

CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO Y SECUESTRO DE
CO₂ EN UN SECTOR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA,
MEDIANTE MODELAMIENTO ESTÁTICO Y APRENDIZAJE AUTOMÁTICO

JENNY CAROLINA GELVEZ RODRIGUEZ
EDGAR CHAJID KAIRUZ HERNÁNDEZ

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

DIRECTOR
ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
INGENIERA DE PETRÓLEOS, MSc. EN INGENIERÍA DE GAS, MSc. EN GESTIÓN
AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE MAGISTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BOGOTÁ, D.C

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director
Firma del Director

Nombre
Firma del presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá, D.C. marzo de 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana Facultad de Ingeniería

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director de programa

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A nuestras familias, por el apoyo y soporte durante estos dos años de tiempo invertido en los estudios y elaboración de la tesis de maestría, en especial a Aleshka y Conan, por esa luz de inspiración en los momentos de cansancio físico y mental.

A nuestra directora Adriangela, por sus aporte y recomendaciones a no dejarnos perder en el camino para llegar a puerto seguro en las fechas indicadas.

AGRADECIMIENTOS

A nuestros amigos y colegas de profesión, con quienes discutimos algunos temas puntuales del desarrollo de esta y el uso de los programas petrotécnico; sus aportes permitieron enriquecer el presente trabajo (Enmanuel Arias, Sergio Nuncira, Sara Rengifo y Neoil *Team*).

A Neoil Energy y Neoil Research por suministrarnos los programas petrotécnicos licenciados y acceso a la base de datos de información pública de la Cuenca. Igualmente, al proyecto del Cretácico de los Llanos Orientales por permitirnos el acceso a los documentos e información en proceso de entrega a Minciencias.

A nuestros docentes durante la Maestría por transmitirnos sus experiencias y conocimiento en sus clases y a los compañeros por las discusiones y momentos de relax para hacer llevaderos los horarios de estudio.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	19
1. MARCO TEÓRICO	20
2. METODOLOGÍA Y DATOS	26
2.1. Fase 1. Interpretación Estratigráfica y Petrofísica	28
<i>2.1.1 Definir el marco estratigráfico y estructural</i>	28
<i>2.1.2 Recopilación y carga de la información de registros eléctricos en el software</i>	30
<i>2.1.3 Definición de topes en los pozos claves (de entrenamiento).</i>	30
<i>2.1.4 Correlación estratigráfica con los pozos de entrenamiento</i>	30
<i>2.1.5 Definición de topes en pozos no correlacionados empleando métodos de aprendizaje automático</i>	32
<i>2.1.6 Definición de transectas estratigráficas</i>	32
<i>2.1.7 Determinar e interpretar las electrofacies:</i>	32
<i>2.1.8 Elaboración del modelo petrofísico</i>	34
<i>2.1.9 Generación de mapas de isopropiedades petrofísicas: A partir del modelo petrofísico realizado de la unidad almacén y la unidad sello, se elaborará los mapas de isopropiedades:</i>	
<i>Espesores</i>	35
<i>2.1.10 Generación de mapas paleoambientales:</i>	36
<i>2.1.11 Caracterización del reservorio y del sello</i>	36
2.2. Fase 2. Interpretación Sísmica.	36
<i>2.2.1 Carga y control de calidad de la información sísmica</i>	36
<i>2.2.2 Calibración sísmica-pozo</i>	37
<i>2.2.3 Definición de transectas estructurales</i>	37
<i>2.2.4 Interpretación de fallas y horizontes</i>	38
<i>2.2.5 Integración y validación de marcadores estratigráficos:</i>	39
<i>2.2.6 Elaboración de mapas estructurales en tiempo</i>	39
<i>2.2.7 Construcción del modelo estático</i>	40
2.3. Fase 3. Almacenamiento y Secuestro de CO₂	40

2.3.1 Mecanismos de almacenamiento y secuestro de CO ₂	41
2.3.2 Evaluación de la efectividad del almacenamiento y secuestro de CO ₂	41
2.3.3 Caracterización geoquímica de las aguas y análisis de temperatura y presión	42
2.3.4 Evaluación del área de almacenamiento y parámetros petrofísicos del reservorio y sello	43
2.3.5 Cuantificación del potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO ₂ en el reservorio evaluado y su distribución areal:	44
2.3.6 Calificación de la probabilidad y efectividad del reservorio, sello y su capacidad de almacenamiento de CO ₂	45
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	47
3.1. Identificación de la Formación Reservorio y Sello Asociado.	47
3.2. Estratigrafía y Petrofísica	57
3.2.1. Correlaciones de topes de unidades estratigráficas Formación León y Unidad C1 de la Formación Carbonera.	58
3.2.2. Definición de topes utilizando métodos de Aprendizaje Automático:	60
3.2.3. Transectas estratigráficas,	68
3.2.4. Interpretación de electrofacies	77
3.2.5. Modelo Petrofísico del Almacenador,	89
3.2.6. Modelo Petrofísico Sello	97
3.2.7. Interpretación Paleoambiental	99
3.3. Interpretación Sísmica.	100
3.4.1. Datos de entrada y Control de Calidad.	109
3.4.2. Modelamiento en profundidad.	109
3.4.3. Escalamiento de facies.	111
3.4.4. Información petrofísica.	112
3.4.5. Poblamiento de facies.	113
3.5. Almacenamiento y secuestro de CO₂	119
3.5.1. Mecanismos de Almacenamiento y secuestro de CO ₂ .	120
3.5.2. Caracterización geoquímica de aguas y comportamiento de temperatura y presión.	124
3.5.3. Cuantificar el potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO ₂ .	127

<i>3.5.4. Evaluación de la probabilidad y efectividad Probabilidad y efectividad de la roca almacén y sello para almacenar y secuestrar CO₂.</i>	130
4. CONCLUSIONES	133
5. RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA	136

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Diagrama de fases de CO ₂	22
Figura 2. Diagrama de cambio de volumen del CO ₂ por profundidad y temperatura	22
Figura 3. Los diferentes mecanismos de entrapamiento que inmovilizan el CO ₂ en el subsuelo	24
Figura 4. Entrapamiento de CO ₂ a través del tiempo	25
Figura 5. Metodología propuesta para el desarrollo del presente proyecto	27
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada en la zona de plataforma de la Cuenca de los Llanos Orientales	29
Figura 7. Visualización de los registros en el software de interpretación correspondiente al pozo Joropo-1 localizado en la zona de plataforma	31
Figura 8. Ejemplo de la definición de los topes en los pozos del proyecto	31
Figura 9. Principales patrones de electrofacies	33
Figura 10. Electrofacies determinadas en un pozo	34
Figura 11. Parámetros petrofísicos por determinar en los pozos del área de estudio	35
Figura 12. Ejemplo de la calibración sísmica-pozo	38
Figura 13. Ejemplo de línea sísmica con interpretación de horizontes y fallas	39
Figura 14. Clasificación de almacenamiento de recursos de CO ₂	45
Figura 15. Flujo de trabajo para calificar el almacenamiento de CO ₂ según el reservorio, sello y condiciones del gas	46
Figura 16. Modelo estratigráfico de la secuencia Terciaria VMM – Llanos Orientales	49
Figura 17. Dominios estructurales en la Cuenca de los Llanos Orientales	52
Figura. 18. Mapa de localización del área de estudio	53
Figura 19. Correlación estratigráfica en sentido W-E en el área de estudio	55
Figura 20. Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio	56
Figura 21. Mapa de pozos analizados en el proyecto	57
Figura 22. Registros eléctricos del pozo Cabiona-4	59
Figura 23. Registros eléctricos del pozo Capibara-3	60
Figura 24. Selección de las zonas de estudio y localización de los pozos definidos a predecir los topes	63

