detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos, como uranio, potasio y torio, ya que estos elementos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Generalmente, las lutitas o lodos presentan una mayor concentración de radioactividad.

Cuando los rayos gamma atraviesan una formación, son absorbidos y su intensidad se reduce. Esta tasa de absorción varía con la densidad del material, por lo tanto, si dos formaciones tienen el mismo contenido de minerales radiactivos pero diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad (Asquith et al., 2004). En general, las formaciones menos densas exhiben una mayor radioactividad en contraste. Es importante tener en cuenta que el registro de Gamma Ray no puede diferenciar el tipo específico de elemento radiactivo que refleja la medida. Según Asquith et al. (2004), la respuesta del GR es proporcional a la concentración total de material radiactivo en la formación:

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b} \tag{2}$$

Donde:  $\rho_i$  = Densidades de minerales

$V_i$  = Volumen total de los minerales

$A_i$  = Proporcionalidad a la radioactividad mineral

$\rho_b$  = Densidad total de la formación

Además, una variación de este registro llamado Gamma Ray Spectral permite diferenciar las concentraciones de cada elemento (Uranio, torio y potasio) por sí solo útil especialmente en la determinación de características paleoambientales.

### ***3.3.2. Potencial Espontáneo (SP)***

El registro de Potencial Espontáneo mide el potencial eléctrico o voltaje generado por la interacción entre el agua de formación, el fluido de perforación conductivo y las lutitas. Este registro diferencia el potencial eléctrico en función de la profundidad, utilizando un electrodo móvil en el pozo y otro fijo en la superficie.

En presencia de lutitas, la curva del SP generalmente muestra una línea base recta. Una deflexión hacia la izquierda (negativa) indica una zona permeable, mientras que una deflexión hacia la derecha (positiva) sugiere una menor salinidad del agua de formación en comparación con el filtrado de lodo de perforación, si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo, la deflexión será positiva; de lo contrario, será negativa (Asquith et al., 2004). Las deflexiones del SP tienden a ser reducidas por la arcillosidad, pero son más graduales en formaciones altamente resistivas, como los carbonatos.

En pozos que utilizan lodos conductivos, según Asquith et al. (2004), el SP resulta menos útil, ya que estos lodos no proporcionan una conductividad eléctrica adecuada entre el electrodo del SP y el de la formación. Si las resistividades del filtrado de lodo y del agua son similares, las deflexiones en la curva serán mínimas. Las deflexiones resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo.

### 3.3.3. Factor Fotoeléctrico (*PEF*)

Como lo explica Montagna & Astesiano (2015), es la sección transversal de captura de absorción fotoeléctrica obtenida del choque de rayos gamma de baja energía (fotones) en la adquisición de densidad relacionado a la matriz de la roca y en segundo plano a la porosidad del fluido presente en los poros. Este depende directamente del número atómico del mineral y se rige por la ecuación:

$$PEF = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6} \quad (3)$$

Donde  $Z$  = Número atómico promedio de la formación

En general permite inferir el tipo de litología conociendo el número atómico, los fluidos exhiben números atómicos bajos, por lo que si se presentan picos considerables podría indicar un depósito de minerales pesados. Se considera un buen indicador litológico ya que no se ve afectado por variaciones de porosidad ni saturación de fluido.

### 3.3.4. Densidad (*RHOB*)

El registro de Densidad, también conocido como RHOB, se utiliza principalmente para determinar la porosidad de las formaciones rocosas. Este registro también facilita la identificación de minerales en depósitos evaporíticos, la detección de gas, la densidad de hidrocarburos y la evaluación de litologías, se basa en dos valores de densidad: la densidad aparente de la formación ( $\rho_b$ ) y la densidad de matriz ( $\rho_{ma}$ ), que representa la densidad del marco sólido de la roca (Asquith et al., 2004).

Según Asquith et al. (2004), la densidad aparente de la formación es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido en los poros (que puede ser lodo de

agua salada, lodo de agua dulce o hidrocarburos). Para una sustancia compuesta por un solo elemento, el índice de densidad de electrones está directamente relacionado con la densidad total de la sustancia, como se aprecia en la ecuación 4.

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{A} \right) \quad (4)$$

Donde  $\rho_b$  = Densidad total real

$Z$  = Número atómico (Número de electrones por átomo)

$A$  = Peso atómico

### ***3.3.5. Neutrónico o Neutron Porosity (NPHI)***

El registro de Neutrónico, también conocido como Neutron Porosity (NPHI), es una técnica utilizada para medir la concentración de hidrógeno en una formación rocosas y, por ende, estimar la porosidad llena de líquido ( $\phi_N$  o PHIN).

Este registro se basa en la generación de neutrones a partir de una fuente química ubicada en la herramienta de registro. Cuando estos neutrones colisionan con la formación, pierden parte de su energía y emiten rayos gamma, dado que el hidrógeno tiene una masa casi igual a la de los neutrones, la pérdida de energía es máxima cuando los neutrones colisionan con átomos de hidrógeno; el hidrógeno se concentra en los poros llenos de líquido dentro de la formación, la pérdida de energía se relaciona directamente con la porosidad (Asquith et al., 2004).

Los registros de neutrones no se calibran en unidades físicas básicas, por lo que su interpretación se realiza a partir de gráficos proporcionados por la compañía que ha perforado el pozo. La respuesta del registro de neutrones es inversamente proporcional a la porosidad: valores altos de NPHI indican porosidades bajas, mientras que valores bajos indican porosidades altas.

La presencia de gas en la formación puede reducir la porosidad de neutrones reportada en comparación con la porosidad real. Esto se debe a que la concentración de hidrógeno en el gas es menor que en el petróleo o el agua. Este fenómeno se conoce como el efecto de gas. Por otro lado, si la formación contiene arcillas, la porosidad de neutrones puede ser mayor que la porosidad real. Esto ocurre porque el hidrógeno está presente tanto en la estructura de las arcillas como en los espacios porosos, lo que provoca un incremento en la medición de la porosidad de neutrones. Este efecto se denomina efecto lutita.

### **3.3.6. Sónico ( $DT_p$ / $DT_s$ )**

El registro sónico, también conocido como  $DT_p$  o  $DT_s$ , mide el tiempo de propagación de ondas sonoras a través de una formación rocosas. Según Asquith et al. (2004), este tiempo de tránsito es inversamente proporcional a la velocidad de la onda sonora y está influenciado por la litología y la porosidad de la formación. Si se conoce la litología, este registro puede ser una herramienta valiosa para estimar la porosidad de la formación.

Durante el registro, se pueden observar discontinuidades acústicas debido a factores como las paredes del pozo, la rugosidad del agujero, capas de la formación o fracturas. Estas discontinuidades pueden afectar la precisión del registro. Las velocidades sínicas en diferentes litologías varían generalmente entre 6000 y 23000 pies/segundo. Estas velocidades dependen de parámetros como el tipo de material de la roca (por ejemplo, calcita, dolomita, arena, etc.) y la porosidad de la formación. (Asquith et al., 2004).

## **3.4. Propiedades petrofísicas de las rocas**

Son criterios específicos de las rocas que permiten su caracterización y evaluación en función de la calidad que desempeñan en un yacimiento. Entre ellas se incluyen:

- **Porosidad:** Se define como la magnitud del espacio vacío (poros) de una roca en relación con su volumen total, puede clasificarse en primaria o secundaria, según su origen, y en base a su volumen poroso, como porosidad total y efectiva. La porosidad primaria es aquella que existen en el momento de la deposición, mientras la porosidad secundaria es resultado de procesos posteriores, como la disolución. La porosidad total comprende todo el volumen no ocupado por la matriz o materiales densos y siempre será mayor que la porosidad efectiva, esta es la que constituye los canales de poros interconectados.
- **Permeabilidad:** Se refiere a la capacidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad depende fundamentalmente del tamaño y la abertura de los poros, de la forma de los poros, del grado de conectividad y del tipo de cemento presente entre los granos.
- **Resistividad:** Esta propiedad permite determinar ciertos parámetros de los yacimientos, como la porosidad, la saturación de fluidos, la composición química del agua que llena los espacios porosos de la roca y la conductividad de los minerales.
- **Conductividad:** Capacidad de permitir el paso de corriente eléctrica. La mayoría de los minerales formadores de roca, como los silicatos y carbonatos, son aislantes (resistivos). Las rocas solo conducen electricidad en presencia de fluidos, debido a las sales ionizadas en solución contenida en el agua de formación.

## **4. Metodología**

El flujo de trabajo en este proyecto se desarrolla en distintas fases detalladas posteriores a la investigación bibliográfica, estas incluyen también las etapas de revisión e inventario de la información disponible, análisis de pozo y definición de litofacies, levantamiento geológico de campo y laboratorio, tratamiento de información en software de análisis, la generación del modelo de litotipos y el modelo petrofísico para finalmente, generar los intervalos de mejor calidad de reservorio. A continuación, se detalla cada fase.

### **4.1. Revisión e inventario de la información disponible**

#### ***4.1.1. Bibliografía y antecedentes***

La bibliografía y antecedentes se organizan de acuerdo con los temas centrales que abarca el proyecto, en primer lugar, el Hidrógeno natural enfocando principalmente los documentos científicos con la caracterización de yacimientos, posteriormente en antecedentes de la zona de estudio y finalmente en metodologías similares aplicadas a proyectos que evalúen la petrofísica de una formación con potencial de reservorio.

#### ***4.1.2. Informes y reportes de perforación***

Comprenden la información técnica y datos del ambiente de perforación; además describen a detalle las herramientas corridas en pozo y las condiciones de estas mediciones. Estos informes también incluyen informes geológicos donde se mencionan las unidades perforadas, sus topes y sedimentología de cada una. En las tablas 3 y 4 se sintetiza la ficha técnica de los pozos.

**Tabla 3**

*Ficha técnica del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*

<b>POZO ANH-SSJ-8A-STR-S</b>	
Operador	U T Slim Hole Montería
Clasificación Lahee	Estratigráfico
Bloque	Cuenca Sinú - San Jacinto (sector sur)
Coordenadas Datum	N: 1405575
Magna Sirgas	E: 799179
Elevación - Terreno	164 ft
Profundidad	2161 ft
Longitud corazonada	2154 ft
Formaciones	Fm. Toluviejo, Fm. San Cayetano
Trayectoria	Vertical
Estado final	Taponado

Nota. Tabla elaborada a partir de los informes de perforación

**Tabla 4**

*Ficha técnica del pozo ANH-SSJ-10-STR-S*

<b>POZO ANH-SSJ-10-STR-S</b>	
Operador	U T Slim Hole Montería
Clasificación Lahee	Estratigráfico
Bloque	Cuenca Sinú - San Jacinto (sector sur)
Coordenadas Datum	N: 1415632
Magna Sirgas	E: 791140
Elevación - Terreno	250 ft
Profundidad	2050.44 ft
Longitud corazonada	1982.56 ft
Formaciones	Fm. Toluviejo, Fm. San Cayetano
Trayectoria	Vertical
Estado final	Taponado

Nota. Tabla elaborada a partir de los informes de perforación




**4.1.3. Registros de pozo**

Los registros eléctricos de ambos pozos están sintetizados en un COMPOSITE en formato LAS que integra las curvas de cada una de las herramientas corridas.

**Tabla 5**

*Inventario y estado de registros*

<i>ANH-SSJ-10-STR-S</i>	<i>ANH-SSJ-8A-STR-S</i>
DEPTH -Logged depth	DEPT - Logged depth
CODE - Compensated Density	CODE -Compensated Density
DECR -Density Correction	DECR - Density Correction
GRDE -Gamma Ray from DD3	GRDE -Gamma Ray from DD6
GTPM -Borehole tempeture	GTPM -Borehole tempeture
CADE - Caliper from DD3	CCO1 -3-Arm Caliper CO1-GC2
MC6F -60 cm Transit Time R1R4	MC6F -60 cm Transit Time R1R4
VL6F - 60 cm Velocity	VL6F - 60 cm Velocity
NPRS -Sandstone Neutron Porosity	NPRS -Sandstone Neutron Porosity
SPFE - SP from FE bridle	SPFE - SP from FE bridle
FE1 -FE Resistivity Shallow	FE1 -FE Resistivity Shallow
FE2 -FE Resistivity Deep	FE2 -FE Resistivity Deep
BIT -Bit Size	BIT - Bit Size
TDFG - Differential Temperature	

 Disponible
  No tiene buena calidad
  No disponible

Nota. La tabla muestra el inventario de registros de pozo y el estado previo de cada registro antes de la ejecución de las correcciones.

Este paso es importante porque permite planificar, en base a la disponibilidad y estado de los registros la metodología más adecuada incluyendo aquellos registros que deben tener previas correcciones a su tratamiento.

**4.1.4. Datos de tomografía**

Integrados en archivos LAS con registros de número atómico, densidad y factor fotoeléctrico (PEF), en imágenes radiales en archivos PNG y archivos DICOM para visualización 3D en software.

**Tabla 6**

*Inventario de registros de CT*

<i>Pozo</i>	<i>Curva</i>	<i>Descripción</i>	<i>Imágenes</i>	<i>Tope (ft)</i>	<i>Base (ft)</i>
ANH-SSJ-8A-STR-S	Densidad	Densidad	SI	56.09	2161.436
	PEF	Factor fotoeléctrico			
	Zeff	Número atómico efectivo			
	Core	Número del núcleo			
	FaciesTomo	Facies según composición			
ANH-SSJ-10-STR-S	Densidad	Densidad	SI	15	2050.226
	PEF	Factor fotoeléctrico			
	Zeff	Número atómico efectivo			
	Core	Número del núcleo			
	FaciesTomo	Facies según composición			

**4.2. Análisis de pozo y definición de litofacies**

Esta fase comprende la descripción de los núcleos de pozo, desde la selección de los intervalos de interés hasta la clasificación de los litotipos encontrados.

**4.2.1. Definición y descripción de intervalos de interés**

Se determinan los intervalos de interés según la información de pozo. Partiendo de la evidencia bibliográfica se seleccionan aquellas profundidades donde se tienen espesores considerables de arenas en cada pozo.

**Tabla 7**

*Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*

Inicio	Fin
166 ft	174 ft
180 ft	192 ft
202 ft	231 ft
290 ft	352 ft
346 ft	535 ft
550 ft	557 ft
563 ft	570 ft
637 ft	643 ft
663 ft	670 ft
673 ft	680 ft

**Tabla 8**

*Intervalos descritos del pozo ANH-SSJ-10-STR-S*

Inicio	Fin
55 ft	116 ft
145 ft	196 ft
210 ft	270 ft
331 ft	363 ft
379 ft	416 ft
441 ft	470 ft
516 ft	527 ft
1377 ft	1388 ft
1426 ft	1450 ft
1816 ft	1909 ft
1934 ft	1986 ft
2045 ft	2056 ft
2066 ft	2070 ft

**4.2.1. Descripción de núcleos y definición de litofacies**

Se basa en el análisis de propiedades texturales y composicionales de las litologías de cada núcleo, esta con un detalle de cada 0,5 ft. Se consideran aspectos texturales, estructura y composición, se nombran según la clasificación de Folk (1980). Las litologías se agrupan

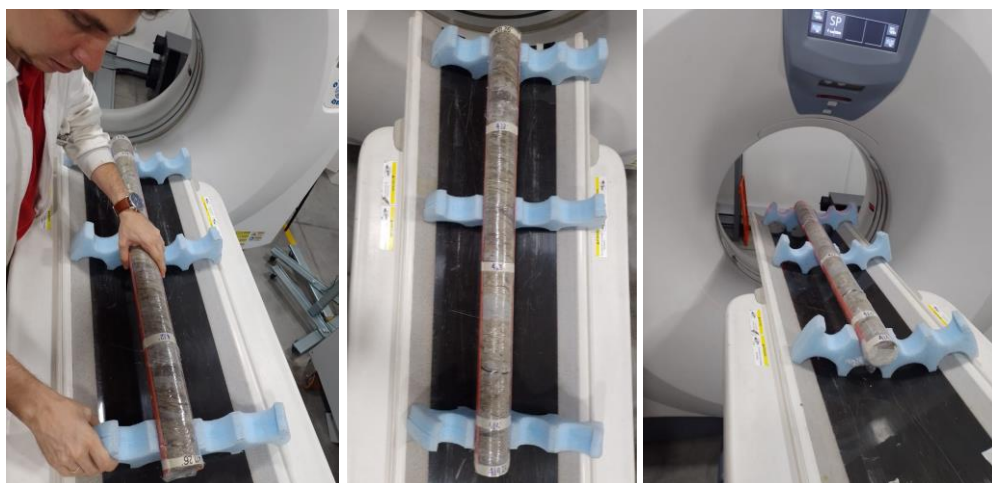
considerando sus características comunes en facies arenosas, facies areno-calcareas, facies heterolíticas y facies lodosas.

**4.2.2. Escáner de núcleos y adquisición de imágenes**

Se toman los núcleos de pozo con mejor expresión de los litotipos definidos para ser escaneados en el tomógrafo (figura 15). En las tablas 9 y 10 se muestran los núcleos seleccionados.

**Figura 15**

*Ingreso de los núcleos al tomógrafo*



**Tabla 9**

*Núcleos escaneados del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*

<i>Caja</i>	<i>Profundidad núcleo (ft)</i>
18	205.96 - 208.56
28	288.11 - 291.11
45	438.34 - 441.34
46	447.34 - 449.92
49	472.78 - 475.78
55	524.05 - 527.03
155	1392.16 - 1395.15
229	2044.09 - 2047.09

**Tabla 10**

*Núcleos escaneados del pozo ANH-SSJ-10-STR-S*

<i>Caja</i>	<i>Profundidad núcleo (ft)</i>
36	356.75 - 359.75
38	371.61 - 374.3
39	388.50 - 391.50
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

**4.3. Levantamiento geológico de campo**

La ruta y estaciones se planifican considerando el trabajo realizado en 2018 por Roncancio y Pedraza para el Servicio Geológico Colombiano (SGC) sobre la misma vía, se toman puntos coordinados como estaciones preliminares. De un recorrido general de la zona finalmente, se consolidan 9 estaciones incluyendo 2 puntos de control litológico (Tabla 11 y figura 16).