Figura 25. Vista del módulo “auto pick tops using machine learning” utilizado para la predicción de topes utilizando métodos de aprendizaje automático	64
Figura 26. Parámetros utilizados en la definición de topes por medio de aprendizaje automático	65
Figura 27. Topes determinados, C1 y C2, por medio de aprendizaje automático en el pozo Arauco-2	68
Figura 28. Mapa de ubicación de las 4 correlaciones estratigráficas realizadas	69
Figura 29. Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio	71
Figura 30. Correlación estratigráfica en sentido W-E en el área de estudio	73
Figura 31. Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio	75
Figura 32. Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio	76
Figura 33. Registros eléctricos del pozo Cabiona 4, con electrofacies cilíndrica	78
Figura 34. Registros eléctricos del pozo Dorotea 1, con electrofacies de campana	79
Figura 35. Registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con electrofacies de embudo	80
Figura 36. Registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con electrofacies simétrica	81
Figura 37. Registros eléctricos del pozo Dorotea-1, con electrofacies irregular en lutitas	82
Figura 38. Registros eléctricos del pozo Casimena-1, con electrofacies irregular en Arenas - limos	83
Figura 39. Gráfica de distribución en tota de las electrofacies identificadas en la parte media y basa de la Unidad C1, de la Formación Carbonera	85
Figura 40. Gráfica de distribución en tota de las electrofacies identificadas en el tope la Unidad C1, de la Formación Carbonera	86
Figura 41. Gráfica de distribución de las electrofacies en la Unidad C2, de la Formación Carbonera	87
Figura 42. Gráfica de distribución de las electrofacies en la Unidad C1, de la Formación Carbonera	88
Figura 43. Gráfica de distribución de las electrofacies en la Formación León	89
Figura 44. Mapa isócoro (Gross Int) Intervalo C1 de la Formación Carbonera	90
Figura 45. Mapa isócoro arenas gross Intervalo C1 de la Formación Carbonera	91
Figura 46. Mapa de isocurvas del volumen de shale en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera	92

Figura 47. Mapa de isovalores de porosidad efectiva en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera	93
Figura 48. Mapa de isovalores de arena neta en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera.	94
Figura 49. Gráfica semilogarítmica de porosidad contra permeabilidad en el intervalo C1 de la Formación Carbonera	96
Figura 50. Mapa de isovalores de permeabilidad en miliDarcys en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera	97
Figura 51. Mapa isócoro Formación León	98
Figura 52. Mapa isócoro facies arcillolíticas de la Formación León	99
Figura 53. Mapa con la información sísmica cargada en el proyecto	101
Figura 54. Mapa con la información sísmica y pozos empleados en la interpretación	102
Figura 55. Línea sísmica y amare con los Pozos Guarilaque 1 y 3	103
Figura 56. Localización de las 4 secciones sísmicas compuestas	103
Figura 57. Línea sísmica regional 1'-1, de dirección S-N	105
Figura 58. Línea sísmica regional 2'-2, de dirección S-N	106
Figura 59. Línea sísmica regional A-A', de dirección W-E	107
Figura 60. Línea sísmica regional B'-B, de dirección W-E	108
Figura 61. Mapa en profundidad al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera	110
Figura 62. Mapa en profundidad al tope del Intervalo C2 de la Formación Carbonera	110
Figura 63. Mapa del esqueleto de la malla para realizar el modelamiento	111
Figura 64. Figura de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, con las litofacies determinadas	112
Figura 65. Figura de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, con las litofacies y el escalamiento realizado	113
Figura 66. Variograma empleado para poblar las facies de areniscas	114
Figura 67. Variograma empleado para poblar las facies de limos	115
Figura 68. Variograma empleado para poblar las facies de arcillas	115
Figura 69. Arquitectura del modelo de facies del área de estudio	116
Figura 70. Arquitectura del modelo petrofísico de porosidad efectiva en el área de estudio	117
Figura 71. Arquitectura del modelo petrofísico de permeabilidad en el área de estudio	117

Figura 72. Correlación de los pozos Conoto-1, Copa D-1 y Caño el Carmen-1, con litofacies y escalamiento.	118
Figura 73. Arquitectura del modelo de facies del área de estudio, para el sello	119
Figura 74. Diagrama de profundidad contra temperatura al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera	125
Figura 73. Diagrama de profundidad contra presión litostática al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera	126
Figura 74. Distribución del potencial de recursos prospectivos de almacenamiento en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera	130
Figura 75. Mapa de Segmentos de Riesgo común para el almacenamiento y secuestro de CO ₂ en la Unidad C1 de la Formación Carbonera	132

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Clasificación cualitativa de la porosidad y permeabilidad	23
Tabla 2. Condiciones óptimas para el almacenamiento y secuestro de CO ₂	42
Tabla 3. Clasificación del agua de formación según el contenido de cloruros de sodio (NaCl)	43
Tabla 4. Principales características de la secuencia cretácica y terciaria en la zona poco deformada	48
Tabla 5. Resultados obtenidos de los topes determinados a partir del entrenamiento automático en los pozos de la zona norte	67
Tabla 6. Distribución de electrofacies para la parte media-basal y tope de la unidad c1 de la formación carbonera	85
Tabla 7. Valores de porosidad y permeabilidad a partir de muestras de pared de la unidad c1	95
Tabla 8. Litofacies identificadas y sus parámetros para definir las en unidades de rayos gama	112
Tabla 9. Cálculo de temperatura al tope del intervalo c1 de la formación carbonera	123
Tabla 10. Determinación de la presión litostática e hidrostática al tope del intervalo C1	124
Tabla 11. Cálculo de salinidad (NaCl en ppm) en el intervalo c1 de la formación carbonera	127
Tabla 12. Datos de entrada y resultado de la estimación de recursos prospectivos de almacenamiento para el intervalo C1 de la formación carbonera	129
Tabla 13. Tabla de características de los segmentos con riesgo común para almacenar y secuestrar CO ₂ en la unidad C1 de la formación carbonera	131

RESUMEN

El área de estudio (36,665 km²), se localiza en la cuenca de los Llanos Orientales, en la zona poco deformada, provincia del Casanare, caracterizada por un gran homoclinal con buzamiento hacia el occidente, afectada por fallas normales antitéticas y sintéticas, con saltos de falla moderados. La secuencia sedimentaria comprende rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario, compuesta por intercalaciones de areniscas y arcillolitas, de estas unidades por las características de continuidad areal, espesor, propiedades petrofísicas y profundidad e información disponible, se seleccionó el Intervalo C1 de la Formación Carbonera como potencial almacenador y la Formación León como sello, para evaluar su potencial para almacenar y secuestrar CO₂.

En el área se trabajó se tuvo acceso a información de aproximadamente 100 pozos perforados por la industria de los hidrocarburos, en especial datos de registros eléctricos, historias de pozo y algunos análisis de muestras de pared, así como cerca de 5,000 kilómetros de sísmica 2D, para ser integrados y analizados. Por medio de la implementación de aprendizaje automático se determinaron los topes de un grupo de pozos objetivo (topes a predecir), a partir de un grupo de pozos de aprendizaje, lo cual permitió predecir el tope de las unidades de interés en el 90% de 42 pozos seleccionado para este fin.