**Tabla 11**

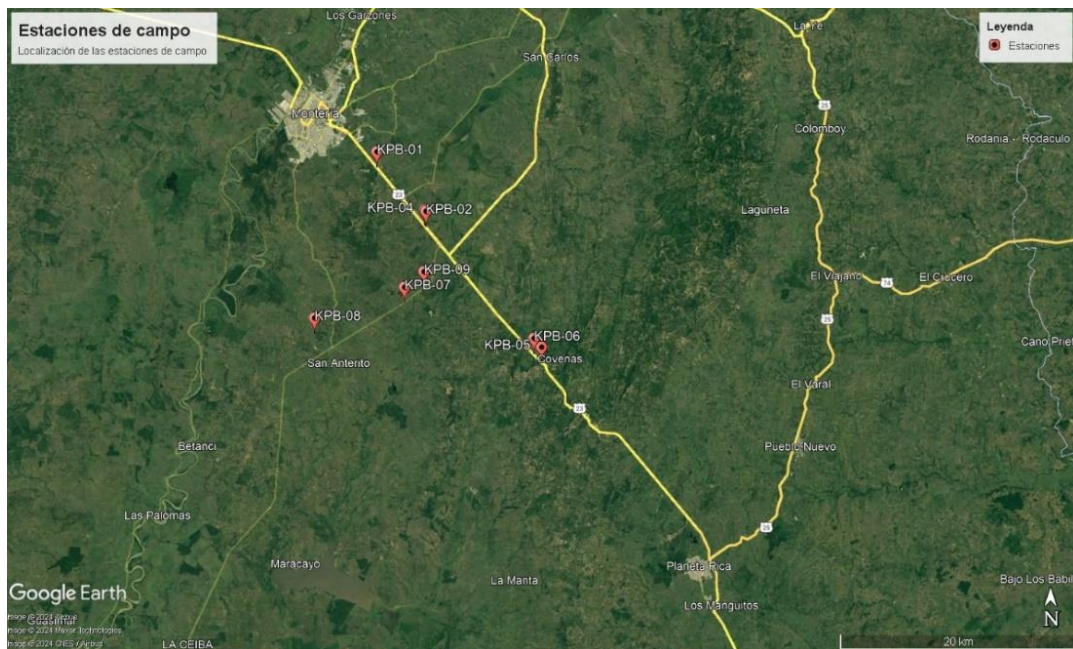
*Coordenadas de las estaciones de campo*

<i>Estaciones</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>
KPB-01	8°42'39.60"N	75°49'52.50"W
KPB-02	8°39'59.30"N	75°47'36.90"W
KPB-03	8°16'17.70"N	75°37'55.20"W
KPB-04	8°40'3.10"N	75°47'40.20"W
KPB-05	8°33'54.20"N	75°42'17.20"W
KPB-06	8°34'17.80"N	75°42'38.20"W
KPB-07	8°36'33.50"N	75°48'35.80"W
KPB-08	8°35'8.30"N	75°52'39.70"W
KPB-09	8°37'15.80"N	75°47'40.80"W

Para el interés de este proyecto en específico se hace especial énfasis en el muestreo de las litologías de interés tomadas de los afloramientos.

## Figura 16

### *Localización de las estaciones de campo*



Nota. Localización satelital de la zona de estudio con los afloramientos de la salida de campo. Tomado de Google Earth Pro.

Para la selección de muestras de bloque en cada afloramiento se considera principalmente el interés en las areniscas y sus variaciones composicionales y texturales al igual que la consolidación de la roca. Para su extracción se conserva la orientación de estratificación y estructuras según el caso de cada bloque (Figura 17). Los bloques extraídos de cada afloramiento se muestran en la tabla 12.

**Figura 17**

*Extracción de muestras de bloque*



**Tabla 12**

*Listado de muestras de bloque*

KPB-01	KPB-01-M1-1
	KPB-01-M2-4
KPB-02	KPB-02-M3-2
	KPB-02-M4-19
KPB-04	KPB-04-M5-1
	KPB-04-M6-8
	KPB-04-M7-13
	KPB-04-M8-14
	KPB-04-M9-15
KPB-05	KPB-05-M10-2
	KPB-05-M11-5
KPB-06	KPB-06-M12-1
KPB-07	KPB-07-M13-2

### 4.3.3. Análisis petrofísicos de las muestras de campo

De los bloques se extraen submuestras tipo plug considerando la orientación horizontal y vertical de uno, cuyas dimensiones son de máximo 1.5" (3.8 cm) de diámetro y 3" (7.62 cm) de longitud (figura 18). Para conveniencia de las pruebas petrofísicas se toman los plugs horizontales, en total se extraen y analizan 11 plugs (Tabla 13).

#### Figura 18

##### *Extracción de plugs*



Previo a la toma de las pruebas petrofísicas la preparación de los plug incluye el pulido para tener una forma cilíndrica nivelada, además si la salinidad de la muestra es elevada debe hacerse una limpieza con Tolueno, posteriormente pasa por un proceso de secado durante 6 horas en un horno a 80° C y el almacenamiento del plug se hace dentro de un desecador con sílica que absorbe la humedad que pueda tener la muestra.

**Tabla 13**

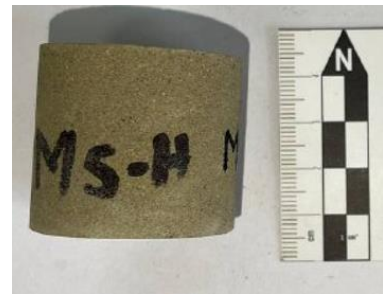
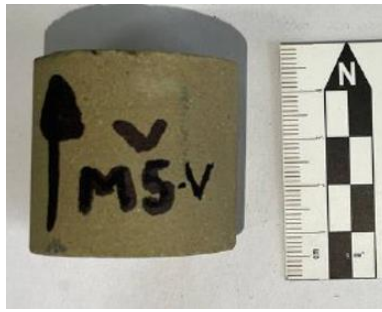
*Plugs extraídos de las muestras de bloque*

Bloque	Plug vertical	Plug horizontal
KPB-01-M1-1	M1-V	M1-H
		
KPB-01-M2-4	M2-V	M2-H
		
KPB-02-M3-2	M3-V	M3-H
		
KPB-02-M4-19	M4-V	M4-H
		

KPB-04-M5-1

M5-V

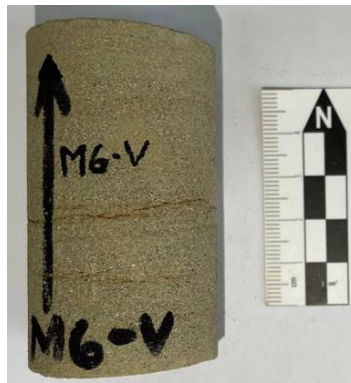
M5-H



KPB-4-M6-8

M6-V

M6-H



KPB-04-M7-13

M7-V

M7-H

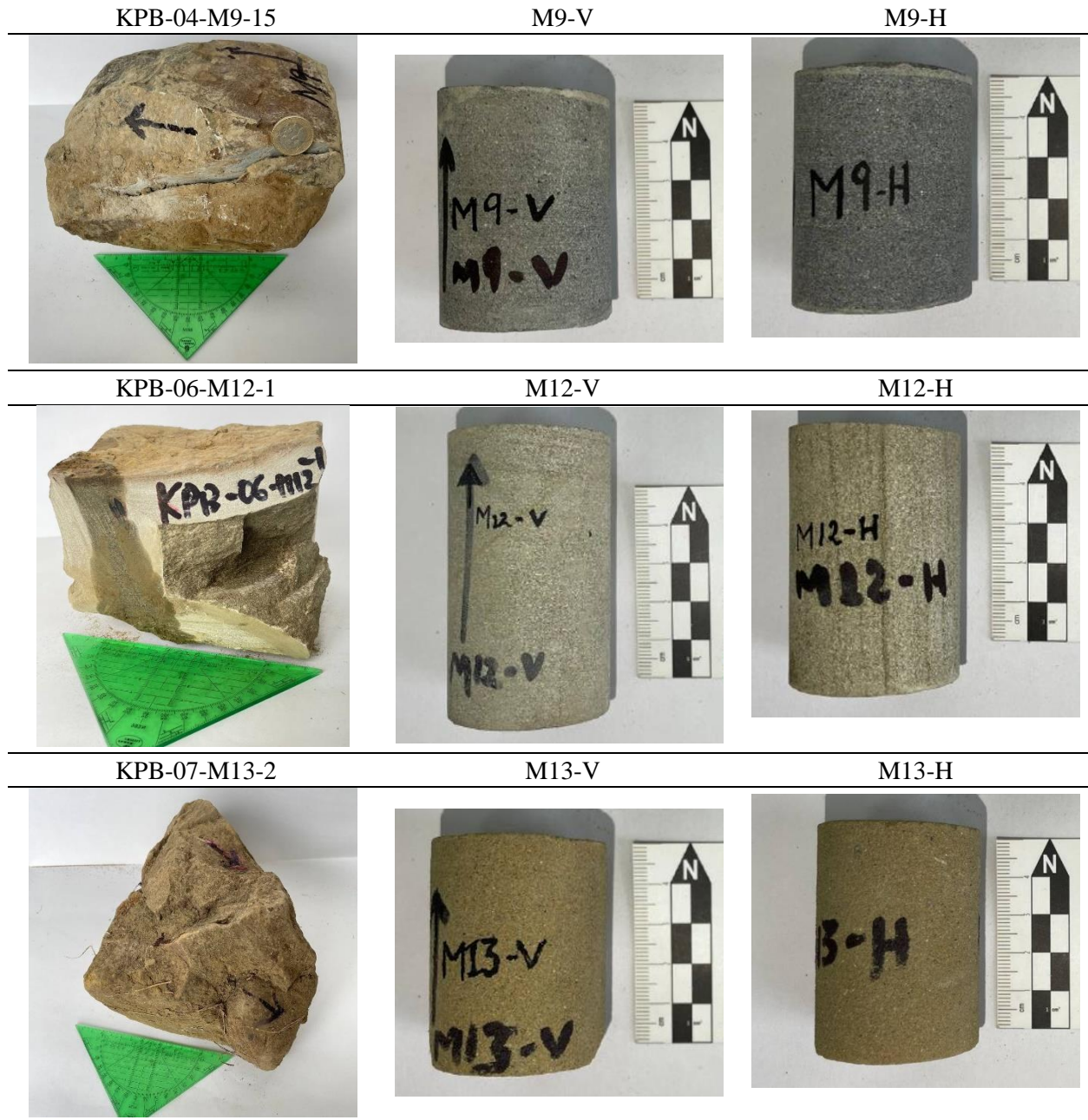


KPB-04-M8-14

M8-V

M8-H





La petrofísica se toma en el instrumento KEYPHI, un permeámetro y porosímetro multimuestras automatizado (figura 19) que mide la porosidad y la permeabilidad al helio/nitrógeno de muestras del tamaño de un tapón a múltiples presiones de confinamiento (400 -10.000 psi).

**Figura 19**

*Equipo de medición de pruebas petrofísicas*



El equipo usa una muestra guía, cuyas propiedades ya se conocen (checkplot), como referencia para las pruebas. Para estas mediciones, se establece una presión de confinamiento de 500 psi. Se registran datos de longitud, diámetro y peso de cada muestra (figura 20); estas medidas se toman con gran detalle.

**Figura 20**

*Mediciones previas para las pruebas petrofísicas*



**4.4. Tratamiento de información en Software de análisis**

En esta etapa se ajusta la base de datos de manera que tanto los registros de pozo como los de tomografía puedan integrarse en el software con la misma escala y las correcciones de las curvas que lo requieran, además del amarre roca registro apoyado en las descripciones de núcleo.

**4.4.1. Estandarización de Mnemónicos**

Este paso es importante porque a los nombres originales de las curvas que han sido tomadas con diferentes herramientas y compañías se les asigna un mnemónico en común para los dos pozos. Como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 14**

*Estandarización de mnemónicos*

<i>Original</i>	<i>Adoptado</i>	<i>Descripción de la curva</i>
CADE / CCO1	CALI	Caliper
GRDE	GR	Rayos gamma
FE2-FE	RESD	Resistividad profunda
FE1-FE	RESS	Resistividad somera
CODE	RHOB	Densidad
DECR	DRHO	Densidad corregida
SPFE	SP	Potencial espontaneo
NPRS	NPFI	Porosidad neutrón
MC6F	DTCO	Sonico compresional

**4.4.2. Corrección de curvas de registro de pozo**

Este paso requiere la interpretación de las curvas del pozo para identificar anomalías en las lecturas ya sean causadas por defectos de las herramientas o condiciones de hueco que afecten la calidad y confiabilidad de los datos y del modelo petrofísico a generar.

- **Eliminación de comienzos y terminaciones:** Valores constantes o anómalos generados por el encendido y apagado de las herramientas durante la adquisición, pueden ser ruidosos o

erróneos y además mantenerse durante un intervalo de profundidad ocasionando una interpretación desacertada ya que no representan correctamente las formaciones que se están midiendo.

- **Corrección de los desfases de profundidad:** La correcta interpretación requiere que los registros estén alineados en profundidad y de esta manera se conserve la precisión en la correlación de datos. El desfase ocurre por distintos factores como si los datos se obtienen con diferentes herramientas que pueden estar separadas o con desfases debido a errores instrumentales, tiempo de adquisición o condiciones del pozo como la rugosidad de pared.

- **Edición de picos anómalos:** Son generalmente valores atípicos o irreales que no reflejan las propiedades reales de la roca resultado de fallas técnicas en las herramientas, interferencias electromagnéticas o incluso acumulación de materiales no representativos en la pared del pozo como lodo. Si no se eliminan podrían ser interpretados incorrectamente los cambios en la litología o en las propiedades petrofísicas. Los registros en los cuales se hace especial análisis de posibles picos anómalos son el GR, RHOB, NPHI y DTCO.

#### ***4.4.3. Integración de registros de pozo y registros de tomografía***

Posterior a la corrección de las curvas de registro de pozo se integran también en el software las curvas de CT considerando previamente escalar los datos como los de registros de pozo. En este caso se aplica un shift de 14 ft a los registros de tomografía para corregir el desfase a profundidad. Con este paso se logra una visualización más clara de la base de datos del proyecto y se puede ejercer una interpretación previa a la generación del modelo comparando, por ejemplo, la densidad de pozo con la de tomografía.

#### 4.5. Análisis de las propiedades petrofísicas

A continuación, se describen los criterios calculados para la interpretación petrofísica de los pozos de estudio. Se consideraron para esta etapa las ecuaciones del

##### 4.5.1. Contenido de arcilla ( $V_{shale}$ )

Los shales o lutitas son la litología que tiende a concentrar mayor contenido de minerales radioactivos en comparación a las arenas o carbonatos, por lo tanto, para tener estimación preliminar del volumen de shale se usa la relación lineal del registro de GR (Asquith et al., 2004) de la ecuación (6) y (6).

$$V_{shale} = I_{GR} \tag{5}$$

Y por su parte el índice de rayos gama para rocas del cretácico equivale a:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \tag{6}$$

Donde:  $I_{GR}$  = Índice de rayos gamma

$GR_{log}$  = Lectura de rayos gamma de la formación

$GR_{min}$  = Mínimo de rayos gamma (arena limpia o carbonato)

$GR_{max}$  = Máximo de rayos gamma (lutita)

Para rocas de edad terciaria y más antiguas, se usan las ecuaciones de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7*I_{GR}} - 1) \tag{7}$$

$$V_{sh} = 0.33(2^{2*I_{GR}} - 1) \tag{8}$$

**4.5.2. Porosidad efectiva ( $\phi_e$ )**

Para el cálculo de la porosidad efectiva, se calcula previamente la porosidad total a partir de la curva de densidad RHOB. Según Asquith et al. (2004), resulta de la ecuación:

$$\phi_D = \frac{RHOMA - RHOB}{RHOMA - RHOF} \tag{9}$$

Donde:  $\phi_D$  = Densidad derivada de la porosidad

$RHOMA$  = Densidad de la matriz ( $\rho_{ma}$ )

$RHOB$  = Valor de la curva de densidad (densidad aparente)

$RHOF$  = Densidad de flujo ( $\rho_{ma}$ )

En la tabla 15 se tienen las densidades de matriz y fluido típicas para litologías características:

**Tabla 15**

*Densidades de matriz y de fluido para las litologías principales*

<b>Litología/ Fluido</b>	<b><math>\rho_{ma}</math> (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b><math>\rho_{fl}</math> (Kg/ m<sup>3</sup>)</b>
Arenisca	2.644	[2644]
Caliza	2.710	2710
Dolomita	2.877	2877
Anhidrita	2.960	2960
Sal	2.040	2040
Agua dulce	1.0	1000
Agua salada	1.15	1150

Nota. La tabla muestra los valores típicos de las variables  $\rho_{ma}$  y  $\rho_{fl}$  en materiales típicos. Adaptado de *Basic well log analysis* (p.40), por Asquith, et al., 2004, American Association of Petroleum Geologist (AAPG).

Finalmente, la porosidad efectiva se calcula con la ecuación:

$$\phi_e = PHIE = \phi_D(1 - V_{sh}) \tag{10}$$

**4.5.3. Permeabilidad (K)**

El método de Wyllie & Rose (1950) determina la permeabilidad para gas seco con la ecuación:

$$K = \left( 79 * \frac{\phi^3}{S_{w\ irr}} \right)^2 \tag{11}$$

Donde:  $\phi$  = Porosidad

$S_{w\ irr}$  = Saturación de agua

**4.6. Volumen mineral**

La metodología aplicada para la estimación del volumen mineral a partir de diagramas cruzados es la sugerida por el Servicio Geológico de Kansas. Con el debido análisis se puede identificar la litología a partir de los registros de factor fotoeléctrico, densidad y porosidad neutrón, cuyos valores se representan un gráfico bidimensional de escala mineralógica, esta no solo identifica la composición mineralógica si no que estima el volumen de este. Esto se realiza condensando los valores de los tres registros en dos variables vinculadas a la mineralogía (RH<sub>maa</sub> y U<sub>maa</sub>) eliminando la porosidad.

Como explica Kansas Geological Survey (2017), la variable RH<sub>maa</sub> (en g/cc-gramos/centímetro cúbico) representa la densidad de matriz mineral medida a partir de registros y por su parte U<sub>maa</sub> (en barns/cc – barnios/centímetro cúbico) es la absorción fotoeléctrica en masa (U) de la matriz mineral considerando previamente la conversión de unidades ya que el registro de factor fotoeléctrico se toma en barns/e (barnios por electrón).

$$U = PEF * RHOB \tag{12}$$

Inicialmente se estima el volumen de la porosidad a partir de promediar los valores de los registros de densidad y la densidad neutrón:

$$\phi = \frac{(PHID + NPFI)}{2} \quad (13)$$

Donde: *PHID* = Porosidad de densidad

*NPFI* = Porosidad neutrón.

Considerando también la ecuación de porosidad derivada de la densidad se puede determinar la densidad de matriz *RHO<sub>maa</sub>* (Kansas Geological Survey, 2017):

$$RHO_{maa} = \frac{RHOB - \phi * RHOf}{1 - \phi} \quad (14)$$

Donde: *RHOB* = Valor de la curva de densidad

*RHOf* = Densidad de flujo

Por su parte para la variable *U<sub>maa</sub>* se despeja de la relación:

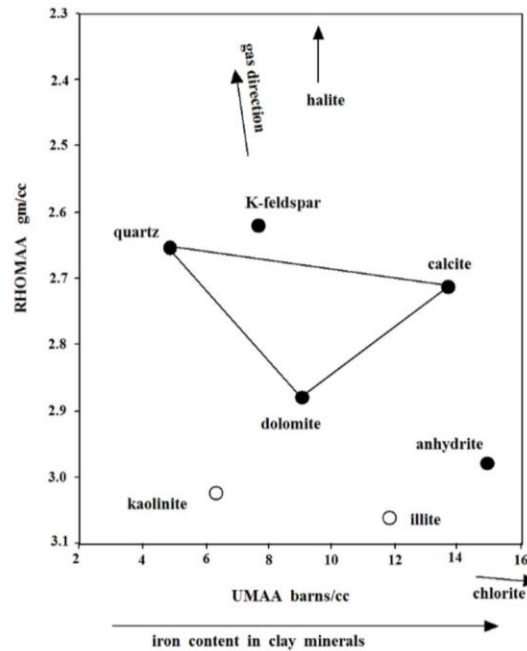
$$U = \phi * Uf + U_{ma}(1 - \phi) \quad (15)$$

$$U_{maa} = \frac{U - (\phi * Uf)}{1 - \phi} \quad (16)$$

El crossplot generado con estas dos variables determina su composición mineralógica porcentual considerando la composición cuarzo-calcita-dolomita (Figura 21).

**Figura 21**

*Ejemplo de la composición mineralógica según variables RHOMaa y Umaa*



Nota. La figura representa el ejemplo de un crossplot composicional entre las variables RHOMaa y Umaa. Tomado de Geological Log Analysis por Kansas Geological Survey, 2017.

Este crossplot refleja según el triángulo y los contornos porcentuales las litologías, en los vértices del triángulo litologías como arenisca, caliza y dolomita mientras en el interior litologías mixtas como areniscas calcáreas, dolomías arenosas o calizas dolomíticas. Se considera también que los valores altos de RHOMaa suelen ser característicos de las lutitas mientras los valores de Umaa son dependientes del contenido de hierro de las arcillas.

Aunque el crossplot muestra la distribución mineralógica e influye en su interpretación litológica, para ver un perfil de composición mineralógico relacionado a la profundidad es necesario relacionar de nuevo los registros.

Los valores de  $RHO_{maa}$  y  $U_{maa}$  se pueden tomar como un punto coordinado dentro del triángulo que a su vez pueden resultar en proporciones de cuarzo, calcita y dolomita lo que resulta en un perfil composicional.

Consecuentemente este cálculo se puede ver como un sistema matricial con dos variables logarítmicas ( $RHO_{maa}$  y  $U_{maa}$ ) que resuelven tres incógnitas minerales.

Para reintegrar la porosidad al perfil de composición mineral se utiliza la densidad, la porosidad neutrón y el factor fotoeléctrico, ampliando la matriz para incluir la nueva variable de salida, es decir la porosidad, cuyas propiedades logarítmicas son las del fluido en el espacio poroso. Lo anterior es una expansión de la solución del algebra matricial de tres variables minerales.

#### **4.7. Tipificación de rocas a partir de unidades hidráulicas de flujo (HFU)**

Las unidades hidráulicas son un método importante en la construcción de un modelo petrofísico ya que permiten predecir las propiedades de la roca en el fluido dentro del sistema poroso. Cuando un yacimiento se divide considerando las unidades de flujo es posible integrar los datos geológicos de describir zonas con características similares de flujo (Ebanks et al, 1992)

##### ***4.7.1. Radio de garganta de poro (Winland R35)***

El tamaño de los poros de una roca es un factor importante ya que influye en el comportamiento de los fluidos como su desplazamiento y almacenamiento. El método Winland R35 fue desarrollado por Henry Winland en el año 1972, esta técnica clasifica los tipos de roca de acuerdo con el tamaño de poro correlacionando la porosidad, permeabilidad y el radio de garganta:

$$\text{Log } R35 = 0.732 + 0.588(\log K) * 0.864(\log \phi) \quad (17)$$

Donde:  $R35$  =Radio de garganta de poro ( $\mu$ )






$K$  = Permeabilidad

$\phi$  = Porosidad

Los valores del radio de poro por si solos ya son determinantes del tipo de roca y su calidad en un rango de valores determinado como se puede ver en la figura 22.

**Figura 22**

*Clasificación de los tipos de roca según tamaño de radio de poro*

	<b>Rock Type</b>	<b>R (<math>\mu</math>)</b>
	Nanoporoso	< 0.1
	Microporoso	0.1 - 0.5
	Mesoporoso	0.5 - 2.0
	Macroporoso	2.0 - 10.0
	Megaporoso	> 10.0

Nota. Tipos de roca según el radio de garganta de poro establecido por Winland.

#### ***4.7.2. Método de Lorenz Estratigráfico Modificado (SML)***

Este método determina la calidad de la roca basado en la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo en un gráfico cruzado SML. La capacidad de almacenamiento se relaciona con la porosidad y la capacidad de flujo con la permeabilidad

La ecuación para obtener la capacidad de flujo se expresa:

$$(Kh)_{cum} = k_1(h_1 - h_0) + k_2(h_2 - h_1) + \dots + k_i(h_i - h_{i-1}) \tag{18}$$

Donde:  $K$  = Permeabilidad

$h$  = Altura

Por su parte la capacidad de almacenamiento:

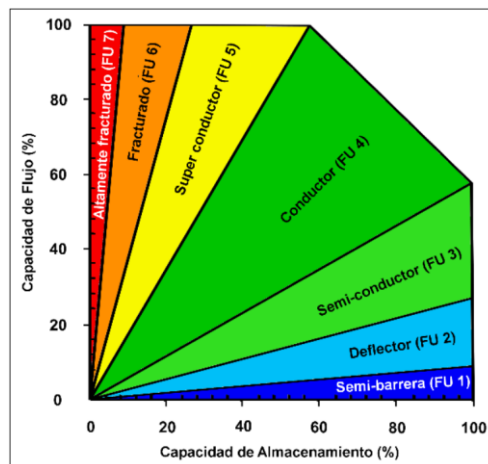
$$(\phi h)_{cum} = \phi_1(h_1 - h_0) + \phi_2(h_2 - h_1) + \dots + \phi_i(h_i - h_{i-1}) \tag{19}$$

Donde:  $\phi$  = Porosidad

En el diagrama de Lorenz (Figura 23), donde estos valores de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo se cruzan, la clasificación de los rangos de eficiencia de las unidades hidráulicas de flujo HFU se fundamenta en el ángulo de inclinación de cada intervalo de pendiente en el diagrama SML como se muestra en la tabla 16.

**Figura 23**

*Rangos de eficiencia de las unidades SML*



Nota. Rangos de eficiencias de las unidades SML. Tomado y adaptado *Un gráfico de Lorenz modificado estratigráfico mejorado (ISML) como herramienta para describir la eficiencia de las unidades de flujo hidráulico (HFU) en secuencias de yacimientos clásticos y no clásticos* por Nabawy, 2021.

**Tabla 16**

*Clasificación de la eficiencia de las unidades de flujo*

Slope angle( $\theta$ )	Description	Tan $\theta$	Efficiency rank
0°	Barrier	$\tan \theta < 0.017$	Tight
1–5°	Semi-barrier	0.017–0.087	Tight
5–15°	Baffle	0.087–0.268	Tight
15–30°	Semi-conductor	0.268–0.577	Poor
30–60°	Conductor	0.577–1.732	Fair
60–75°	Super conductive	1.732–3.732	Good
75–85°	Fractured	3.732–11.43	Very good
85–90°	Highly Fractured	$\tan \theta > 11.43$	Excellent

Nota. La tabla muestra los valores de los ángulos de las pendientes en el grafico SML que clasifican la eficiencia de las unidades hidráulica de flujo HFU. Fuente: *Un gráfico de Lorenz modificado estratigráfico mejorado (ISML) como herramienta para describir la eficiencia de las unidades de flujo hidráulico (HFU) en secuencias de yacimientos clásticos y no clásticos* por Nabawy, 2021.

**4.8. Determinación del factor de calidad**

A partir de la clasificación de las unidades hidráulicas de flujo generadas con los dos modelos se determinan los criterios para los intervalos de mejor calidad de reservorio, asignando cuatro (4) litotipos de muy buenos a muy malos.

## 5. Ambiente de depósito

El análisis del ambiente de la Formación San Cayetano se realizó considerando de acuerdo con las arenas de interés tanto en núcleos de pozo para los intervalos definidos como en superficie con las arenas seleccionadas en el trabajo de campo. Tanto en núcleo como en superficie, se definieron las facies a partir de sus propiedades granulométricas, texturales y composicionales.

### 5.1. Formación San Cayetano en núcleos de pozo

A partir de las descripciones de núcleo en los intervalos de interés en cada pozo se definieron facies arenosas, facies areno-calcáreas, facies heterolíticas y facies lodosas.

Para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S se determinaron 8 facies en total principalmente de areniscas de estructura masiva y con laminación plano-paralela calcáreas o silíceas determinadas como litoarenitas. Por su parte el pozo ANH-SSJ-10-STR-S se determinaron 11 facies en las que priman las arenas de composición silícea en estructuras masivas y laminadas determinadas como litoarenitas y sublitoarenitas. A continuación, se describen las facies de cada pozo.

#### 5.1.1. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S

Este pozo se caracteriza por la presencia de litoarenitas con distribuciones de grano que varían de tamaño fino hasta tener arenas ligeramente conglomeráticas, estas arenas se expresan en estructuras masiva o con laminación plano-paralela y constituidas de cemento calcáreo o silíceo. Además, se tienen heterolitas de tamaño de grano fino en estructuras masivas y laminadas, estas últimas caracterizadas también por abundante presencia de cristales de sulfuros. Tanto las arenas como las heterolitas se alternan con capas de lodolitas en ocasiones laminadas, aunque priman las lodolitas masivas con un grado alto de fracturación. En la tabla 17 se muestran las litofacies definidas y la descripción de cada una.

**Tabla 17**

*Litofacies definidas en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*

<b>POZO ANH-SSJ-8A-STR</b>	
<b>FACIES ARENOSAS</b>	
<i>SmLt</i>	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 grueso a ligeramente conglomerática, subredondeados a subángulares, bien seleccionados y con cemento silíceo.
<i>SlpLt</i>	Litoarenita con laminación plano-paralela de lodo, tamaño de grano medio, subredondeados y moderadamente seleccionados.
<b>FACIES ARENO - CALCÁREAS</b>	
<i>SmLtC</i>	Litoarenita masiva calcárea de tamaño de grano fino a medio, subredondeados, bien seleccionados y con cemento calcáreo.
	Litoarenita masiva calcárea de tamaño de grano grueso, subredondeados a subangulares, bien seleccionados y con cemento calcáreo.
<i>SlpCLt</i>	Litoarenita con laminación plano-paralela de calcáreos, tamaño de grano medio, subredondeados y bien seleccionados. El cemento es silíceo y la laminación calcárea.
<b>FACIES HETEROLITICAS</b>	
<i>Hmb</i>	Heterolita masiva, la arena presenta un tamaño de grano fino, subredondeados y bien seleccionados. Presenta bioturbación.
<i>Hlpb</i>	Heterolita con laminación plano-paralela, 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.
<b>FACIES LODOSAS</b>	
<i>Am</i>	Lodolita masiva de tamaño de grano arcilla, se encuentra muy fracturada.
<i>Alp</i>	Lodolita con laminación plano-paralela y tamaño de grano arcilla.

**5.1.2. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S**

Este pozo se caracteriza por la presencia litoarenitas y sublitoarenitas de composición silíceo principalmente que varían en granulometría desde muy fina a gruesa y ligeramente conglomerática en estructuras tanto masivas como laminadas. Además, las facies heterolíticas se destacan por su composición calcárea y presencia de nódulos de sulfuros. Intercalando las capas

de arenas y heterolitas se encuentran niveles de lodolitas y limolitas de composición calcárea. Las facies y sus descripciones se muestra en la tabla 18.

**Tabla 18**

*Litofacies definidas en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*

<b>POZO-ANH-SSJ-10-STR</b>	
<b>FACIES ARENOSAS</b>	
<i>SmLt</i>	Litorenita 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.
<i>SmSb</i>	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.
<i>SmSbG</i>	Sublitoarenita masiva de tamaño de grano medio a conglomerático, granos subangulares de hasta 1cm de materia orgánica, moderadamente seleccionados y con cemento silíceo.
<i>SlpSb</i>	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
<i>SlpLtb</i>	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.
<b>FACIES ARENO - CALCÁREAS</b>	
<i>SmLtCk</i>	Litoarenita masiva calcárea de tamaño de grano medio a ligeramente conglomerática (cantos de lodolita) con cemento calcáreo y trazas mínimas de materia orgánica.
<b>FACIES HETEROLITICAS</b>	
<i>HlpCb</i>	Heterolita calcárea con laminación plana paralela discontinua, la arena presenta granos finos y subredondeados. Bioturbación, nódulos de hierro y niveles de sulfatos.
<i>Hlpb</i>	Heterolita con niveles de lodo discontinuos paralelos, la arena presenta granos finos de subredondeados a subangulares. Bioturbación, trazas de materia orgánica, sulfatos y nódulos ocasionales de sulfuros.
<i>HlpC</i>	Heterolita calcárea con laminación plano-paralela, la arena presenta granos finos, subredondeados y bien seleccionados. Fragmentos de conchas.
<b>FACIES LODOSAS</b>	
<i>AmC</i>	Lodolita masiva calcárea de tamaño de grano arcilla bien seleccionada. Presencia esporádica de materia orgánica.
<b>FACIES LIMOSAS</b>	
<i>LlpC</i>	Limolita calcárea con laminación plano-paralela, presenta tamaño de grano limo.

## 5.2. Formación San cayetano en superficie

En la salida de campo se identificaron las litologías aflorantes de la Formación San Cayetano en la zona de estudio y a partir de ellas se determinaron las litofacies. Para el muestreo se consideró la variación textural y composicional de las litologías arenosas.

### 5.2.1. Definición de las litofacies de campo

De acuerdo con las litologías encontradas en cada nivel dentro las secuencias de cada afloramiento se determinaron facies considerando el tamaño de grano, estructura y composición. Dentro de las facies arenosas en general prima la presencia litoarenitas, cuarzoarenitas y sublitoarenitas de composición silíceo y calcárea con estructuras masivas y con laminación plano-paralela. Cabe mencionar que ocasionalmente dentro de los afloramientos se encontraban niveles de capas delgadas de caliza. La descripción de las facies se aprecia en la tabla 19.

**Tabla 19**

*Tabla de las litofacies definidas en campo*

<b>Litofacies de campo</b>	
<i>Facies arenosas</i>	
<b><i>SmLt</i></b>	Litoarenita masiva de tamaño de grano que varía de fino a medio, subredondeados a subangulares, baja esfericidad, bien seleccionado y con cemento silíceo.
<b><i>SmCz</i></b>	Cuarzoarenita masiva de tamaño de grano fino, redondeados a subredondeados, bien seleccionada con esfericidad alta y cemento silíceo. Ocasionalmente presenta trazas de materia orgánica.
<b><i>SmLtnC</i></b>	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 80 cm de diámetro.
<b><i>SmCzG</i></b>	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.
<b><i>SlpSb</i></b>	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.

***Facies areno-calcáreas***

**SmCzC** Cuarzoarenita masiva de tamaño de grano fino, subangular a subesféricos, 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-calcáreas 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.

***Facies conglomeráticas***

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

***Facies calcáreas***

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

***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.

***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.

***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

**5.2.2. Afloramientos representativos y muestreo**

La expresión superficial de esta formación en esta área se da gracias a la estructura llamada “Sinclinal Malibusal” como se evidencia en la Plancha geológica 61- Montería (GEOTEC, 1999)

y a la geología estructural compleja que caracteriza esta zona, esta última dificulta la estimación del espesor de la formación. Sin embargo, Roncancio y Pedraza (2018) describieron en esta zona un tramo que alcanzaba los 573 m.

Los afloramientos son constituidos por secuencias de capas tabulares que integra litoarenitas, sublitoarenitas y cuarzoarenitas en alternancia con capas de lodolita, limolita y en algunos también shale; ocasionalmente apariciones de niveles delgados (máx. 16 cm) de caliza. Cada litología tiene variaciones composicionales y texturales presentes en una misma secuencia, se destaca que afloramientos cercanos al contacto con la formación ciénaga de oro tienen mayor contenido de materia orgánica tanto en las litologías arenosas como en lodolitas y shale. A continuación, se describen las litologías encontradas en los afloramientos más representativos.

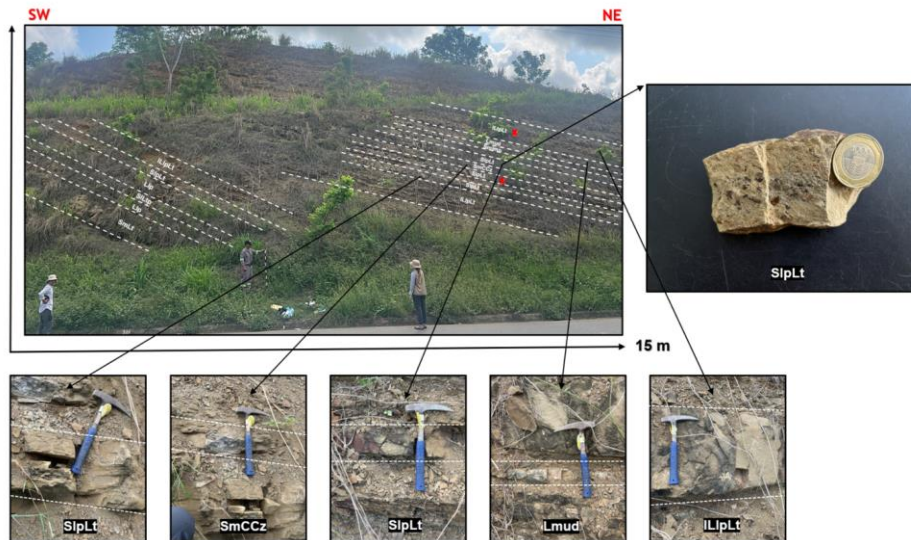
**5.2.2.1. Estación KPB-01.** Secuencia sedimentaria de aproximadamente 15 m de espesor, constituida por capas delgadas-gruesas con geometría tabular principalmente de areniscas intercaladas con capas de limolitas fracturadas paralelamente a la estratificación. Además, hacia el tope de la secuencia una capa media de 16 cm de caliza tipo mudstone (Figura 24).

Dentro de las litologías arenosas se tienen:

- Sublitoarenita con laminación plano-paralela de grano fino a muy fino
- Cuarzoarenita masiva de grano fino con cemento calcáreo
- Litoarenita masiva de grano fino que alcanza hasta los 50 cm de espesor, presenta algunas franjas con líticos de materia orgánica que van de gránulos a guijos.