El modelo petrofísico realizado, el cual correlacionó adecuadamente con los datos de muestras de pared disponibles, permitió identificar y cartografiar el espesor de arena total (GrossRes), espesor de arena neta- (NetRes), porosidad efectiva (PHIE), volumen de arcilla en los intervalos arenosos (VshlRes) y permeabilidad (K) en toda el área de trabajo. En la parte de estratigrafía, una vez definidos los topes, identificadas las electrofacies a partir de los registros eléctricos y cartografiada la distribución de las principales características estratigráficas de la Unidad C1, se logró un entendimiento de la distribución del reservorio, así como de sus características paleoambientales permitiendo definir los ambientes de depósito asociados a la unidad de interés.

Posteriormente, la interpretación sísmica, de cerca de 5,000 kilómetros de sísmica 2D con énfasis en la Formación León y tope de la Formación Carbonera (Unidad C1 – roca almacén), permitieron definir el comportamiento estructural regional de estas unidades, el cual consiste en un gran

homoclinal con buzamiento hacia el Occidente, afectado por poco o bajo fallamiento de tipo normal, de poco salto que no afecta la integridad de la formación sello. Estas unidades presentan buena continuidad de eventos y carácter sísmico en el área de estudio, posteriormente se generó un modelo de velocidad a partir de los topes objetivo en los pozos de estudio que permitieron hacer la conversión tiempo-profundidad.

A partir del modelamiento estratigráfico, petrofísico y estructural, se realizó el modelo estático para la Unidad C1 de la Formación Carbonera (almacenador), con poblamiento de propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, así como el modelamiento de la Formación León, sello regional identificado; estos productos reflejan las condiciones estructurales, estratigráficas y petrofísicas de estas dos unidades. Como recomendación del presente proyecto, es continuar, por medio de modelamiento dinámico, la simulación de condiciones de inyección de CO₂ y así estudiar su comportamiento en un rango de decenas a centenas de años.

La Unidad C1, de la Formación Carbonera, en el sector de Casanare, tiene un potencial para almacenar y capturar CO₂, del orden de P90 107.8 Mt, P50 277.79 Mt y P10 de 577.8 Mt (megatonnes), a nivel de play (3U) según la metodología de *CO₂ Storage Resources Management System*. El análisis de áreas de riesgo común, permitieron identificar un amplia área donde las condiciones son favorables dadas las buenas características del almacenador (espesor mayor de 60 pies, porosidad mayor de 18%, permeabilidad mayor de 300 miliDarcys y continuidad lateral), el excelente sello regional constituido por la Formación León (espesor mayor de 300 pies y continuidad lateral) y tener las condiciones de temperatura (mayor de 88°F o 31.1°C) y presión necesarias (mayor de 7,38 Mpa), para que al momento que se inyecte CO₂, este permanezca en condiciones supercríticas y al ser más denso que el agua, se desplace buzamiento abajo del gran homoclinal que en este sector forma la cuenca.

Palabras clave: Secuestro y captura de CO₂, Unidad C1 de la Formación Carbonera, Formación León, Modelo Estático, Cuenca Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

Los efectos del cambio climático, el reto de disminuir en el futuro inmediato la concentración de los gases de efecto invernadero en el aire y la disminución de la huella de carbono en los proyectos energéticos e industriales hacen que cada vez se exploren y desarrollen caminos para que el CO₂ que se emite a la atmósfera tenga una alternativa de almacenamiento y secuestro a largo plazo. Uno de ellos que, a nivel mundial, se está evaluando y en el cual se está desarrollando pilotos es realizarlo en acuíferos salinos (entiéndase no contaminar potenciales acuíferos), de amplia distribución areal, en áreas con moderada a poca complejidad estructural, como es el caso de la cuenca de los Llanos Orientales, sector de baja deformación.

Poder tener una cuantificación del potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂ y generar la primera versión del atlas de almacenamiento de CO₂ en las cuencas sedimentarias de Colombia, debería ser una prioridad del estado a corto plazo y la contribución de la academia, los grupos de investigación y profesionales de las geociencias es prioritario para cumplir con esto.

La información disponible en las cuencas sedimentarias de Colombia, acumulada durante más de 100 años de actividad de exploración de hidrocarburos realizada, es una fuente de inmenso valor para hacer esta cuantificación de recursos prospectivos de almacenamiento. A esto se le debe sumar las metodologías de trabajo desarrollados por los profesionales colombianos (geocientíficos), aunado a la experiencia que se puede adquirir de lo desarrollado en cuencas análogas y el conocimiento técnico y metodologías de trabajos acumulados por los geocientíficos colombianos, deberían permitir en un corto tiempo identificar este potencial de almacenamiento y secuestro de CO₂.

Los geocientíficos en esta transición energética, cambio de paradigma energético, responsabilidad al momento de generar energía de los combustibles fósiles y reducción de la huella de carbono, pueden encontrar nuevas áreas para desarrollar sus talentos y experticia; adicionalmente las universidades deben reconocer estas nuevas áreas para adaptarse a ellos.

El desarrollo de este proyecto de maestría es una demostración del uso de parte de esta información disponible, conocimiento adquirido previamente en el ámbito profesional, el enfrentarse a nuevos

retos, la necesidad de las universidades de reconocer estas nuevas áreas de conocimiento y demostrar la necesidad de involucrar a los geocientíficos e ingenieros de petróleos para lograr los resultados y poder hacia futuro desarrollar proyectos de almacenamiento y secuestro de CO₂.

Aun hace falta avanzar en la parte ambiental en este tema, realizar proyectos piloto de inyección de CO₂ para estos fines y evaluar la parte económica; no obstante, para avanzar es necesario dar este primer paso y decir estamos presentes para realizar y liderar esta transformación.

OBJETIVOS

Objetivo general

Caracterizar el potencial de almacenamiento y secuestro de CO₂ en un sector de la cuenca de los Llanos Orientales, mediante modelamiento estático y aprendizaje automático.

Objetivos específicos

- Identificar una formación reservorio y su sello con potencial para almacenamiento y secuestro de CO₂ en un sector de la cuenca de los Llanos Orientales.
- Definir los topes geológicos de una población seleccionada de pozos empleando métodos de Aprendizaje Automático que se adapten a la respuesta de los registros de rayos gamma (GR), resistivos y de porosidad.
- Realizar los modelos estratigráfico, estructural y petrofísico, como insumo para la elaboración del modelo estático de la roca almacenadora y la roca sello seleccionadas.
- Cuantificar el potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂ en el reservorio evaluado, utilizando la clasificación *Resources Management System SPE 2017*.

1. MARCO TEÓRICO

Desde hace unos años una apreciable cantidad de científicos de varias disciplinas, organizaciones de carácter mundial y algunos gobiernos que se preocupan por el medio ambiente han tomado en serio los efectos del calentamiento global y el efecto de los gases de efecto invernadero (GEI), entre los gases causante de este efecto se cuenta: el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), vapor de agua (H_2O), óxido nitroso (N_2O) y el ozono (O_3) [1] [2].

Parte de esta preocupación ha llevado a plantearse como disminuir en la atmósfera la concentración de estos gases, y uno de ellos el CO_2 , ha sido en los que se ha centrado los estudios, para capturarlo, almacenarlo y secuestrarlo como se lee en Baines [3] y así disminuir su concentración en la atmósfera y lograr que la temperatura no aumente hasta el llamado punto de no retorno.

Se han planteado varias maneras para disminuir el contenido de CO_2 en la atmósfera, además del “secuestro” realizado por las plantas como parte del ciclo biológico del carbono; se está implementando la utilización de energías limpias, ya que una de las principales fuentes del CO_2 es la quema de combustibles fósiles (carbón, hidrocarburos líquidos y gas).