**Figura 24**

*Fotografía de la estación KPB-01*



**Tabla 20**

*Muestras de bloque de la estación KPB-01*

	<p style="text-align: center;"><b>KPB-01-M1-1</b> <b><i>Sublitoarenita</i></b></p>
	<p style="text-align: center;"><b>KPB-01-M2-4</b> <b><i>Litoarenita</i></b></p>
<p>Arenisca lodosa con laminación plano-paralela color 10YR 6/6 de grano fino a muy fino, subredondeados a subangulares con alta esfericidad, bien seleccionada, cemento silíceo y compacta.</p>	<p>Arenisca lodosa masiva de color 5Y6/4 de grano fino, subangulares a subredondeados con esfericidad moderada, bien seleccionada, cemento silíceo y compacta.</p>

**5.2.2.2. Estación KPB-02.** Secuencia sedimentaria de 26 m de espesor integrada por capas tabulares delgadas a muy gruesas principalmente de areniscas intercaladas con láminas de limolitas y shales (Figura 25), las litologías arenosas son:

- Litoarenita con laminación plano-paralela de grano fino a muy fino
- Litoarenita masiva de grano fino a medio, en algunas capas con presencia de nódulos y concreciones arenolimeas de hasta 40 cm de diámetro
- Cuarzoarenita de grano fino
- Litoarenita calcárea masiva de grano fino con nódulos y concreciones arenolimeas de hasta 80 cm de diámetro
- Litoarenita calcárea con laminación plano-paralela de grano muy fino

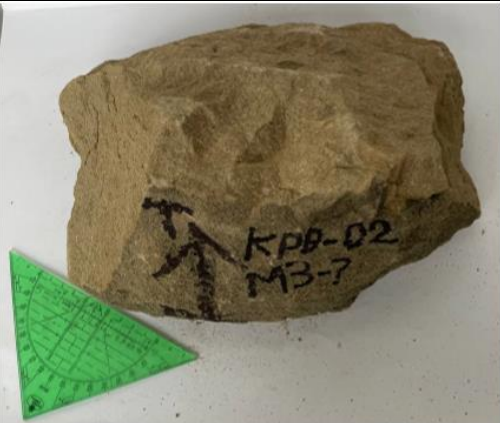
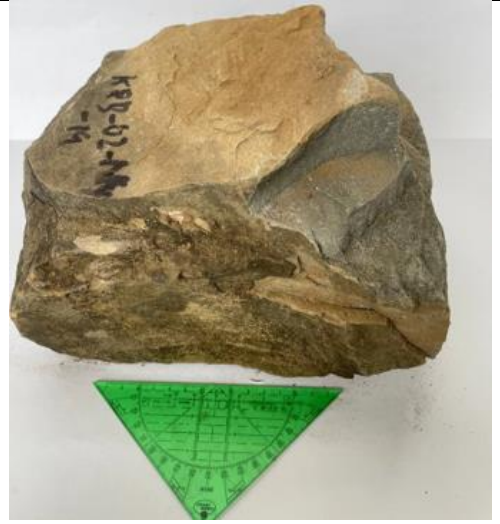
**Figura 25**

*Fotografía de la estación KPB-02*



**Tabla 21**

*Muestras de bloque de la estación KPB-02*

	<p style="text-align: center;"><b>KPB-02-M3-2</b> <i>Litoarenita</i></p>
	<p style="text-align: center;"><b>KPB-02-M4-19</b> <i>Litoarenita</i></p>

Arenisca masiva de color 5Y 5/6 de grano fino a medio, subangulares a angulares con baja esfericidad, moderadamente seleccionada, cemento silíceo y compacta.

Arenisca calcárea con laminación plano-paralela color N5, de grano muy fino, subredondeado a redondeados con alta esfericidad, muy bien seleccionado, cemento calcáreo, compacta, contactos tangenciales a suturados. Presenta líticos ricos en materia orgánica y bioturbación leve.

**5.2.2.3. Estación KPB-04.** Secuencia de capas medias de litoarenitas masiva, capas medias de sublitoarenita con laminación plano-paralela de grano fino y capas muy gruesas de litoarenita masiva con nódulos y concreciones areno-calcáreas tanto con cemento calcáreo como cemento silíceo, además de la presencia de venas de calcáreos de hasta 2 cm de espesor (Figura 26). Las litologías del afloramiento son:

- Litoarenita de grano fino con laminación plano-paralela
- Lodolita en laminas paralelas y fracturadas
- Litoarenita masiva de grano fino y cemento silíceo

**Figura 26**

*Fotografía de la estación KPB-04*






**Tabla 22**

*Muestras de bloque de la estación KPB-04*

	<p style="text-align: center;"><b>KPB-04-M5-1</b></p> <p style="text-align: center;"><i>Litoarenita</i></p>
	<p style="text-align: center;"><b>KPB-04-M6-8</b></p> <p style="text-align: center;"><i>Litoarenita</i></p>

Arenisca lodosa masiva de color 5Y6/4, de grano fino a medio, subredondeados a subangulares con moderada esfericidad, moderadamente seleccionado, cemento silíceo, compacta, contacto tangencial a suturado entre granos.

Arenisca lodosa con laminación plano-paralela de color 5Y 5/6, grano fino, subredondeados a subangulares con moderada esfericidad, bien seleccionado y cemento silíceo.

	<p style="text-align: center;"><b>KPB-04-M7-13</b></p> <hr/> <p style="text-align: center;"><i>Litoarenita</i></p> <hr/> <p>Arenisca masiva calcárea color 5Y 7/2, de grano fino, subangulares con moderada esfericidad, bien seleccionada, cemento calcáreo, compacta. Presencia de nódulos y concreciones en la capa.</p>
	<p style="text-align: center;"><b>KPB-04-M8-14</b></p> <hr/> <p style="text-align: center;"><i>Litoarenita</i></p> <hr/> <p>Arenisca lodosa de estructura masiva color 5Y6/4, de grano fino, subangulares a angulares con baja esfericidad, bien seleccionada, compacta y con cemento calcáreo.</p>
	<p style="text-align: center;"><b>KPB-04-M9-15</b></p> <hr/> <p style="text-align: center;"><i>Litoarenita</i></p> <hr/> <p>Arenisca masiva calcárea color N6, de grano muy fino, subredondeados a subangulares con esfericidad moderada, bien seleccionada, compacta y con cemento calcáreo. Presenta nódulos y concreciones areno calcáreas.</p>

### 5.3. Descripción del ambiente de depósito

La Formación San Cayetano ha sido descrita de diversas maneras por diferentes autores. La Formación Arroyo Seco ha sido gradualmente reemplazado por el de Formación San Cayetano, lo que permite correlacionar ambas formaciones (Alonso et al., 2009). La Formación San Cayetano presenta una amplia variedad de facies, que incluyen conglomerados poligmíticos, litoarenitas, lodolitas y calizas, sugiriendo un ambiente de deposición tipo abanico-delta (Alonso et al., 2009). Según Lozano y Zamora (2014), la parte inferior de la formación corresponde a una regresión, mientras que la parte superior se asocia con una transgresión, lo que amplía su variabilidad.

En análisis de facies sedimentarias concluyó para cada pozo:

- Pozo ANH-SSJ-10-STR-S: Se compone principalmente de intercalaciones de secuencias de areniscas, lodolitas y heterolitas. Las arenas en tamaños de grano que varían desde muy grueso hasta fino y pueden exhibir estructuras como laminación, bioturbación y una notable cantidad de materia orgánica. Estas facies están asociadas con un sub-ambiente de frente deltaico, mientras que las areniscas de grano muy grueso y los conglomerados se relacionan con un talud deltaico. Se observa un leve componente calcáreo en algunas heterolitas, y las arenas se encuentran presentes hasta aproximadamente 700 pies de profundidad. A partir de esa profundidad, se observa un espesor de 1,300 ft compuesto principalmente por lodos característicos de depósitos de prodelta.
- Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S: Los ambientes de acumulación en este pozo varían desde el frente deltaico, donde se encuentran facies de areniscas con tamaños de grano que oscilan entre fino y grueso. Algunas de estas arenas presentan cemento calcáreo. Además, en este pozo se observan capas intercaladas de lodos que están más asociadas a depósitos de prodelta.

Por la variación facial entre los dos pozos se propone que el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S se encuentra estratigráficamente más arriba que el pozo ANH-SSJ-10-STR-S. Esto se basa en lo propuesto por Lozano y Zamora (2014), donde el pozo 10 al encontrarse más profundo, estaría influenciado por una regresión, lo cual se justifica por las facies con un carácter más continental y la gran presencia de materia orgánica y el pozo 8A, asociado a la transgresión, presenta una composición mucho más calcárea, influenciada por un carácter marino.

### 6. Petrofísica de superficie

Las litologías con mejores porosidades de las muestras M6, M8 y M13: litoarenita de grano fino con laminación plano-paralela (SlpLt), litoarenita masiva de grano fino con cemento calcáreo (SmLtC) y litoarenita masiva de grano fino (SmLtnC). La muestra M6-H (Figura 27) además tiene la mejor permeabilidad y propiedades estructurales de grano fino, subredondeados a subangulares con esfericidad moderada, bien seleccionada con cemento silíceo.

**Tabla 23**

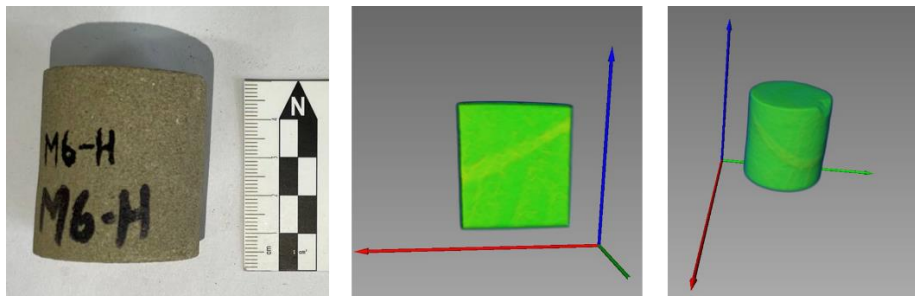
*Resultados de porosidad y permeabilidad de las pruebas petrofísicas en los plug*

<i>Plug</i>	<i>Diámetro (mm)</i>	<i>Longitud (mm)</i>	<i>Peso (gr)</i>	<i>K (mD)</i>	<i>φ (%)</i>
M1-H	37,22	57,14	146.51	0,027	11.76%
M2-H	37,34	54,82	136.68	0,17	12.91%
M3-H	37,33	59,81	149.13	0,508	13.02%
M4-H	37,41	58,54	168.40	0,001	1.59%
M5-H	37,38	34,48	84.36	0,038	15.17%
M6-H	37,23	42,35	98.18	2,179	19.70%
M7-H	37,42	53,00	152.83	0,001	1.45%
M8-H	37,36	54,00	126.81	0,38	18.75%
M9-H	37,36	49,14	142.60	0,001	0.33%
M12-H	37,32	56,83	156.69	0,177	4.69%
M13-H	37,24	52,42	124.68	0,429	17.65%

Nota. Tabla elaborada con los resultados del laboratorio de análisis petrofísicos UIS, los resultados completos están en el anexo A.

**Figura 27**

*Visualización de tomografía del plug con mejor porosidad*



### 7. Modelo de litotipos

El perfil composicional creado de la determinación del volumen mineral estima el contenido de cuarzo, arcilla y calcita en las litologías. Las facies definidas durante la descripción de los núcleos, se establecieron 8 litofacies para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S y 11 para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S. Mediante la combinación de los registros de los pozos y la información obtenida a partir de la tomografía, se agrupan finalmente en 6 electrofacies (Tabla 24).

**Tabla 24**

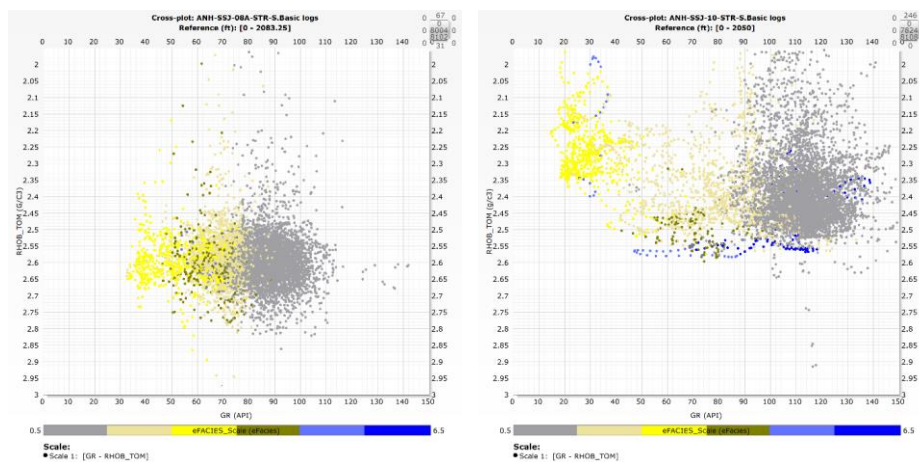
*Clasificación de la electrofacies generadas*

eFACIES	Descripción
1	Arcillolitas. Lodolitas
2	Areniscas de grano fino, areniscas arcillosas, areniscas limosas
3	Areniscas de grano medio limpias
4	Areniscas de grano grueso - conglomerados
5	Areniscas Calcáreas, calizas con alto contenido de terrígenos
6	Calizas (Mudstone, Wackstone-Packestone y Grainstone)

Nota. Electrofacies junto con su escala de color representada en cada pozo.

**Figura 28**

*Crossplot GR vs RHOB\_TOM con las eFACIES definidas*

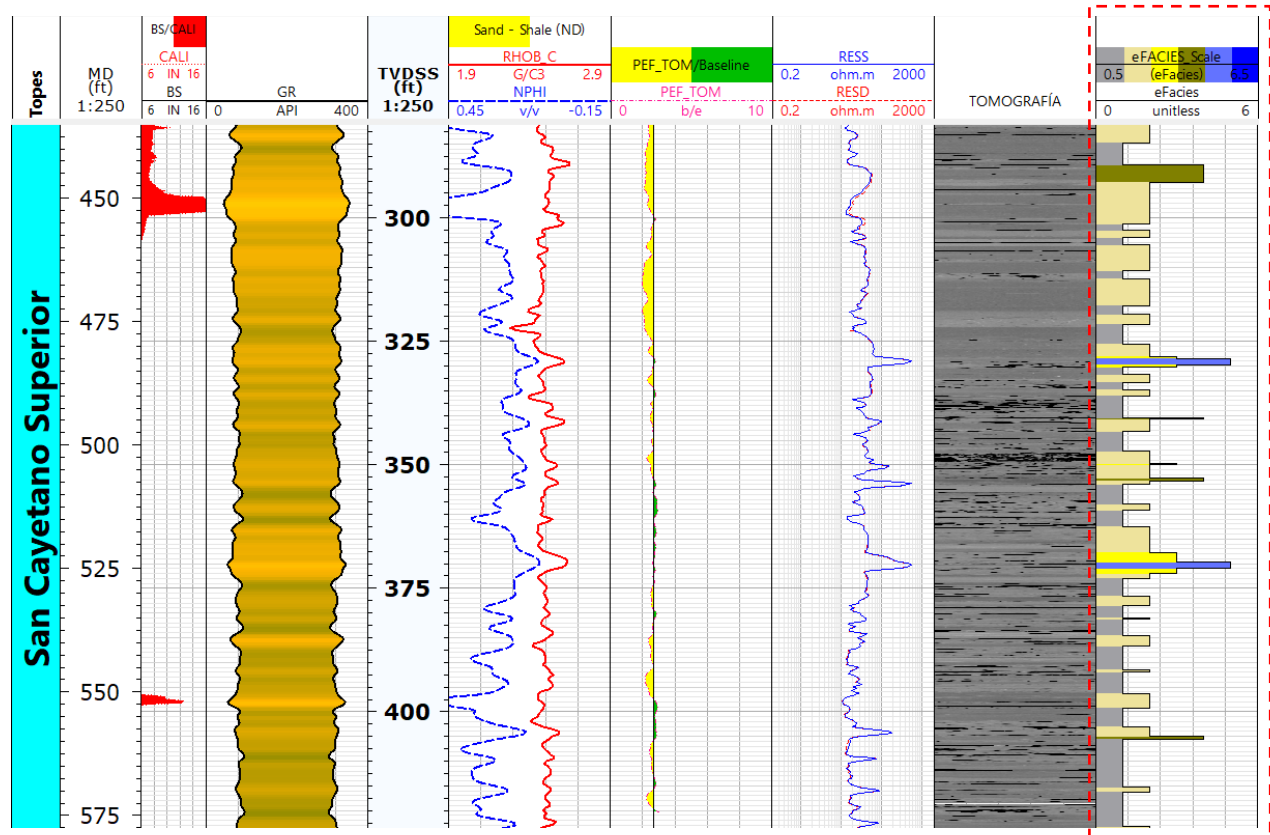


Nota. Crossplot de GR y RHOB\_TOM. A) Pozo ANH-SSJ-8A-STR B) Pozo ANH-SSJ-10-STR.

Esta agrupación integra las rocas con características similares que generan respuestas típicas en los registros tanto de pozo como de tomografía, las electrofacies definidas conservan una correlación directa con el comportamiento de las curvas e incluso en la imagen de tomografía.

**Figura 29**

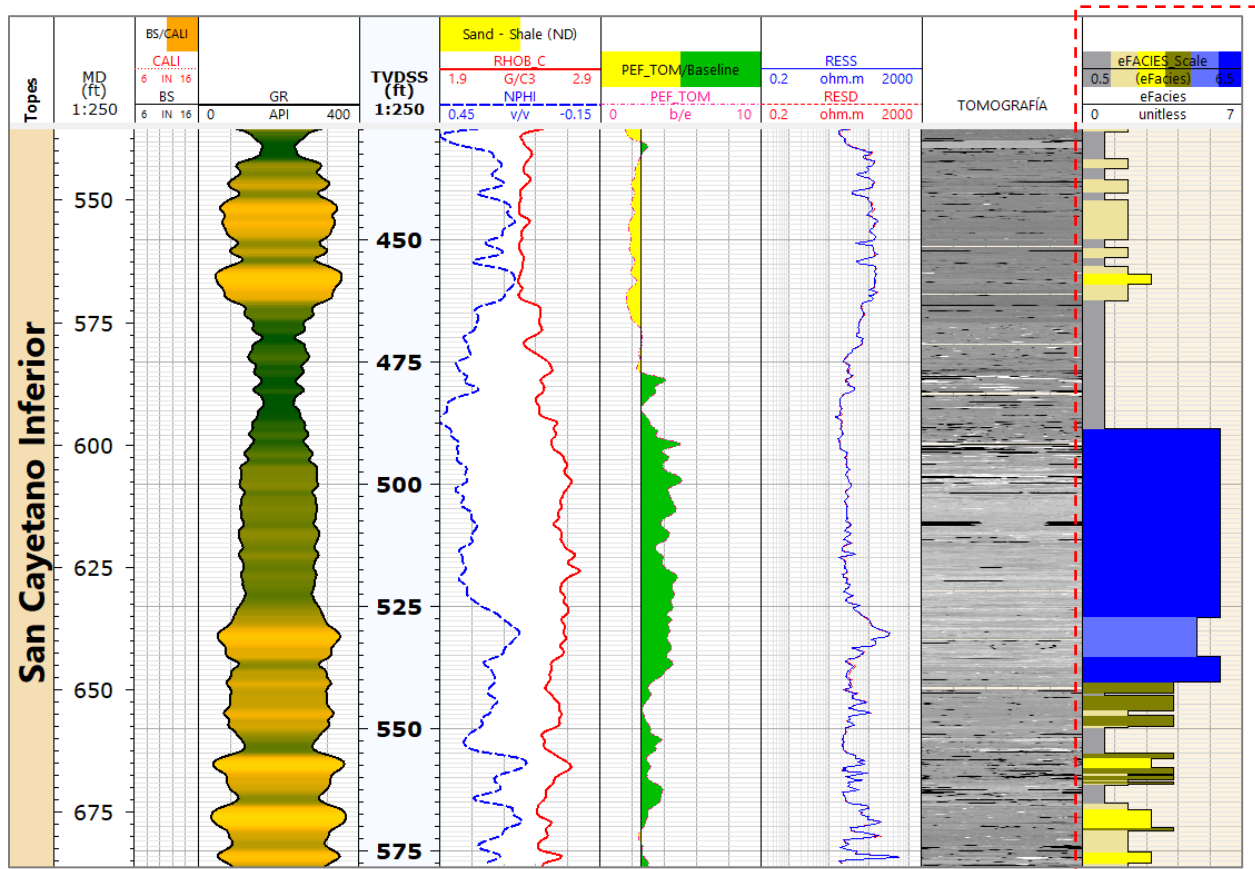
*Resultados de las eFACIES definidas en el pozo ANH-SSH-8A-STR-S*



Nota. Registro grafico de los resultados de las eFACIES en el intervalo 420-575 ft del pozo ANH-SSH-8A-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía y el Track 8 son las electrofacies definidas (eFACIES).