Existen varias maneras de almacenar y secuestrar el CO_2 en una cuenca sedimentaria, la primera que se usó en la industria de los hidrocarburos fue la de inyectarlo en un yacimiento para incrementar los factores de recobro, como una técnica de recuperación de petróleo mejorada (EOR), la cual tiene más de 60 años y se usa la propiedad de miscibilidad entre el CO_2 a ciertas condiciones supercríticas de presión y temperatura. En ese tiempo se usaba solamente con fines comerciales (incremento del % de hidrocarburo a ser recuperado) y su objetivo no era el de capturar y secuestrar este gas de efecto invernadero.

Uno de los primeros ejemplos del uso de CO_2 como técnica de recuperación de petróleo, es el campo de Kelly-Snyder en Texas en el año de 1972 [4], que demostró que se podían incrementar los factores de recobro, transportando el CO_2 e inyectándolo, haciendo económicamente de esta manera rentable el proyecto y desde esta época se ha empleado en muchos campos a nivel mundial. En esta misma publicación [4] se menciona, cómo esta técnica se aplicó en la cuenca Pérmica, en

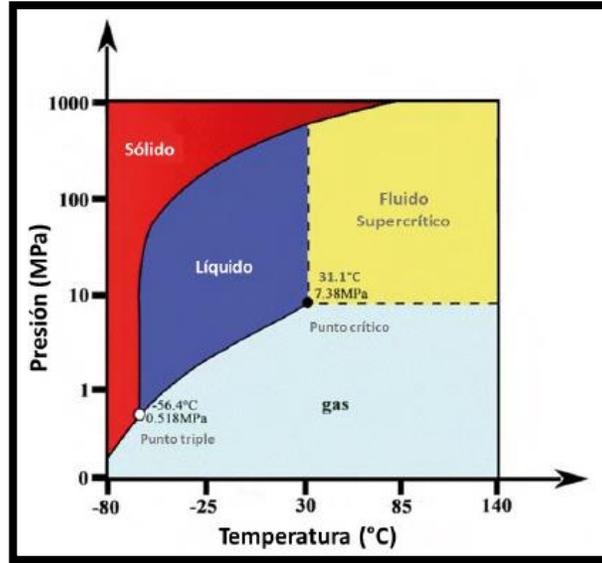
la parte occidental de Texas, así como en el estado de Nuevo México (USA), donde en 56 campos se realizó, logrando producir más de 200.000 barriles de aceite por día, haciendo rentable la producción y el desarrollo de los campos. Muchos de los campos con esta técnica, puede logran factores de recobro por encima del 65%.

Hay otras opciones para el almacenamiento y secuestro del CO₂, como lo son en acuíferos salinos, en campos de aceite y gas, en mantos de carbón no explorables, secuestro mineral y secuestro oceánico, como las han descrito Peter et al. [5], Téllez [6] y Paredes-Ángeles [7]. Se considera que, los acuíferos salinos, en las rocas sedimentarias, que contiene aguas salobres, no potables, con una amplia distribución geográfica constituyen el 98% de la capacidad estimada para el almacenamiento de CO₂ [8] [9]. En la cuenca de los Llanos Orientales, en el sector de plataforma, se tendrían las opciones de almacenar y secuestrar el CO₂ en acuíferos salinos y campos de aceite y gas depletados.

Con el incremento del contenido de CO₂ en la atmósfera por causas antropogénicas y con el conocimiento logrado a través de los proyectos de incremento de factores de recobro a partir del CO₂, además del conocimiento geológico y geofísico de muchas de las cuencas sedimentarias del mundo y la información disponible de pozos y sísmica en ellas, se determinó que en estas cuencas sedimentarias donde existen buenos almacenadores, excelentes sellos y estas formaciones se encuentren a profundidad mayores de los 800 – 900 metros con el fin que el CO₂ se mantenga en condiciones supercríticas (figuras 1 y 2), se puede realizar el almacenamiento y secuestro de este dióxido de carbono [7] [8] [9] [10] [11].

Figura 1.

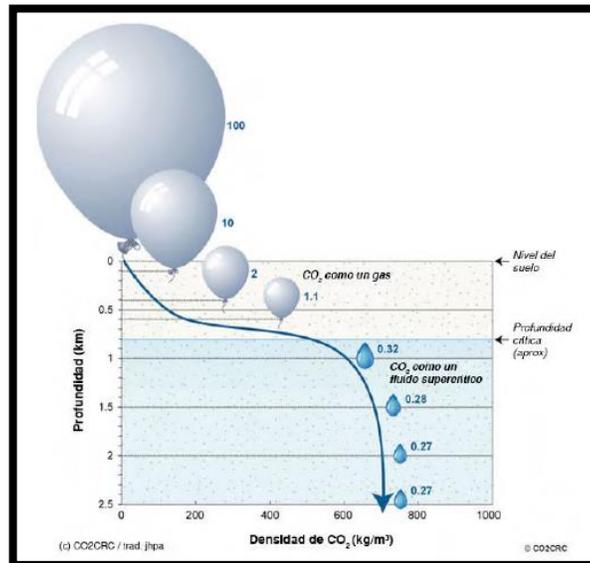
Diagrama de fases de CO₂



Nota. En esta figura se pueden ver las fases del CO₂ según los rangos de presión y temperatura. Tomado de: J. H. Paredes-Ángeles, “Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú”, *Boletín de Geología*, vol. 43, no. 3, sep – dic, 2020 [7].

Figura 2.

Diagrama de cambio de volumen del CO₂ por profundidad y temperatura



Nota. Figura que muestra las variaciones del volumen del CO₂ a medida que cambia la profundidad a la que se encuentra. Tomado de: J. H. Paredes-Ángeles, “Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú”, *Boletín de Geología*, vol. 43, no. 3, sep – dic, 2020 [7].

La primera condición que se debe tener es que exista un almacenador, es decir una roca sedimentaria con condiciones de porosidad y permeabilidad para que el dióxido de carbono pueda ser inyectado. Existe una tabla de clasificación (ver tabla 1) de estas dos propiedades que fue propuesta en 1967 [12], esta clasificación cualitativa indica que una roca con porosidades mayores a 15% y permeabilidades por encima de 50 mD podría ser buenos almacenadores de hidrocarburo en la cuenca. Adicionalmente otra de las condiciones es el espesor del almacenador, este debe tener varias centenas de pies y una buena continuidad areal, de cientos de kilómetros [7] [8] [13].

Otro factor importante es el sello que suprayace la roca reservorio, debe ser de una litología impermeable (arcillolita, lutita o sal), con varias decenas de espesor, baja permeabilidad, continuidad areal y que sea un sello efectivo para las acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca [7] [8] [12], adicionalmente este sello debe ser dúctil, que no se fracture fácilmente para evitar el escape del gas que se almacene en el reservorio.

Tabla 1.

Clasificación cualitativa de la porosidad y permeabilidad

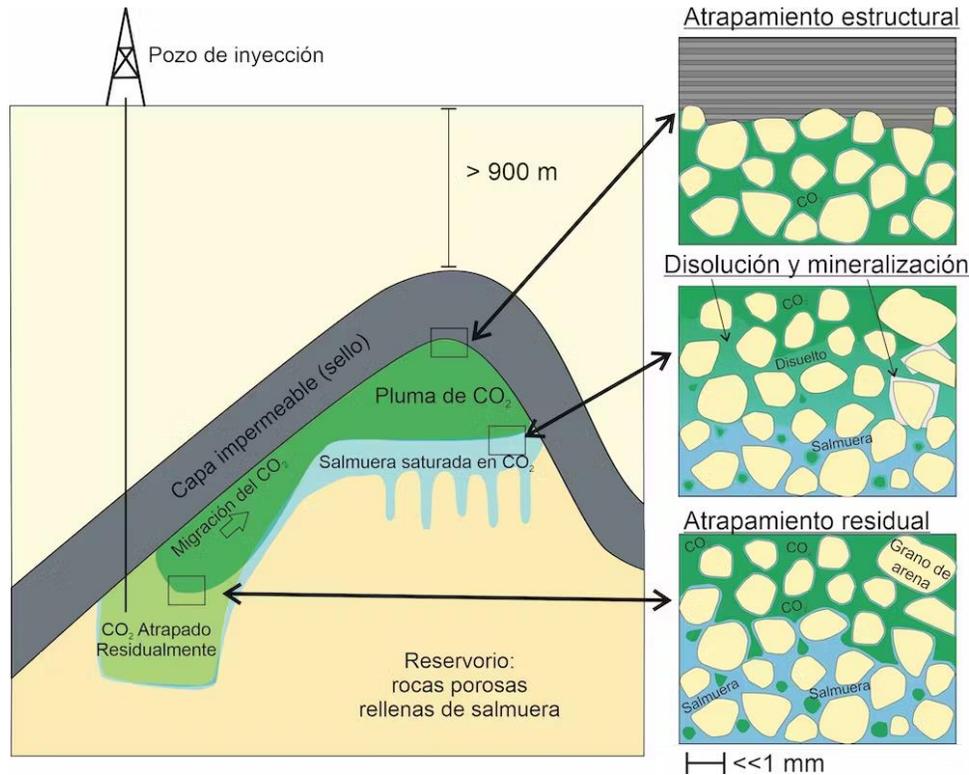
Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Descripción Cualitativa
0 - 5	1,0 - 15	Despreciable
5 - 10		Pobre
10 - 15	15 - 50	Regular
15 - 20	50 - 250	Buena
20 - 25	250 - 1000	Muy buena
> 25	> 1000	Excelente

Nota. En esta tabla se muestran los rangos de porosidad y permeabilidad, así como la descripción cualitativa de cada uno de estos con el fin caracterizar una roca almacén. Modificado de: A. I. Levorsen, “Geology of Petroleum”, 2nd Edition, San Francisco, CA, USA: W. H. Freeman and Company, 1967 [12].

Hay varios mecanismos de entrapamiento del CO₂ inyectado en el yacimiento como lo han propuestos varios autores [7] [8], los cuales se describen a continuación (figura 3):

Figura 3.

Los diferentes mecanismos de entrapamiento que inmovilizan el CO₂ en el subsuelo



Nota. Estos mecanismos ilustran las diferentes formas en las cuales el CO₂ puede entraparse en el subsuelo. Modificado de: S. Flude y J. Alcade, "Captura y almacenamiento de CO₂: por qué no debemos temer a las fugas". theconversation.com. [En línea]. Disponible: <https://theconversation.com/captura-y-almacenamiento-de-co-sub-2-sub-por-que-no-debemos-temer-a-las-fugas-133274> [Acceso: jul. 20, 2023] [14].

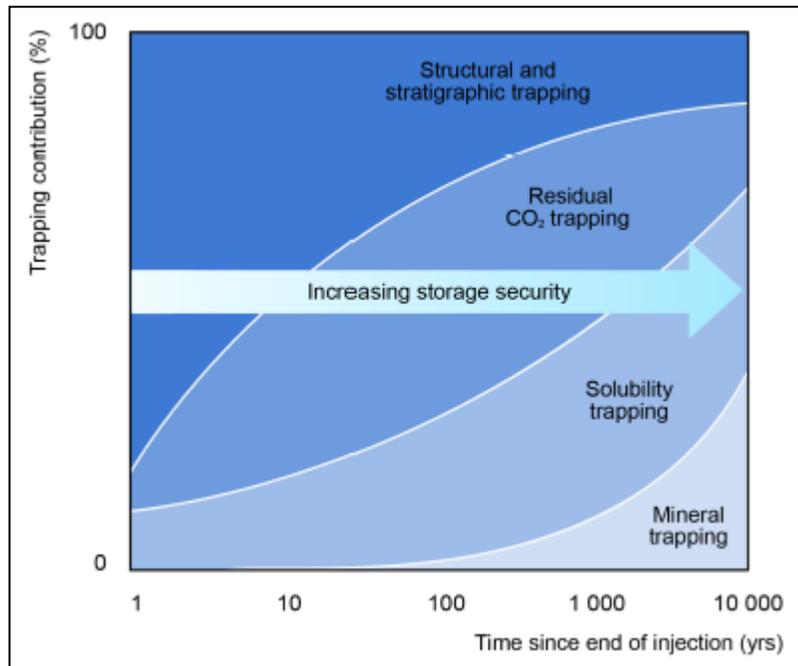
- **Entrampamiento estructural o estratigráfico:** es aquel que ocurre en el reservorio y el sello vertical evita que haya una fuga o escape del CO₂. Este proceso es el mismo que acumula el petróleo y el gas dentro del subsuelo.
- **Entrampamiento residual:** consiste cuando el CO₂ inyectado en el reservorio desplaza el fluido (salmuera) y parte de este se queda retenido permanentemente en forma de burbujas microscópicas. Varios experimentos se han realizado con rocas reservorio sugiriendo que este tipo de proceso podría atrapar entre el 12 y el 92% del CO₂ inyectado [14].
- **Entrampamiento por disolución o solubilidad:** ocurre cuando el CO₂ se disuelve en los fluidos (salmuera) del almacenador, el fluido enriquecido con este gas es más denso que los no enriquecidos y se mueve lentamente hacia zonas más profundas evitando así una mayor probabilidad de escape.

- **Entrampamiento mineral:** es ocasionado cuando el CO₂ reacciona con los iones metálicos disueltos en la salmuera e inicia a precipitar y formar minerales de carbonatos sólidos. Este mecanismo se utiliza en el proyecto Carbfix con el fin de almacenar CO₂ en rocas basálticas en Islandia [14].

La figura 4 ilustra la manera como ocurre el entrampamiento del CO₂ a través del tiempo por medio de los diferentes mecanismos previamente descritos.

Figura 4.

Entrampamiento de CO₂ a través del tiempo



Nota. En este diagrama se aprecia la contribución en porcentaje (%) del mecanismo de entrampamiento de CO₂ a través del tiempo. Tomado de: CO₂ Storage Resources and their Development. International Energy Agency (IEA). Francia, 2022. [En línea]. Disponible: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42d294af-ce07-44c7-9c96-166f855088e8/CO2storageresourcesandtheirdevelopment-AnIEACCUSHandbook.pdf> [Acceso: dic. 9, 2022] [8].