**Figura 30**

*Resultado de las eFACIES definidas para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Registro grafico de los resultados de las eFACIES en el intervalo 545-670 ft del pozo ANH-SSJ-10-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía y el Track 8 son las electrofacies definidas (eFACIES).

En el registro grafico de los resultados (Figuras 29 y 30) donde para cada pozo por ejemplo, las facies calcáreas (6) se ubican en picos de resistividades altas, las facies arenosas (2 y 3) se destacan por valores de GR bajos y resistividades medias.

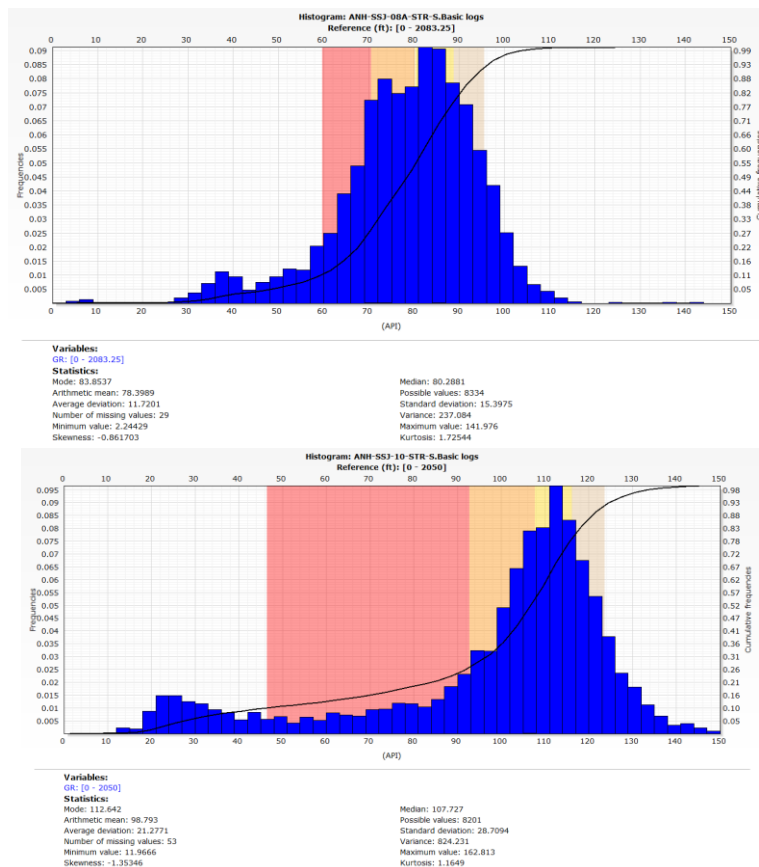
## 8. Modelo petrofísico

### 8.1. Modelo de arcillosidad (Vshale)

Se calculó a partir del registro GR cuyos rangos de arena y arcillas se definieron con el histograma en cada pozo (Figura 31), los valores más frecuentes (moda) del GR en el pozo 8A ese de 83.85 y para el pozo 10 es de 112.64, considerando también el GR de las arenas y las arcillas (20 y 150 respectivamente).

**Figura 31**

*Histogramas de valores de GR en los pozos*

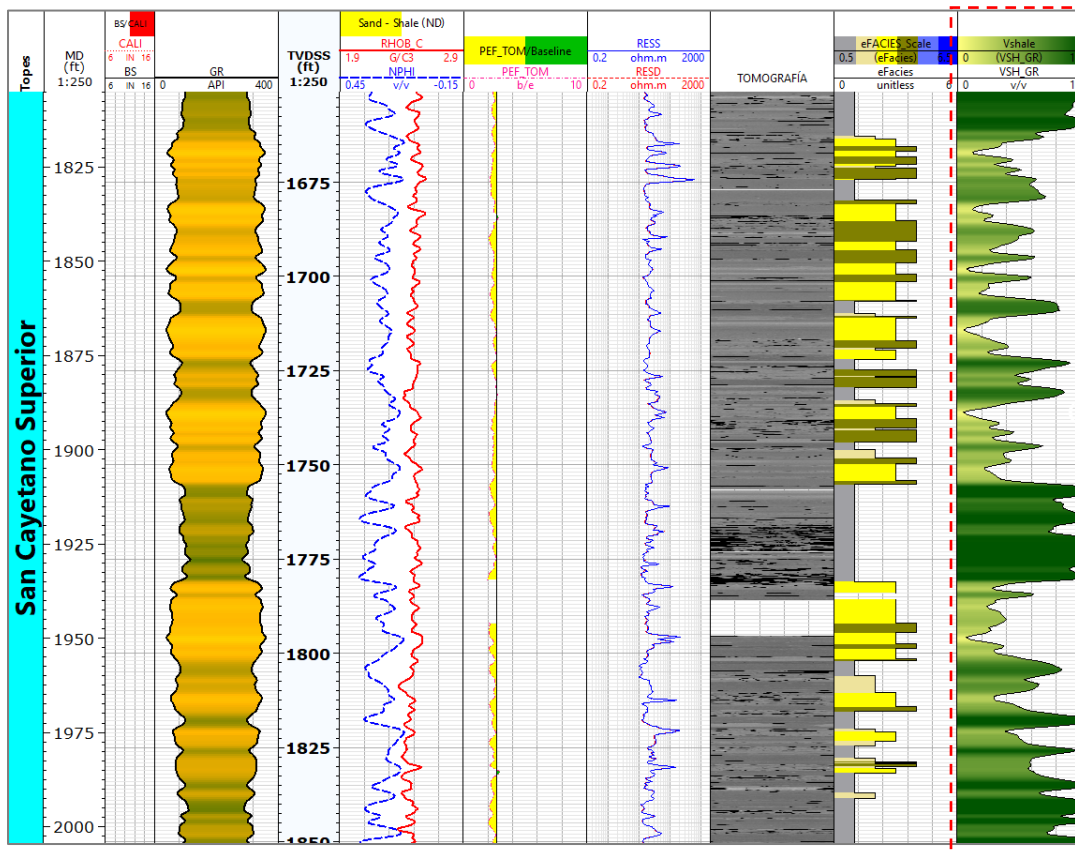


Nota. Valores de Gr para los pozos: a) ANH-SSJ-8A-STR-S y b) ANH-SSJ-10-STR-S

El modelo de arcillosidad generado se aprecia en las siguientes figuras, donde se puede apreciar también la correlación con las electrofacies definidas previamente cuyas arenas muestran bajo contenido arcilloso contrario a las definidas como lodolitas o arenas arcillosas. Como se puede inferir por los valores de moda, ambos pozos tienen predominancia de minerales arcillosos.

**Figura 32**

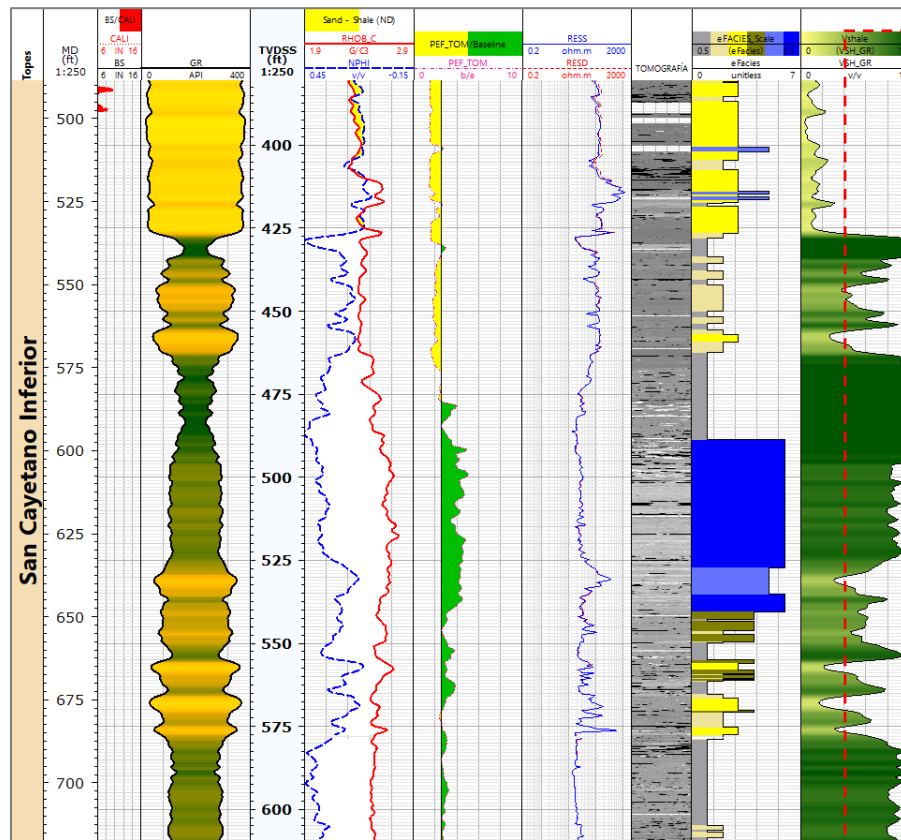
*Modelo de arcillosidad en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*



Nota. Registro grafico del modelo de arcillosidad en el intervalo 1820-2000 ft del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definidas (eFACIES) y Track 9 con el modelo de arcillosidad.

**Figura 33**

*Modelo de arcillosidad para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Registro grafico del modelo de arcillosidad en el intervalo 500-700 ft del pozo ANH-SSJ-10-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR), Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definadas (eFACIES) y Track 9 con el modelo de arcillosidad.

En las figuras 32 y 33 se evidencia que en los niveles de menor arcillosidad hay coincidencia con valores bajos de GR y las electrofacies arenosas, sin embargo en los niveles de caliza (o litologías con cemento calcáreo) la curva de vshale se aprecia tanto en niveles arcillosos como arenosos.

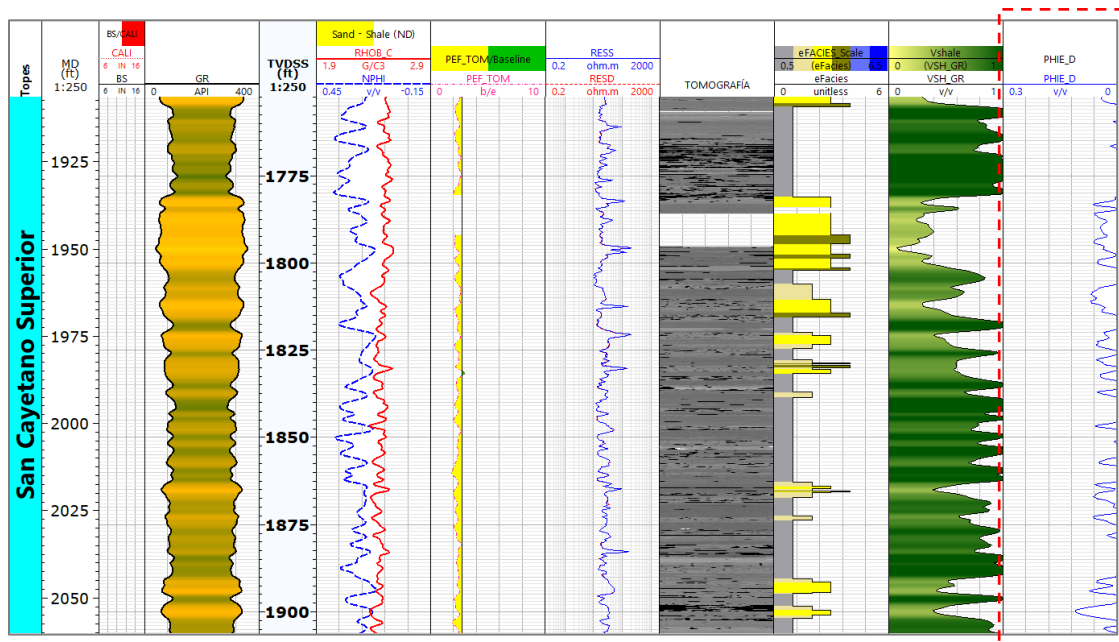
### 8.2. Modelo de porosidad efectiva (PHIE)

La porosidad efectiva  $\phi_e$  se calculó a partir de la porosidad total de la formación con los registros de la densidad RHOB y NPHI y posteriormente calibrado con la curva de Vshale generada. En ambos pozos se puede evidenciar que los niveles arenosos reflejan las mejores porosidades y en niveles gruesos de estas tiende a incrementar.

El registro grafico del modelo de porosidad efectiva para el pozo 8A y el 10 puede observar en las figuras 34 y 35 respectivamente.

**Figura 34**

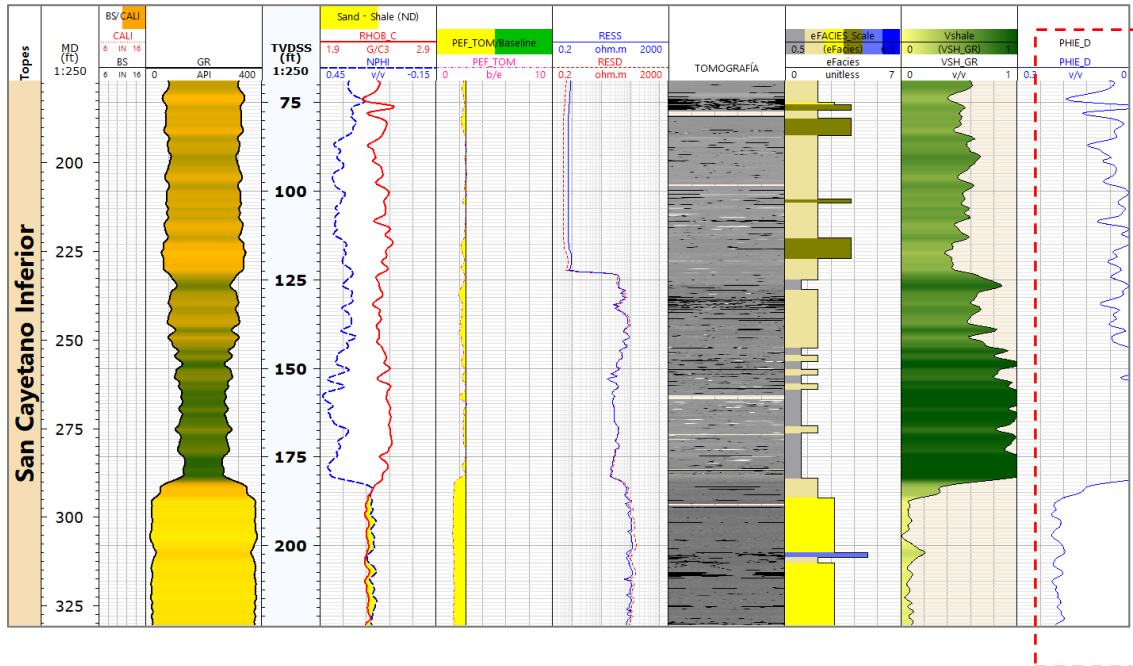
*Modelo de porosidad efectiva del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*



Nota. Registro grafico del modelo de porosidad efectiva en el intervalo 1920-2050 ft del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definas (eFACIES), Track 9: Modelo de arcillosidad y Track 10 el modelo de porosidad efectiva.

**Figura 35**

*Modelo de porosidad efectiva del pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Registro grafico del modelo de porosidad efectiva en el intervalo 180-325 ft del pozo ANH-SSJ-10-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR), Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definidas (eFACIES), Track 9: Modelo de arcillosidad y el Track 10 es el modelo de porosidad efectiva.

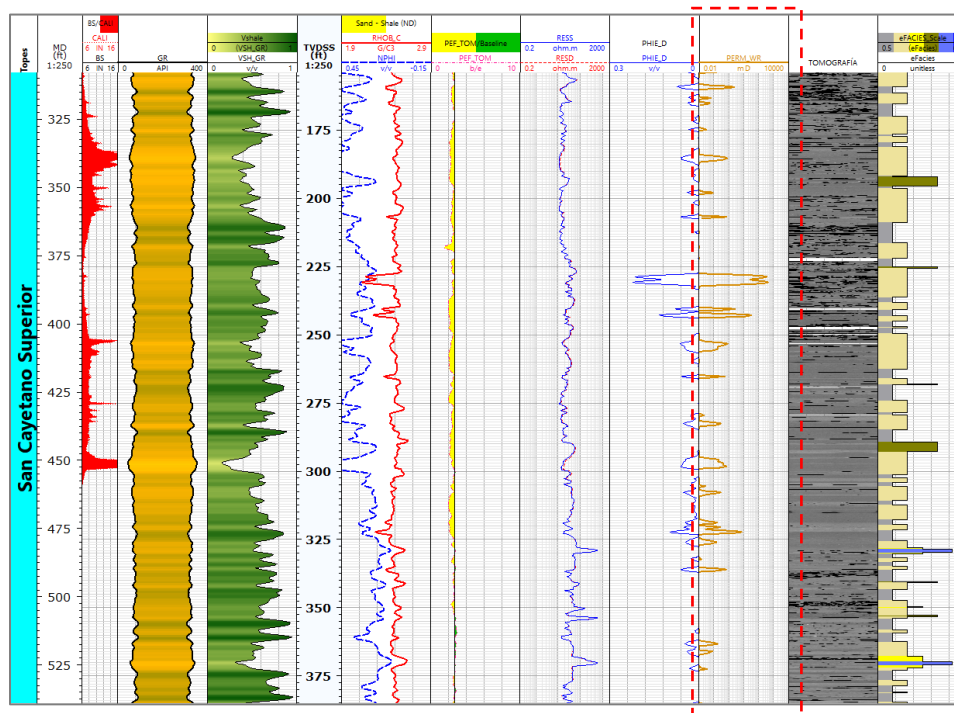
Los valores que alcanza la porosidad en el pozo 10 alcanza un 21% mientras en pozo 8A a pesar de ser principalmente arcilloso algunos picos que llegan al 18%, en el primero estos valores se presentan en las arenas de grano medio limpias (electrofacies 3) y en el segundo incluso el valor más alto corresponde a las electrofacies 2 de arenas de grano fino, sin embargo, en algunos intervalos se sospecha por las imágenes de tomografía que estos índices altos se deben a las fracturas de los núcleos.

### 8.1. Modelo de permeabilidad (K)

El modelo se generó a partir de la porosidad efectiva (PHIE) y método de Wyllie & Rose (1950). Los niveles de arenas (mayormente las electrofacies de arenas finas (2) se correlacionan con las electrofacies y la curva de porosidad efectiva para ambos pozos (Figuras 36 y 37).