2. METODOLOGÍA Y DATOS

Para la realización de este trabajo, se propuso la siguiente metodología para su desarrollo que consiste en tres fases:

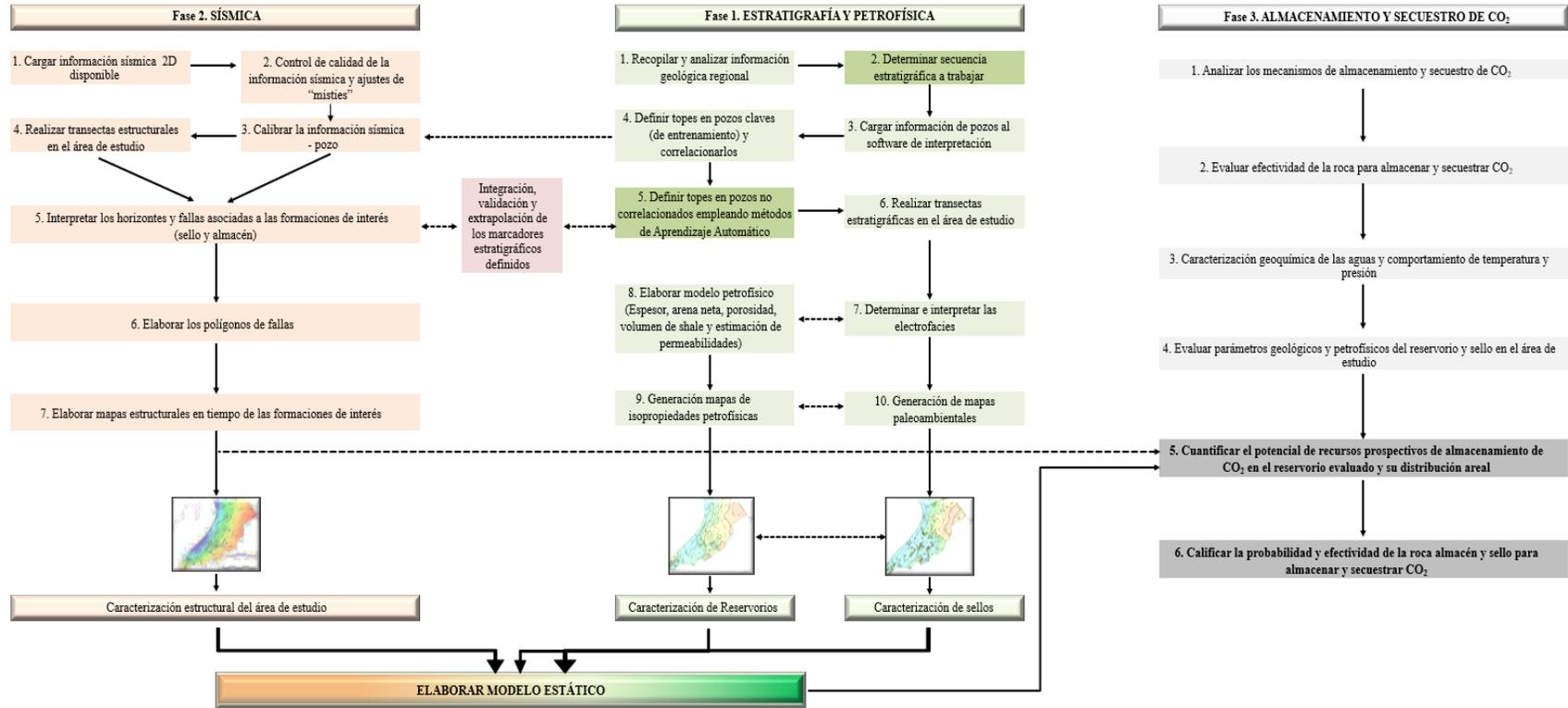
- **Fase 1.** Interpretación estratigráfica y petrofísica. Esta primera fase iniciará con un estudio y recopilación de información de la zona poco deformada de la Cuenca de los Llanos Orientales con el fin de elegir la mejor unidad con características de reservorio y su respectivo sello, así mismo a estos se les realizará el estudio detallado de su potencial para almacenar y secuestrar CO₂. Los productos de esta fase son: el modelo estratigráfico y petrofísico.
- **Fase 2.** Interpretación sísmica. El objetivo de esta fase es generar el modelo estructural del área de estudio al tope de las unidades seleccionadas para reservorio y sello.
- **Fase 3.** Almacenamiento y secuestro de CO₂. Con el modelo estático generado previamente y la integración de los datos de temperatura, presión y características de los fluidos (salinidad del reservorio) se cuantificará el potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂ en el reservorio evaluado.

El siguiente diagrama (figura 5 y Anexo 1) corresponde a la metodología y actividades a desarrollar en la ejecución del proyecto de acuerdo con los tres pilares fundamentales descritos previamente; así mismo, en este se observa las etapas en las cuales se requiere integrar, validar y compartir los datos para realizar una interpretación con retroalimentación y sinergia.

Figura 5.

Metodología propuesta para el desarrollo del presente proyecto

METODOLOGÍA ALMACENAMIENTO Y SECUESTRO DE CO₂ EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES



Nota. En este diagrama se observan la metodología y las actividades a desarrollar en la ejecución del proyecto, así como las etapas en las cuales se requiere integrar, validar y compartir los datos para realizar la interpretación.

2.1. Fase 1. Interpretación estratigráfica y petrofísica

Esta primera etapa del proyecto tiene como objetivo lograr una caracterización geológica y petrofísica de la secuencia estratigráfica seleccionada a trabajar: unidad reservorio y unidad sello, a partir de la información técnica disponible de la cuenca, datos de pozos, registros eléctricos, entre otros. Así mismo, se definirá el sector de la cuenca donde se enfocará el desarrollo del proyecto. A continuación, se presenta la descripción de las actividades a desarrollar durante esta etapa:

2.1.1 Definir el marco estratigráfico y estructural de la zona poco deformada de la Cuenca de los Llanos Orientales, con el fin de identificar un sector en el cual se defina un par almacenador-sello con potenciales características para el almacenamiento y secuestro de CO₂, donde se centrará el trabajo de investigación.

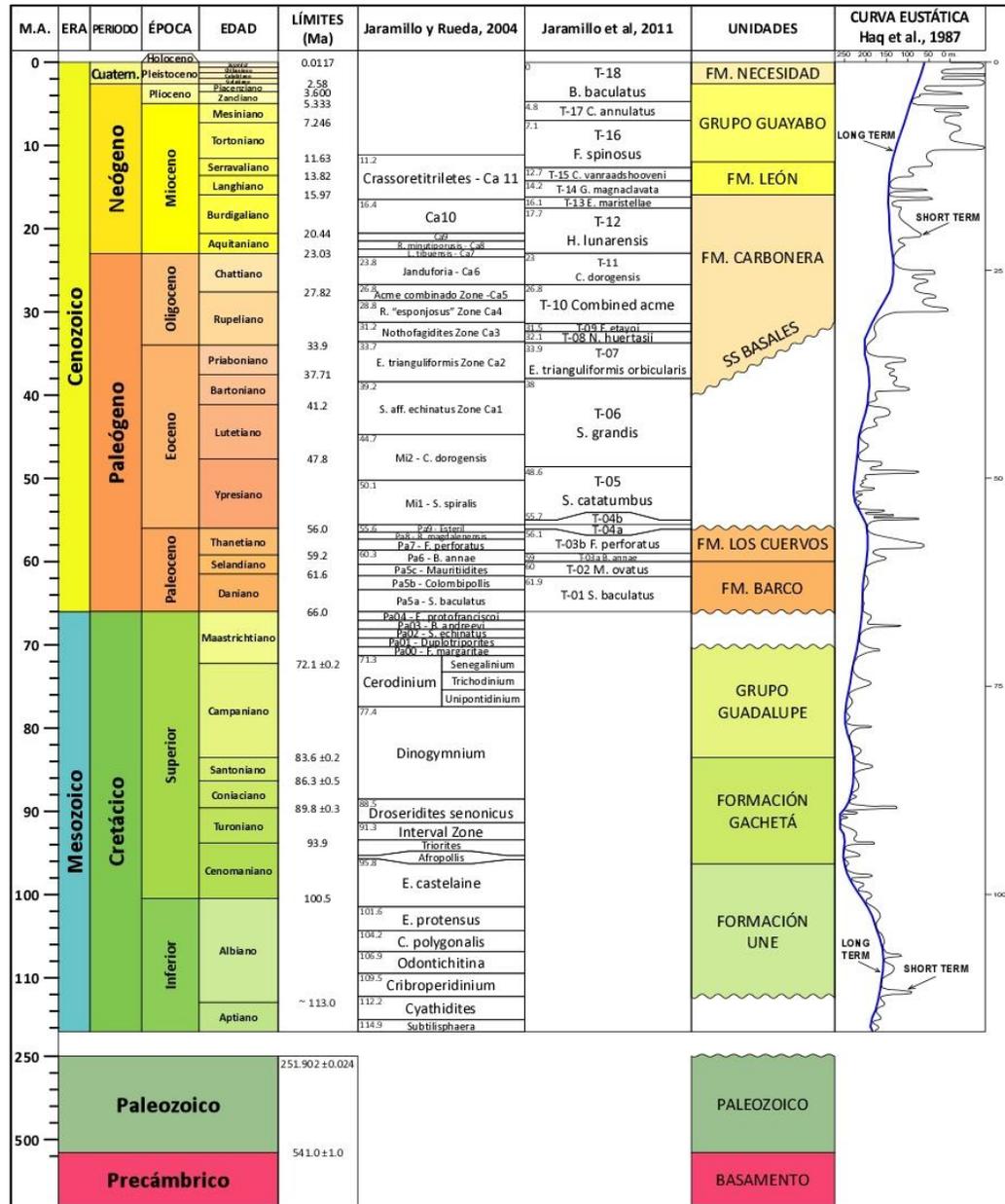
En el marco estratigráfico se considerará la secuencia sedimentaria del Cretáceo y Terciario, que es donde se presentan la acumulación de hidrocarburo y se considera que tiene las mejores características petrofísicas con potencial para almacenar CO₂, una distribución areal en la cuenca y un sello efectivo; como una primera aproximación se considera que si se tiene el potencial para almacenar y sellar las trampas para hidrocarburos (gas y/o líquidos), pueden tener las condiciones mínimas para hacerlo en el caso del CO₂, tema que se desarrollará en detalle en esta tesis. La figura 6, es la columna estratigráfica generalizada de la cuenca, tomada del trabajo de Kairuz *et al.* [15], donde se aprecian las principales formaciones en la zona poco deformada.