**Figura 36**

*Modelo de permeabilidad del pozo ANH-SSJ-STR-S*



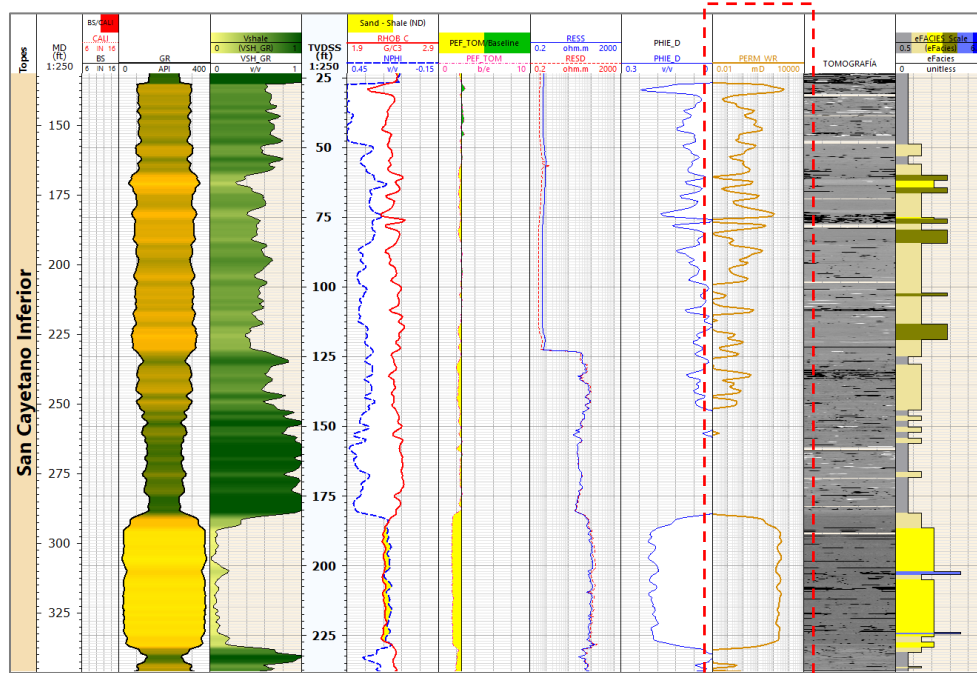
Nota. Permeabilidad en el intervalo 320-525 ft del pozo 8A. Track 1: Profundidad de (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Gama ray (GR) , Track 4: Densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definas (eFACIES), Track 9: Arcillosidad, Track 10: Porosidad efectiva y Track 11 es el modelo de permeabilidad.

La permeabilidad en 383 ft en el pozo 8A, alcanza su máximo valor en 365 mD destacando que, aunque un valor superior a 100 mD indicaría más la presencia de arenas porosas bien

conectadas, para este caso corresponde a las eFacies 2 de arenas finas arcillosas, por lo cual este valor esta más asociado a las fracturas visibles en las imágenes de tomografía.

**Figura 37**

*Modelo de permeabilidad del pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Modelo de permeabilidad en 150-350 ft del pozo 10. Track 1: Profundidad (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Gama ray (GR) , Track 4: Densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definas (eFACIES), Track 9: Arcillosidad, Track 10: Porosidad efectiva y Track 11 modelo de permeabilidad.

En el pozo 10 por el contrario se tienen dos intervalos donde se aprecian los valores más altos de permeabilidad, en el primero de 296-334 ft los valores oscilan de 200 a 342 mD en las eFacies 3 de arenas gruesas limpias, en el segundo de 402-514 ft se tienen valores de hasta 138 mD en niveles fracturados de arenisca fina arcillosa (eFacies 2).

### 9. Factor de calidad

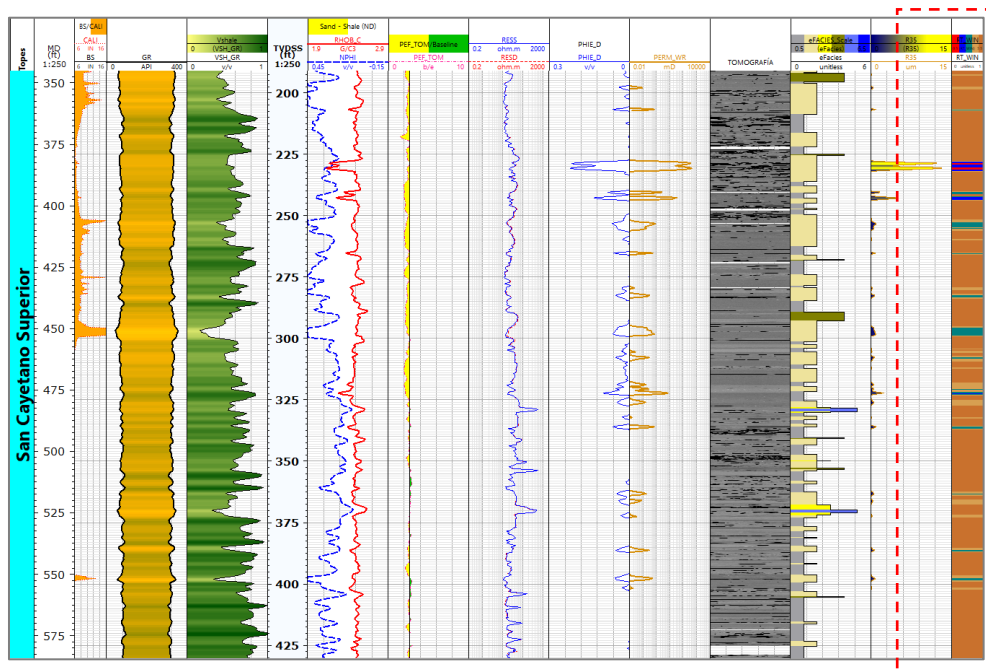
La determinación de las unidades con mejores características petrofísicas en los pozos se llevó a cabo mediante el análisis de las unidades hidráulicas de flujo con los métodos de Winland R35 y Lorenz estratigráfico modificado. Con Winland R35, se calculó el radio de garganta de poro y se clasificó los tipos de roca y con Lorenz se determinó la capacidad de flujo y almacenamiento.

#### 9.1. Winland R35

Se relacionaron la porosidad y la permeabilidad, generando una curva discreta con el tamaño de radio (R35). Considerando que los mejores niveles son aquellos con mayor radio, se creó un nuevo track que representa una escala de color correspondiente a la calidad de las unidades. En las figuras 38 y 39 se muestran segmentos del registro gráfico donde se evidencia la curva del tamaño de radio de garganta y la clasificación de las unidades de flujo.

**Figura 38**

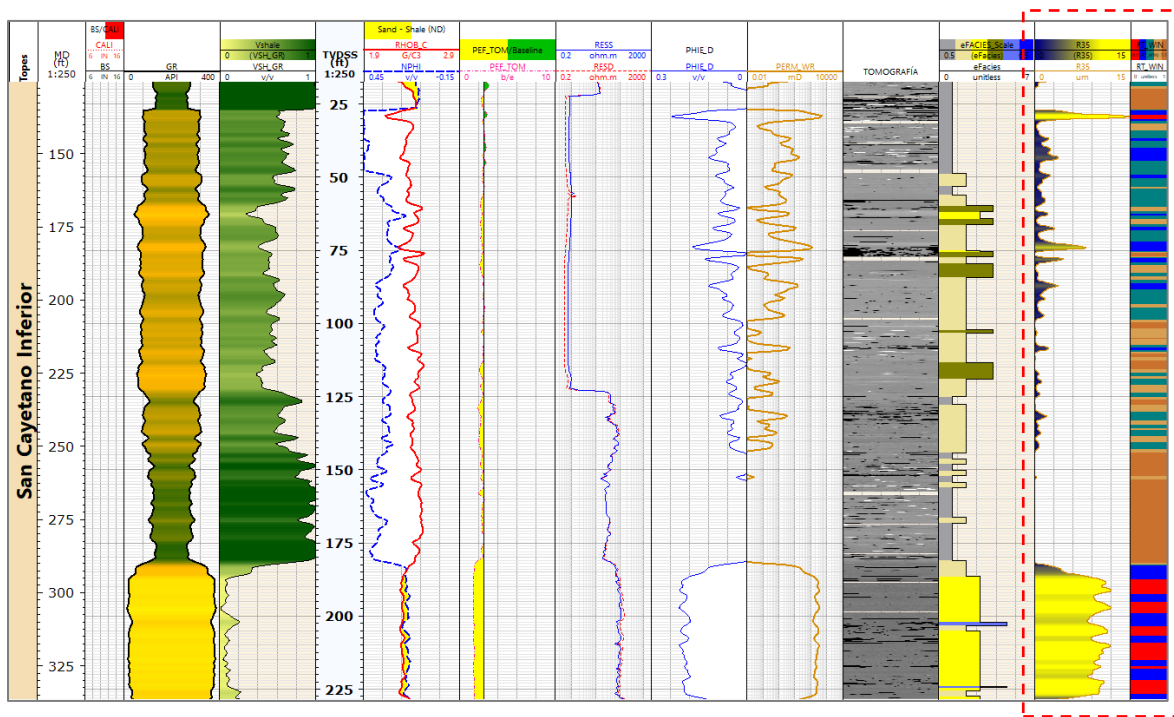
*Unidades hidráulicas de flujo Winland R35 en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*



Nota. Unidades hidráulicas de flujo con Winland R35 en el intervalo 320-580 ft del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definadas (eFACIES), Track 9: Modelo de arcillosidad, Track 10: Modelo de porosidad efectiva, Track 11: Modelo de permeabilidad y en los Track 12 y 13 Radio de garganta de poro (R35) y unidades de flujo (RT-WIN).

**Figura 39**

*Unidades hidráulicas de flujo WinlandR35 en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Unidades hidráulicas de flujo con Winland R35 del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S en el intervalo 130-330 ft. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Curvas de densidad y porosidad neutron (RHOB y NPHI), Track 5: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 6: Resistividades

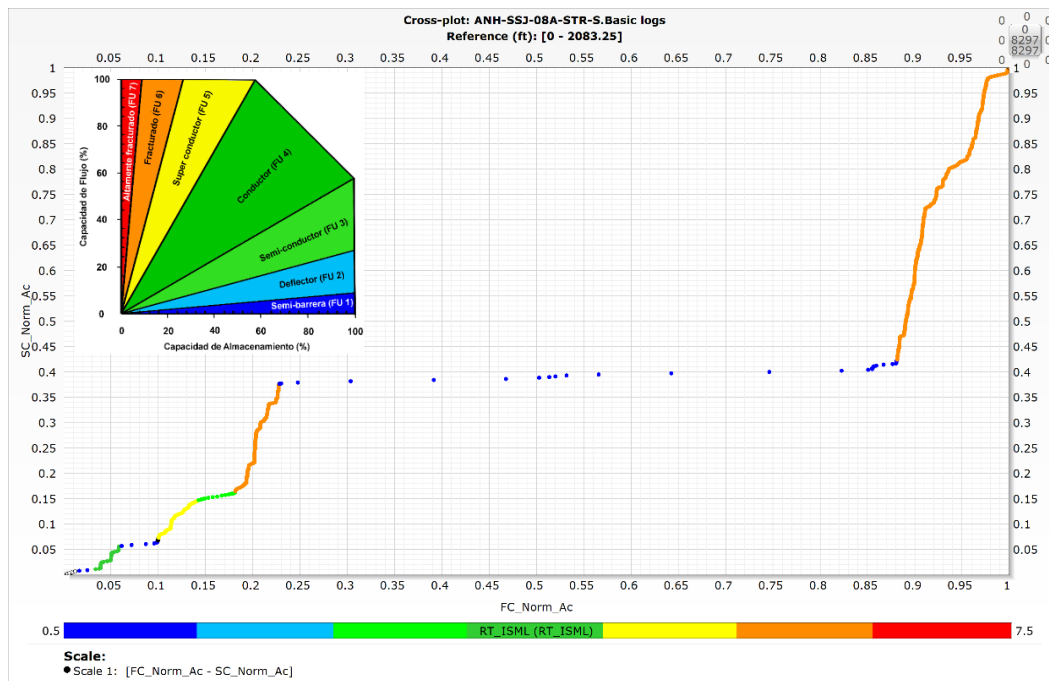
profunda y somera (RESS y RESD), Track 7: Imagen radial de tomografía, Track 8: Electrofacies definas (eFACIES), Track 9: Modelo de arcillosidad, Track 10: Modelo de porosidad efectiva, Track 11: Modelo de permeabilidad y en los Track 12 y 13 Radio de garganta de poro (R35) y unidades de flujo (RT-WIN).

**9.2. Lorenz estratigráfico (SML)**

La capacidad de almacenamiento se derivó de la porosidad y la capacidad de flujo de la permeabilidad, una vez determinaron estos se generó un crossplot para cada pozo (Figuras 40 y 41) en el que se representó también la clasificación de las unidades de flujo a partir de los ángulos de las pendientes generadas.

**Figura 40**

*Gráfica ISML para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*

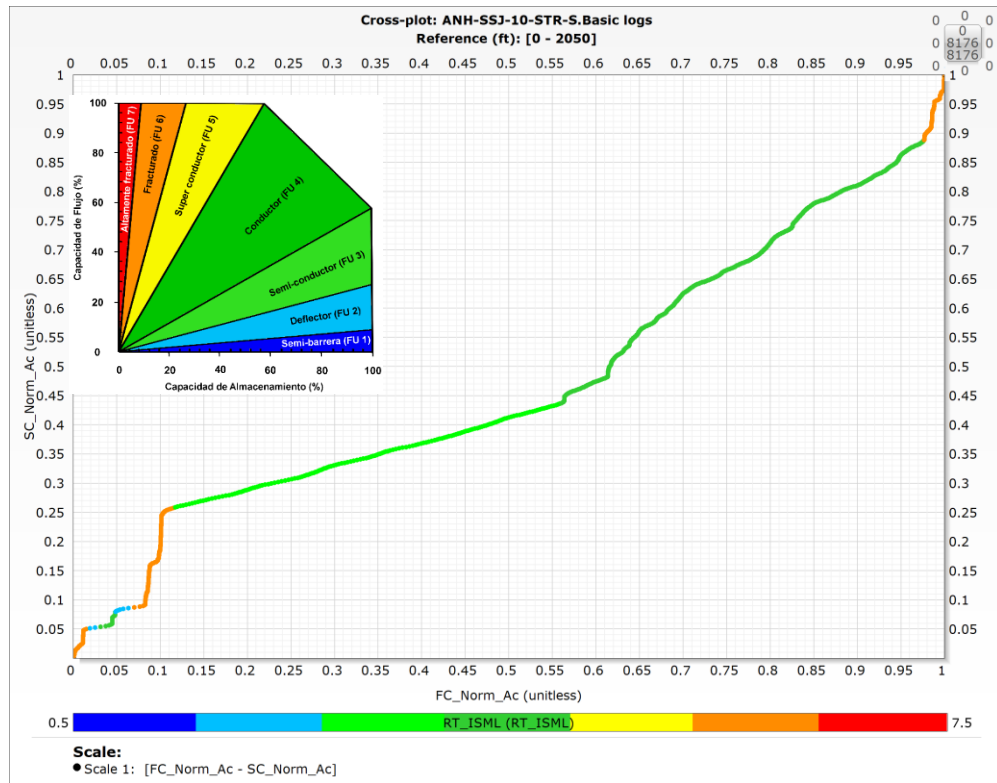


Nota. Grafica ISML: Crossplot de la capacidad de almacenamiento vs la capacidad de flujo en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S junto a la clasificación de la eficiencia de las unidades de flujo.

En el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S se evidencia mayor influencia de unidades de flujo tipo FU6 (color naranja) fracturadas mientras las unidades conductoras (FU 4) son escasas.

**Figura 41**

*Gráfica ISML para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*

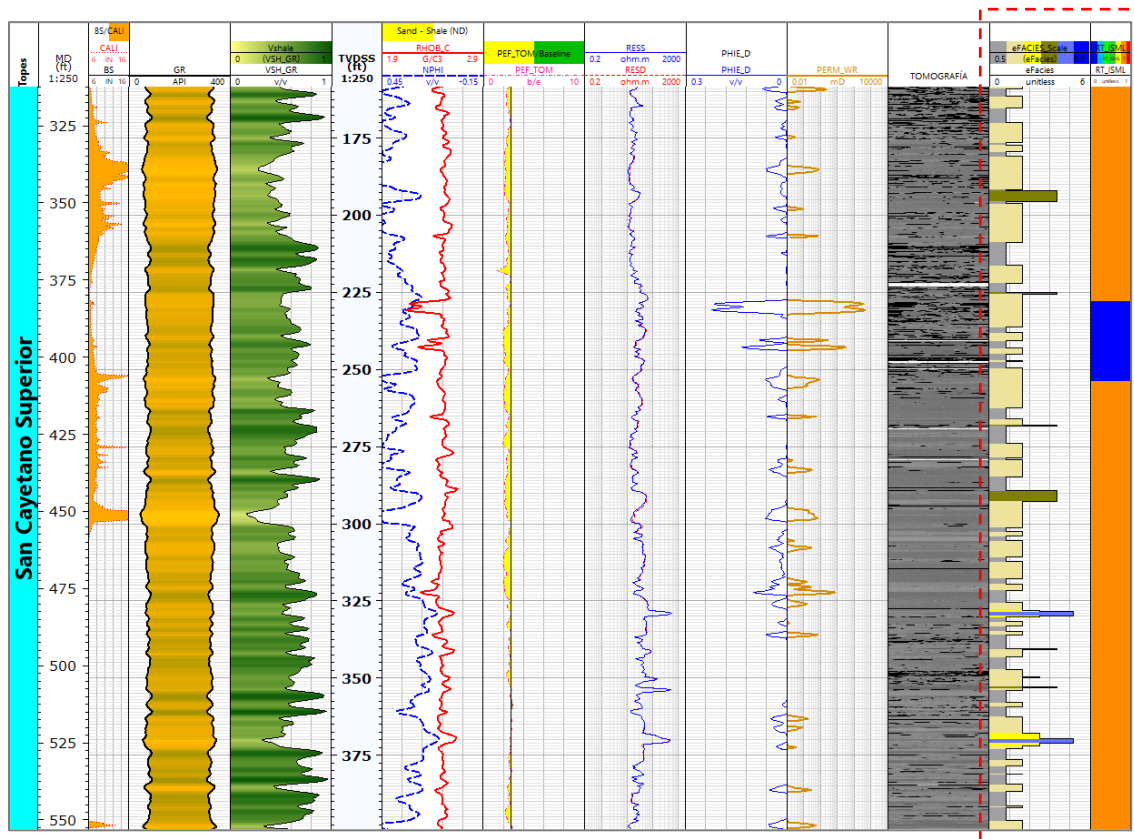


Nota. Grafica ISML: Crossplot de la capacidad de almacenamiento vs la capacidad de flujo en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S junto a la clasificación de la eficiencia de las unidades de flujo.

Consecuentemente se generó el track de la clasificación de las unidades que se aprecia en el registro grafico en las figuras 42 y 43.

**Figura 42**

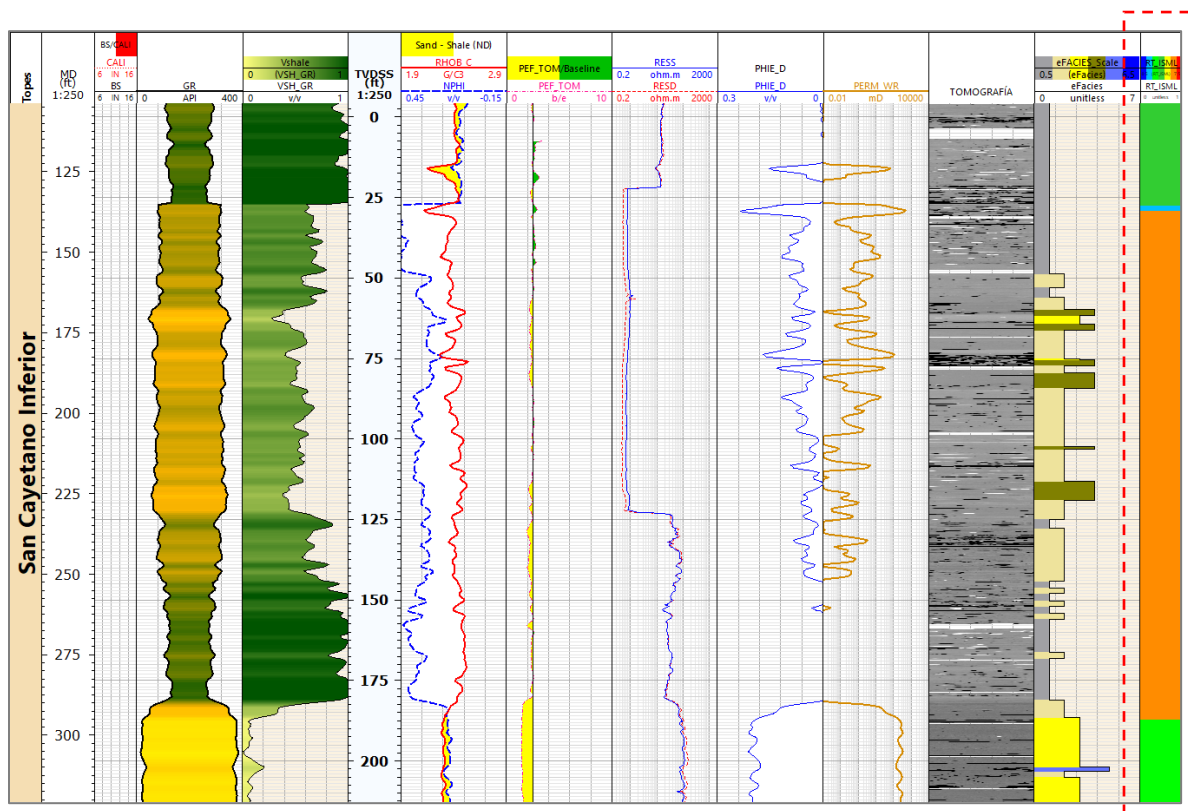
*HFU del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S con Lorenz estratigráfico simplificado SML*



Nota. Unidades hidráulicas de flujo con Lorenz estratigráfico simplificado del pozo ANH-SSJ-8A-STR-S en el intervalo 325-550 ft. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Contenido de arcilla (Vshale), Track 5: Curvas de porosidad neutron y densidad (RHOB y NPHI), Track 6: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 7: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 8: Modelo de porosidad efectiva, Track 9: Modelo de permeabilidad, Track 10: Imagen radial de tomografía, Track 11: Electrofacies definias (eFACIES) y en el Track 10: Unidades hidraulicas de flujo con el metodo de Lorenz estratigrafico simplificado (RT-ISML).

**Figura 43**

*HFU del pozo ANH-SSJ-10-STR-S con Lorenz estratigráfico SML*



Nota. Unidades hidráulicas de flujo con Lorenz estratigráfico simplificado del pozo ANH-SSJ-10-STR-S en el intervalo 120-320 ft. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Contenido de arcilla (Vshale), Track 5: Curvas de porosidad neutron y densidad (RHOB y NPHI), Track 6: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 7: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 8: Modelo de porosidad efectiva, Track 9: Modelo de permeabilidad, Track 10: Imagen radial de tomografía, Track 11: Electrofacies definias (eFACIES) y en el Track 12: Unidades hidraulicas de flujo con el metodo de Lorenz estratigrafico simplificado (RT-ISML).

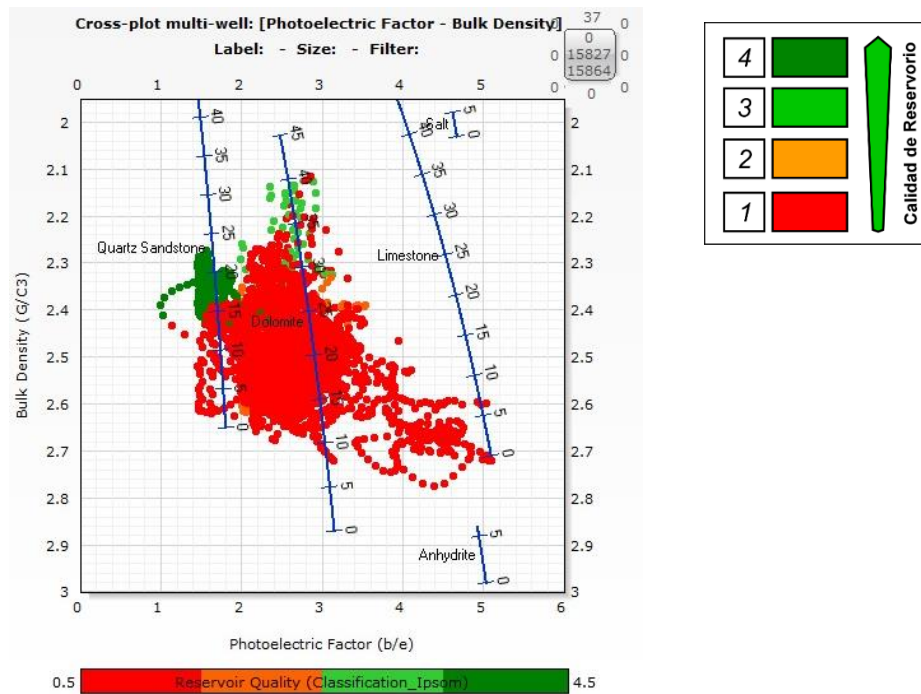
En el pozo ANH-SSJ-10-STR-S las unidades de flujo de mayor influencia son FU3 (Semiconductora) y FU4 (Conductora) en color verde.

**9.1. Calidad del reservorio**

La calidad del reservorio se determinó combinando los metodos de unidades hidraulicas de flujo (WinlandR35 y Lorenz estratigrafico simplificado SML), esto resultó en la clasificacion de 4 agrupaciones de rocas que determinan la calidad de reservorio (Figura 44) que resaltan las mejores características.

**Figura 44**

*Calidad del reservorio*

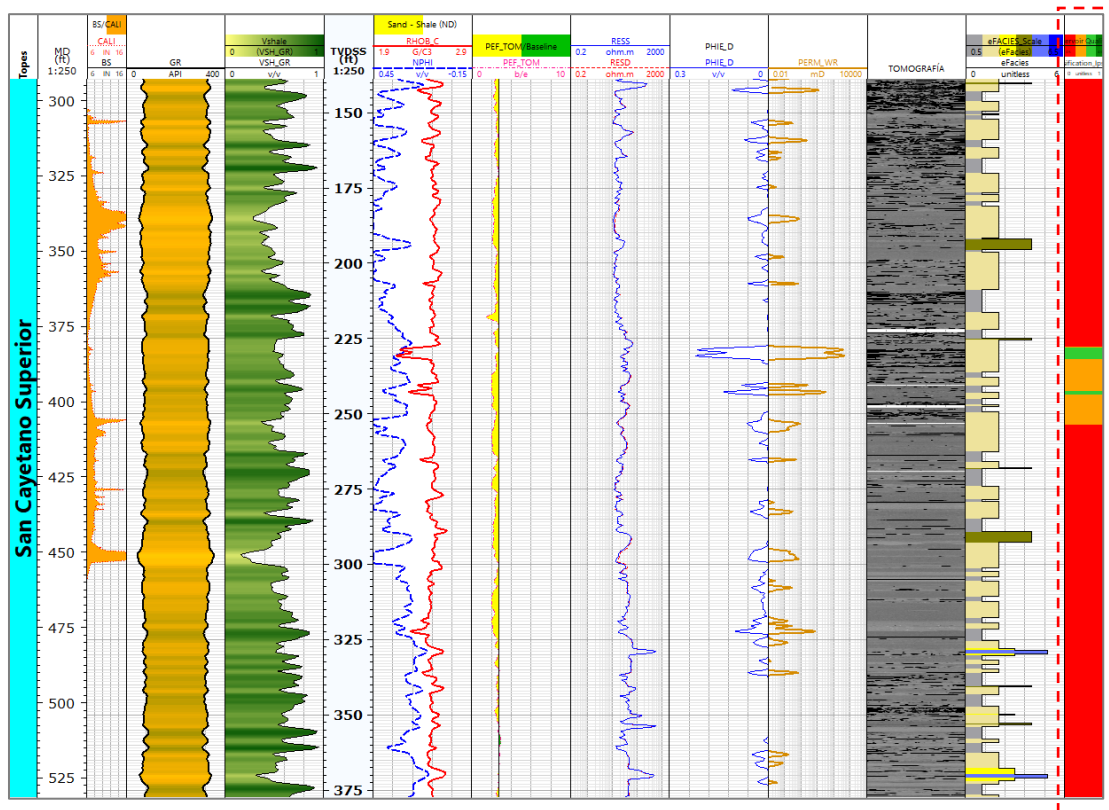


Las rocas de mejor calidad (4) se caracterizan por ser arenas de grano grueso, limpias, con porosidades y permeabilidades altas, mientras que las de peor calidad (1) son típicas de lodolitas y arenas lodosas.

En las figuras 45 y 46 se muestran segmentos de los registros gráficos de los dos pozos con la clasificación de según la calidad de reservorio.

**Figura 45**

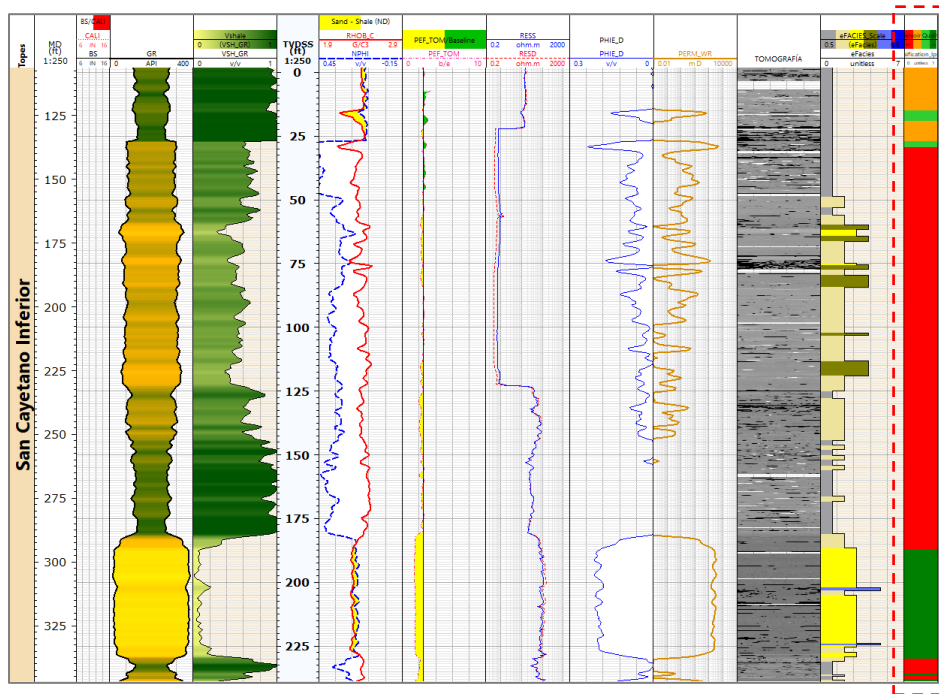
*Calidad del reservorio para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S*



Nota. Clasificación de litotipos según la calidad de reservorio del pozo ANH-SSJ-10-STR-S en el intervalo 300-525 ft. Track 1: Profundidad de referencia (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR) , Track 4: Contenido de arcilla (Vshale), Track 5: Curvas de porosidad neutron y densidad (RHOB y NPHI), Track 6: Registro de factor fotoeléctrico (PEF), Track 7: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 8: Modelo de porosidad efectiva, Track 9: Modelo de permeabilidad, Track 10: Imagen radial de tomografía, Track 11: Electrofacies definas (eFACIES) y en el Track 10: Litotipos según calidad del reservorio (Reservoir Quality).

**Figura 46**

*Calidad del reservorio para el pozo ANH-SSJ-10-STR-S*



Nota. Calidad de reservorio pozo ANH-SSJ-10-STR-S intervalo 125-345 ft. Track 1: Profundidad (MD), Track 2: Calidad de hueco (BT/CALI), Track 3: Registro gama ray (GR), Track 4: Contenido de arcilla (Vshale), Track 5: Porosidad neutron y densidad (RHOB y NPHI), Track 6: Factor fotoeléctrico (PEF), Track 7: Resistividades profunda y somera (RESS y RESD), Track 8: Porosidad efectiva, Track 9: Permeabilidad, Track 10: Imagen de tomografía, Track 11: Electrofacies (eFACIES) y Track 10: Litotipos según calidad del reservorio (Reservoir Quality).

En el pozo 8A la calidad de reservorio llega hasta el numeral 3 que no tiene las mejores cualidades de reservorio, presente en las eFacies 2 especialmente en los picos de porosidad y permeabilidad debido a fracturas. Por su parte el pozo 10 si alcanza niveles de categoría 4 con las mejores características de reservorio precisamente en niveles de litologías arenosas de grano medio (eFacies 3) que a su vez presentan intervalos considerables de permeabilidades y porosidades altas además de bajo contenido de arcillas.

## 10. Discusión

En este proyecto se desarrolló un modelo petrofísico de la formación San Cayetano a partir de dos pozos perforados en la cuenca Sinú- San Jacinto usando los registros eléctricos de pozo y de tomografía. Inicialmente se generó un modelo de litotipos a partir de la composición mineral y posteriormente, el modelo petrofísico evaluando el contenido de arcilla (Vshale), porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) y permeabilidad (K) y finalmente un análisis de calidad de reservorio donde se determinaron las unidades de flujo para clasificar las unidades con mejores características.

Con el modelo de litotipos se diferenciaron 6 litologías: (1) Arcillolitas / Lodolitas, (2) Areniscas de grano fino o arenas arcillosas, (3) Areniscas de grano medio limpias, (4) Areniscas de grano grueso- conglomerados, (5) Arenas calcáreas y (6) Calizas, apoyadas también en la descripción de pozo realizadas en los intervalos de interés donde se describieron principalmente de litoarenitas y sublitoarenitas de estructura masiva o con laminación plano-paralela tanto con cemento tanto calcáreo como silíceo, heterolitas denominadas así por contener laminaciones arena-lodo-arena cuyas estructuras también podían ser laminadas y ocasionalmente con presencia de sulfatos y Lodolitas alternando estas capas.

En el modelo de petrofísico, el contenido de arcilla tomado con GR (20-150 API) para el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S y ANH-SSJ-10-STR-S con moda de 83.85 y 112.6 respectivamente, indica una predominancia de minerales arcillosos en los pozos; la porosidad por su parte en rangos de 0-0.15 en el pozo 8A y de 0-0.2 en el pozo 10 y la moda en ambos 0.003 mostrando una porosidad sin interés que puede deberse al contenido de arcillas en los pozos y finalmente, en el modelo de permeabilidad calculado con los registros de PHIE en rangos de valores de 0 a 900 mD

con una media de 0.083 en el pozo 8A y de 39.236 que muestra que el pozo ANH-SSJ-10-STR-S tiene mejores permeabilidades. Se generaron las curvas descritas en la tabla 25.

**Tabla 25**

*Entregables del modelo petrofísico*

<i>Curva</i>	<i>Mnemónico</i>	<i>Descripción</i>
Electrofacies	eFACIES	Agrupar las litologías comunes según su composición mineral y propiedades texturales
Volumen de shale	Vshale	Determina el contenido de arcilla
Porosidad total	PHIT	Cuantifica el espacio poroso en total
Porosidad efectiva	PHIE	Volumen de los poros interconectados
Permeabilidad	PERM	Capacidad de permitir el paso de fluidos

La evaluación de la calidad de roca se realizó con unidades hidráulicas de flujo, se implementaron dos métodos (WinlandR35 y Lorenz estratigráfico simplificado SML) y se definieron los mejores niveles combinando ambos métodos. A continuación, se detalla para cada pozo los mejores intervalos calculados a partir del análisis de electrofacies y la determinación de unidades hidráulicas de flujo.

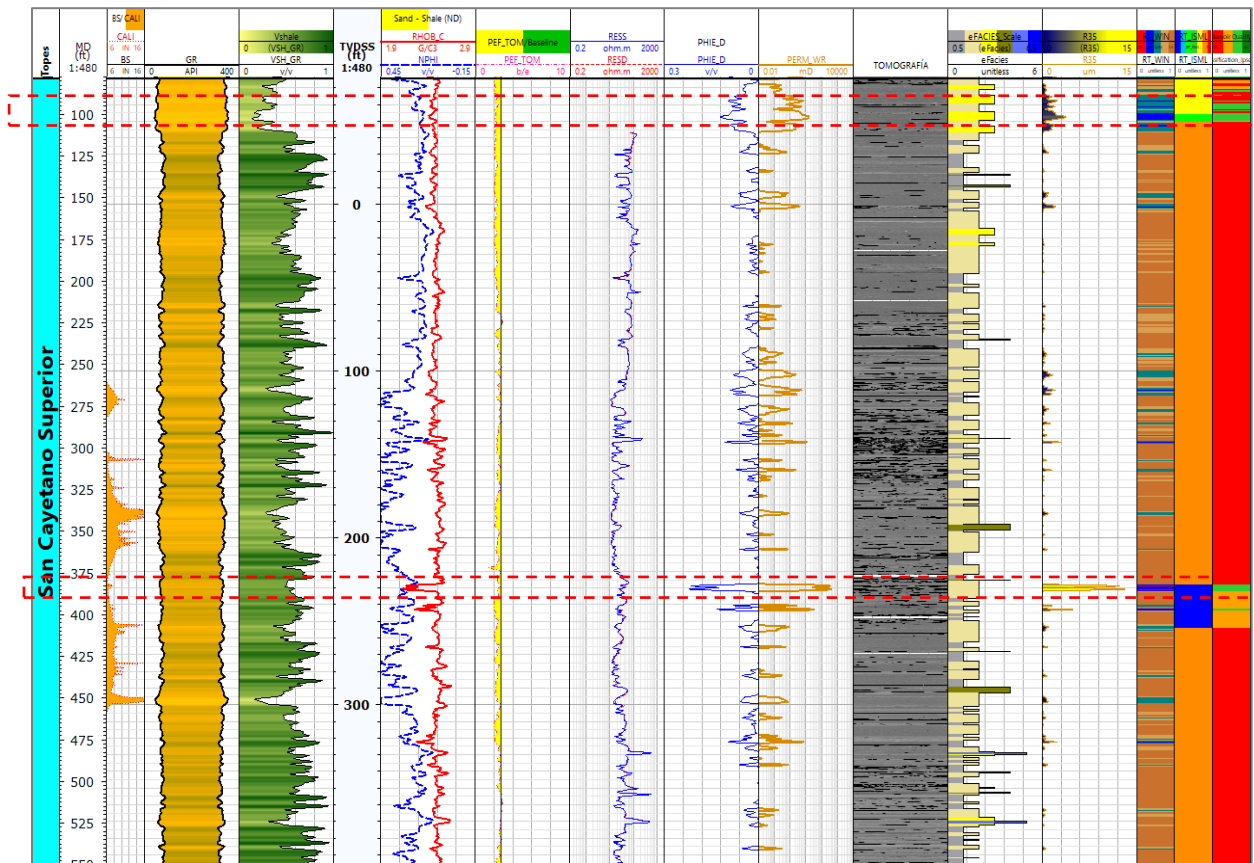
**10.1. Pozo ANH-SSJ-8A-STR-S**

En este pozo no se tienen rocas de muy buena calidad (4), algunos niveles que presentan picos en la porosidad y permeabilidad se clasifican con el tipo 3 de mal reservorio como se destaca en el registro grafico de la figura 47.