Igualmente, durante esta primera fase, se revisarán los mapas estructurales de la cuenca para determinar las provincias tectónicas predominantes, principales trenes estructurales, magnitud de las fallas y si tienen posibles efectos que puedan tener sobre los potenciales almacenadores de CO₂. Adicionalmente se revisarán las principales características petrofísicas de los almacenadores de la secuencia Cretácica y Terciaria, con énfasis en mapas regionales de distribución areal, espesores y porosidad; también se realizará para las unidades sello. Se espera con esta información poder seleccionar el área donde se enfocaría el desarrollo del presente trabajo y la selección de la formación reservorio y su sello con potencial para el almacenamiento y secuestro de CO₂ sobre el

cual se trabajará en detalle. Esta identificación de las unidades corresponde al desarrollo y cumplimiento del primer objetivo propuesto en el proyecto.

Figura 6.

Columna estratigráfica generalizada en la zona de plataforma de la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota. En esta columna se aprecian las principales formaciones de la secuencia sedimentaria en la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de: E. Kairuz, R. Arismendy, J. Jaramillo y otros, "Identificación de nuevas oportunidades exploratorias a partir de la caracterización estratigráfica y estructural de la secuencia cretácica en la zona de plataforma de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia", Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, Contrato 148-21, mar, 2023. [Pendiente de publicación] [15].

2.1.2 Recopilación y carga de la información de registros eléctricos en el software.

La cual suele encontrarse en formato .LAS, LIS/DLIS o ACII y su carga se efectuará en el software petrotécnico elegido para el desarrollo del trabajo. Una vez definido el área y las unidades por estudiar, se realizará un control de calidad de la información y se cargarán las curvas de correlación (registro de rayos gama GR, potencial espontáneo SP y caliper), curvas de resistividad (de las zonas invadidas, de transición y profunda) y curvas de porosidad (sónica, densidad y neutrón) de acuerdo con la información disponible en cada pozo. La figura 7 ilustra un ejemplo (caso pozo Joropo-1) en el sector del Casanare de la manera como se visualiza las curvas de los registros en el software de interpretación. Para el desarrollo de este proyecto, se considera que se trabajarán con un rango de pozos entre 40 y 50 según información disponible.

2.1.3 Definición de topes en los pozos claves (de entrenamiento).

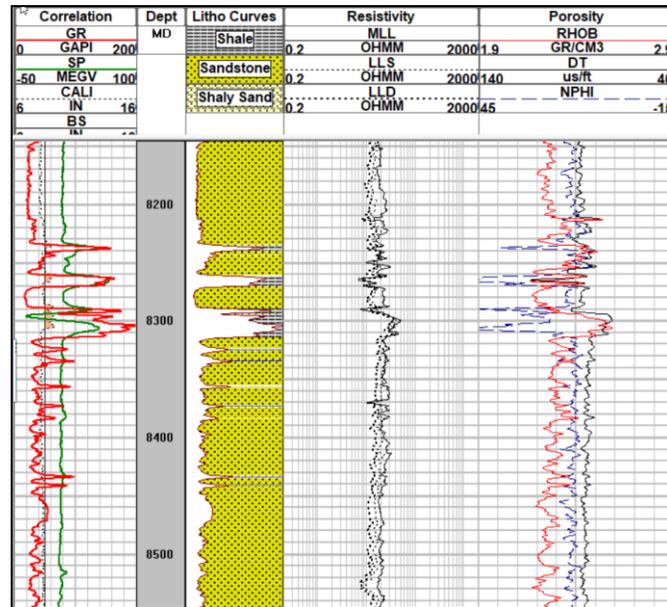
Después de tener los registros cargados en el software, se procederá a definir los topes de las unidades estratigráficas en el área de estudio, para ello se realizará una rápida interpretación estratigráfica de los intervalos arenosos, lutíticos y areno-arcillosos presentes tal cual se observa en la figura 8, correspondiente al pozo Joropo-1. Los topes de los pozos claves definidos durante esta fase, se comparten con la fase de interpretación sísmica (Fase 2) con el fin de realizar los amarres sísmica-pozo y validar las correlaciones con las transectas estratigráficas realizadas, así como con la interpretación sísmica.

2.1.4 Correlación estratigráfica con los pozos de entrenamiento

De la totalidad de los pozos disponibles para el desarrollo del proyecto se realizará una correlación de aproximadamente la mitad de estos, definiendo y ajustando los topes de las unidades de interés, verificando la continuidad de las unidades, los cambios de espesor y las principales respuestas de los registros, que permitirán posteriormente ser implementadas en la definición de topes de los pozos que serán interpretados por medio de aprendizaje automático. Los pozos utilizados en estas correlaciones serán los seleccionados para ser los pozos de entrenamiento.

Figura 7.