Estas arena con la clasificación 3 corresponden con arenas de grano fino, arenas arcillosas y arenas limosas que aunque no tienen la mejor calidad presentan porosidades y permeabilidades mas altas.

**Figura 47**

*Niveles con mejor calidad de reservorio en el pozo ANH-SSJ-8A-STR*



Nota. Intervalos en el pozo ANH-SSJ-8A-STR-S con las mejores características de reservorio.

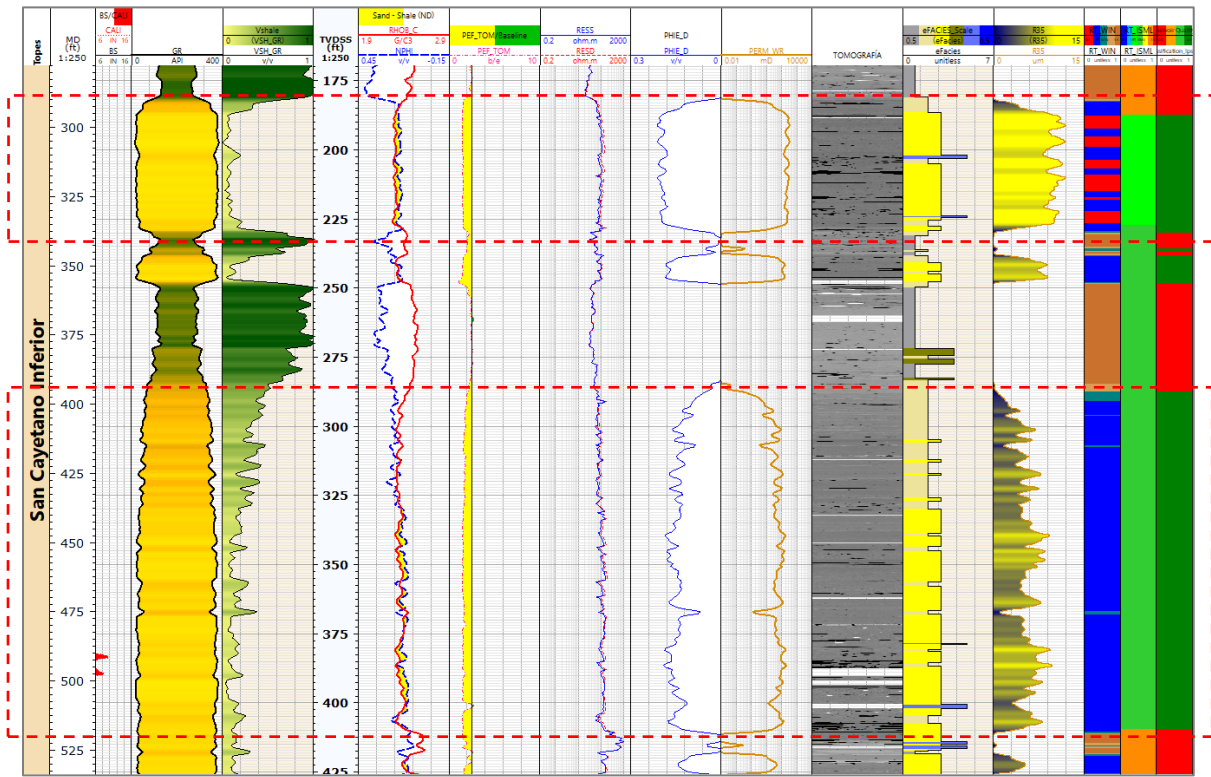
**10.2. Pozo ANH-SSJ-10-STR-S**

El intervalo de mejor calidad en este pozo se encuentra aproximadamente entre 270 y 340 pies y otro a los 400 a 520 pies, donde se observan areniscas de tamaño grueso y limpias. Estas areniscas no solo presentan niveles bajos de arcilla, sino que también poseen porosidades y permeabilidades considerables. Es importante destacar que en las curvas de porosidad de neutrón y densidad se observa una intersección, lo cual suele ser un indicador de la presencia de gas en los registros de pozo, lo que refuerza aún más la confiabilidad de la calidad de este intervalo. En la

imagen de tomografía, se puede apreciar que el segmento cuenta con varias fracturas, lo que favorece adicionalmente la porosidad y permeabilidad en esta zona (Figura 48).

**Figura 48**

*Niveles con mejor calidad de reservorio en el pozo ANH-SSJ-10-STR*

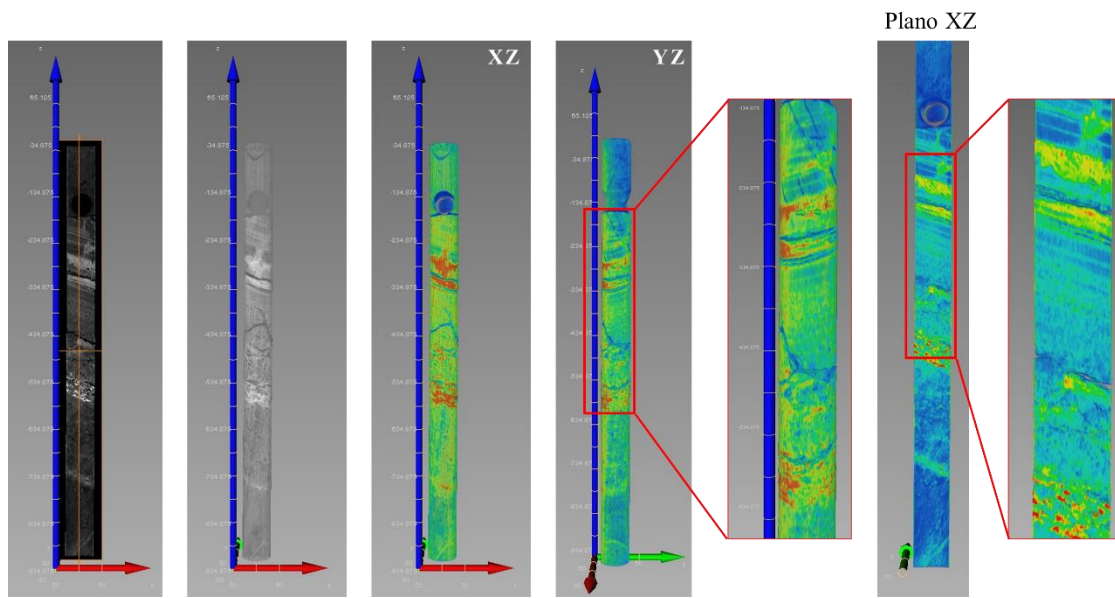
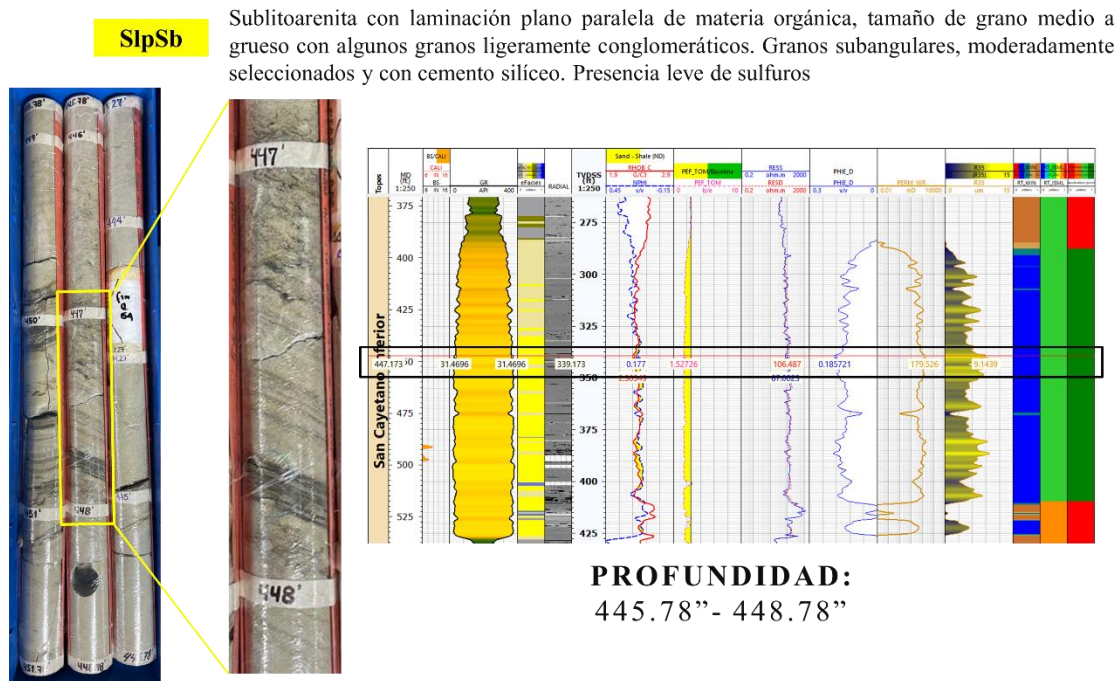


Nota. Intervalos en el pozo ANH-SSJ-10-STR-S con las mejores características de reservorio. El primero entre 270 y 340 pies y el segundo de 400 a 520 pies. Principalmente arenas medias.

A continuación, en la figura 49 se muestra un núcleo de pozo dentro del intervalo de mejor calidad con imagen de tomografía en 3D, corresponde a una sublitoarenita tamaño medio a grueso y ligeramente conglomerado con laminación plano-paralela de materia orgánica y cemento silíceo:

**Figura 49**

*Núcleo del mejor intervalo de calidad de reservorio*



Nota. La figura muestra la descripción, fotografía del núcleo y los escáneres de tomografía reconstruidos en visualización 3D del núcleo. Se diferencia con claridad la laminación de la muestra y sus cambios composicionales (Laminaciones amarillas de materia orgánica y moteado de color rojo sulfuros).

Este intervalo de 400-500 ft se destaca principalmente por la presencia de sublitoarenitas de estructura masiva de grano medio a fino con trazas de materia orgánica además de ocasionales sulfuros y cristales de sulfatos, los granos de esta litología son subangulares a subredondeados contrario a la mostrada anteriormente de estructura laminada y grano medio a grueso, se destaca en ambas el bajo contenido de líticas, esto permite mencionarla como una típica arena limpia.

## Conclusiones

Los registros adquiridos con tomografía computarizada permiten una determinación más precisa de las propiedades petrofísicas ya que no se ven influenciados por condiciones de hueco que suelen producir anomalías en los registros tomados en pozo.

El ambiente de depósito de la formación San Cayetano se tomó a partir de las descripciones de los núcleos en los intervalos de interés y del levantamiento de campo en muestras de superficie dando como resultado un ambiente de delta con sub-ambientes de frente deltaico y prodelta.

Se ejecutó una metodología que integra el amarre roca-registro con descripciones de núcleo y la determinación de volúmenes minerales para el desarrollo de un modelo de litotipos, modelo petrofísico y análisis de calidad de reservorio clasificándolo en 4 tipos de rocas según su eficiencia de reservorio.

Los litotipos de mejor calidad de reservorio coinciden con las arenas limpias de grano grueso (Tipo 3) con valores de GR de 22.7 API, el PEF también muestra valores típicos de arenas (1.6 b/e) porosidad 20% y permeabilidades de hasta 300 mD. Las resistividades somera y profunda alcanzan valores de 87 y 113 respectivamente.

Tanto en las muestras de superficie como en los intervalos de pozo se puede concluir que las muestras con mejores porosidades son las cercanas al 20 % o 0.20 v/v, ambas coinciden con una litología de estructura lamina plano-paralela y composición silícea.

### **Recomendaciones**

Realizar pruebas petrofísicas directas en los núcleos de pozo de los intervalos determinados como de mejor calidad a partir de los registros para validar y complementar los resultados.

Implementar estudios petrográficos para determinar las características representativas de la roca reservorio la geometría de poros y el tipo de minerales.

Dada la complejidad estructural de la zona se recomienda para futuros modelos la implementación de sísmica de calidad que permita la realización de un modelo petrofísico más completo.

Realizar estudios para la validación de un sistema de generación en esta cuenca con mediciones superficiales y adquisición de registros específicos de hidrógeno.

### Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). *Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal*.
- Álvarez, J. (1989). Mapa metalogénico de las fajas ofiolíticas de la zona occidental de Colombia. *Boletín Geológico*, 30(2), 8-23.
- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol. 16, pp. 305-371). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 31-56.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., Martinez, J. (2007) Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de hidrocarburos. [https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Corredor Hernandez, L. (2022). Análisis petrográfico de las areniscas de la Formación San Cayetano en el pozo ANH-SSJ-15-STR-S. Universidad Industrial de Santander.
- Ebanks Jr, W. J., Scheihing, M. H., & Atkinson, C. D. (1992). Flow units for reservoir characterization: Part 6. Geological methods. <https://doi.org/10.4236/ojg.2017.74034>
- Etiope, 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.
- Flinch, J. F. (2003). Structural Evolution of the Sinú-Lower Magdalena Area (Northern Colombia). En C. Bartolini, R. T. Buffler, & J. Blickwede (Eds.), *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics* (pp. 776-796).

Folk, R. L. (1980). *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill publishing company.

García, J. (2017). Recopilación, estandarización de análisis convencionales y especiales de núcleos a fin de generar los tipos de roca de los diferentes campos del bloque 15 (Tesis de pregrado). Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17225/1/CD-7728.pdf>

Gaucher, E. C., Moretti, I., Pélissier, N., Burridge, G., & Gonthier, N. (2023). The place of natural hydrogen in the energy transition: A position paper. *European Geologist*. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8108239>

GEOTEC Ltda. (1999). *Geología de la Plancha 61 Montería*. INGEOMINAS. <https://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010020013/mapa/pdf/0101200131300013.pdf>

GEOTEC Ltda. (2003). *Geología de las planchas 50 Puerto Escondido, 51 Lorica, 59 Mulatos, 60 Canalete, 61 Montería, 69 Necoclí, 70 San Pedro de Urabá, 71 Planeta Rica, 79 Turbo, 80 Tierralta*. Bogotá: INGEOMINAS, mapas escala 1:100.000.

Gómez Gualdrón, L. (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. Universidad Nacional de Colombia.

Gómez, J. & Montes, N.E., compiladores. 2020. Mapa Geológico de Colombia en Relieve 2020. Escala 1:1 000 000. Servicio Geológico Colombiano, 2 hojas. Bogotá. [https://www2.sgc.gov.co/MGC/Paginas/mgc\\_1M2020.aspx](https://www2.sgc.gov.co/MGC/Paginas/mgc_1M2020.aspx)

GRP SAS. (2019). Anexo J Mapa Geológico de las planchas 312,313,322 y 323 (parciales) Planeta Rica (Sector sur). Servicio Geológico Colombiano.

[https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/675\\_19MemExPI71PlanetaRica/Mapa/Pdf/AnexoIMapaGeolEstaPI71.pdf](https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/675_19MemExPI71PlanetaRica/Mapa/Pdf/AnexoIMapaGeolEstaPI71.pdf)

GRP SAS. (2019). Memoria explicativa de la plancha 71 – Planeta rica (sector sur) a escala 1:100.000. departamento de Córdoba. Servicio Geológico Colombiano, Equipo técnico evaluador.

Hand, E. (2023). Hidden hydrogen: Earth may hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel. *Science*. <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>

Heinemann, N., Booth, M. G., Haszeldine, R. S., Wilkinson, M., Scafidi, J., & Edlmann, K. (2018). Hydrogen storage in porous geological formations—onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(45), 20861-20874. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.149>

Hunt, P. K., Engler, P., & Bajsarowicz, C. (1988). Computed tomography as a core analysis tool: Applications, instrument evaluation, and image improvement techniques. *Journal of Petroleum Technology*, 40(09), 1203-1210. <https://doi.org/10.2118/16952-PA>

Kansas Geological Survey (2017). Crossplot Identification of Minerals. [https://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/LA/11\\_crossplot.html](https://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/LA/11_crossplot.html)

Lollar, B., Onstott, T., Lacrampe-Couloume, G. *et al.* The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H<sub>2</sub> production. *Nature* 516, 379–382 (2014). <https://doi.org/10.1038/nature14017>

Lozano, E., Zamora, N. (2014). Anexo K: Compilación de la cuenca Sinú – San Jacinto. Servicio Geológico Colombiano.

Mantilla-Pimiento, A.M., Jentzsch, G., Kley, J., Alfonso-Pava, C. (2009). Configuration of the Colombian Caribbean Margin: Constraints from 2D Seismic Reflection data and Potential Fields Interpretation. In: Lallemand, S., Funiciello, F. (eds) Subduction Zone Geodynamics. *Frontiers in Earth Sciences*. Springer, Berlin, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-87974-9\\_13](https://doi.org/10.1007/978-3-540-87974-9_13)

Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A., & Diallo, A. B. (2023). Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. *Scientific Reports*, *13*(1), 11876.

Montagna, A. & Astesiano, D. (2015). Caracterización de las rocas del sistema petrolero a partir de registros eléctricos de pozos. *Geología de la cuenca neuquina y sus sistemas petroleros: Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo* p. 128-149.

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: Gómez, J. & Mateus–Zabala, D. (editors), *The Geology of Colombia, Volume 3 Paleogene – Neogene*. Servicio Geológico Colombiano, *Publicaciones Geológicas Especiales* 37, p. 21–66. Bogotá. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.02>

- Nabawy, B. (2021). An improved stratigraphic modified lorenz (ISML) plot as a tool for describing efficiency of the hydraulic flow units (HFUs) in clastic and non-clastic reservoir sequences. *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* <https://doi.org/10.1007/s40948-021-00264-3>
- Ospitia, G., Londoño, E. & Serrano, B.E. (2004). *Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y borde occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano*. INGEOMINAS.
- 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. *Fuentes, El reventón energético*, 13(1), 57–63
- Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, Herrera Otero, E., & Santos Santos, N. (2017). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos x. *Fuentes, El reventón energético*.
- Pardo-Díaz, M.F.; Vargas-Jimenez, C.A. (2021). Inferencias del factor fotoeléctrico (PEF) en registros de pozo con machine learning. *Boletín de Geología*, 43(1), 193-210. <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n1-2021010>
- Prinzhofer, A., Cissé, C. S. T., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(42), 19315-19326.
- Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J., & Rupin, F. (2019). Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 12, P. 5676-5685, ISSN 0360-3199 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>.

Roncancio, J.H., Pedraza, P, E. (2018). Corredor vial Montería-Planeta Rica (Córdoba) con levantamiento estratigráfico de las Formaciones San Cayetano y Ciénaga de Oro. Servicio Geológico Colombiano, Grupo de geología de rescate.

Roncancio, J.H., Pedraza, P, E. (2018). Corredor vial Sincelejo-Toluviejo con levantamiento estratigráfico de las Formaciones San Cayetano y El Cerrito. Servicio Geológico Colombiano, Grupo de geología de rescate.

Silva-Arias, A., Páez-Acuña, L.A., Gómez-Gutiérrez, P.D., y Rincón-Martínez, D.A. (2019). Estudio petrográfico y posibles fuentes de los clastos basales de la Formación San Cayetano hacia el sur del Cinturón Plegado de San Jacinto, norte de Colombia. *Boletín de Geología*, 41(1), 15-28. DOI: 10.18273/ revbol.v41n1-2019001.