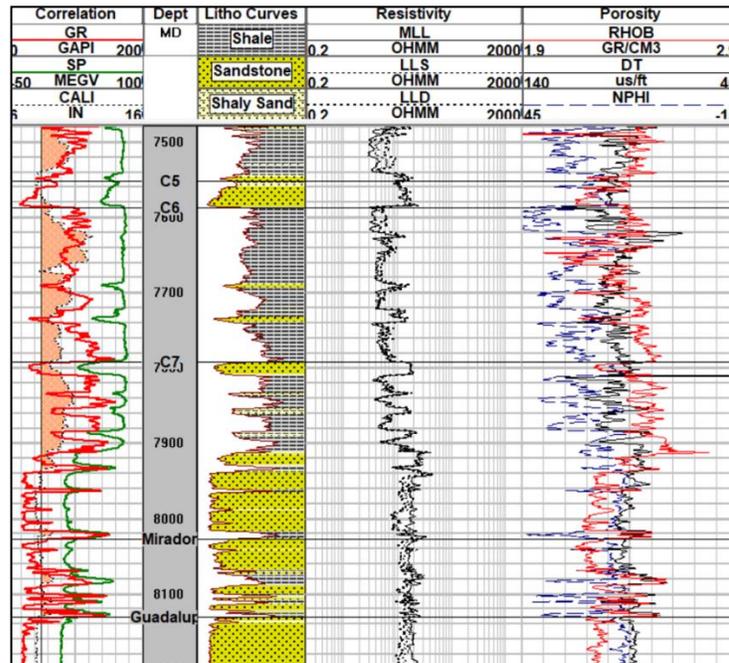
Visualización de los registros en el software de interpretación correspondiente al pozo Joropo-1 localizado en la zona de plataforma



Nota. En la figura se aprecian las curvas de correlación, resistividad y porosidad cargadas del pozo Joropo-1. De la misma manera, se realizará para todos los pozos que se analizarán en el área del proyecto.

Figura 8.

Ejemplo de la definición de los topes en los pozos del proyecto



Nota. La figura representa un ejemplo de la manera cómo se definirán los topes de las unidades estratigráficas que se analizarán en el área de estudio.

2.1.5 Definición de topes en pozos no correlacionados empleando métodos de aprendizaje automático.

El principal objetivo de esta etapa es determinar los topes de las unidades de interés en los pozos que aún no han sido correlacionados. A partir de los datos de los pozos de entrenamiento, se procederá a realizar pruebas con los algoritmos de aprendizaje automático supervisado, en el software Kingdom, al restante de pozos del área de estudio que aún no tienen definidos los topes, los cuales se considera que representan el 40% de los involucrados en el proyecto. Una vez se obtengan los resultados se describirá los parámetros (radio de selección, máximo de iteraciones, desplazamiento máximo en la vertical, entre otros) y curvas óptimas (GR, nucleares, resistividad, PEF) utilizadas en la predicción de topes, así como la funcionalidad del algoritmo empleado para el aprendizaje automático. Con la culminación de este proceso se da por cumplido el objetivo No.2 propuesto en el presente trabajo.

2.1.6 Definición de transectas estratigráficas.

En el área de estudio se definirá al menos 4 transectas estratigráficas con énfasis en el almacenador y sello seleccionado; con estas transectas se tendrá un modelo de las variaciones estratigráficas de las unidades de interés en la dirección del rumbo y el buzamiento, así como el marco estratigráfico en toda el área del estudio, que es la base para correlacionar en los pozos de control.

2.1.7 Determinar e interpretar las electrofacies

A partir del comportamiento de la curva de rayos gamma (GR) y potencial espontáneo (SP) en el caso de los pozos antiguos, junto con el apoyo de los registros nucleares y las curvas de resistividad, se determinará los comportamientos de las electrofacies y las posibles facies asociadas a ellos. La figura 9 es una compilación realizada de [15].

Figura 9.

Principales patrones de electrofacies

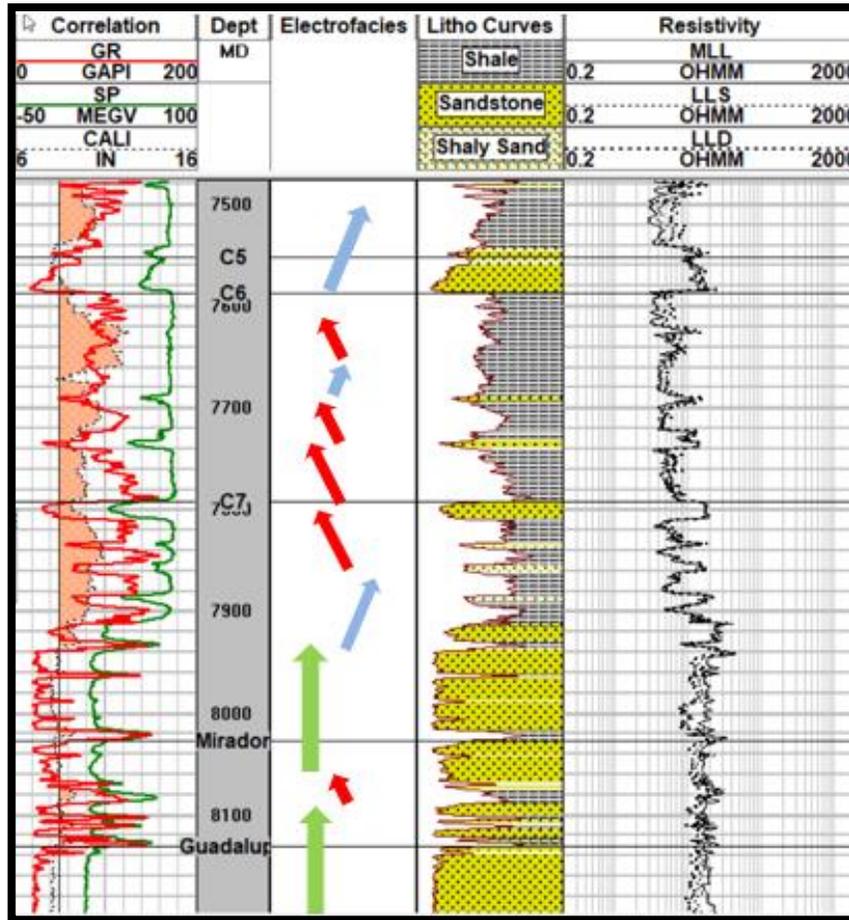
	FORMA DE CILINDRO	FORMA DE CAMPANA	FORMA DE EMBUDO	FORMA SIMÉTRICA	FORMA IRREGULAR O TIPO SERRUCHO
CONTINUA					
ASERRADA					
TIPO	AGRADACIONAL	RETROGRADANTE	PROGRADANTE		
AMBIENTE SEDIMENTARIO ASOCIADO	Ambientes eólicos, Braided fluvial, Plataforma de carbonatos, Arrecifes, Relleno de cañones submarinos.	Fluvial point bar, Tidal point bar, Canales submarinos profundos, Algunas plataformas transgresivas.	Crevasse splay, Distributary mount bar, Clastic strand plain, Islas de barrera, Shallow marine sheet sandstone, Carbonate shoaling-upward sequence, Lóbulos de abanicos submarinos.	Barras marinas arenosas, Algunas plataformas transgresivas arenosas, Amalgamiento de unidades de secuencias CU y FU.	Llanuras aluviales, Pendiente de carbonatos (carbonate slope), Rampa distal, Pendientes de clásticos, Rellenos de cañones.

Nota. La figura ilustra los principales tipos de electrofacies y ambientes sedimentarios. Tomada de: E. Kairuz, R. Arismendy, J. Jaramillo y otros, “Identificación de nuevas oportunidades exploratorias a partir de la caracterización estratigráfica y estructural de la secuencia cretácica en la zona de plataforma de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia”, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, Contrato 148-21, mar, 2023. [Pendiente de publicación] [15].

En el intervalo almacenador y sello elegido se identificará las electrofacies, analizará la información de descripción de muestras de zanja y si llegase haber disponibilidad de la información de un núcleo, se empleará con el fin de realizar la interpretación ambiental. La figura 10 es un ejemplo de las electrofacies identificadas en el pozo Joropo-1. Para ello las electrofacies en forma de cilindro se representan con una flecha de color verde, si la respuesta del registro GR es en forma de embudo se utilizará flecha de color rojo y si la forma es predominantemente de campana se aplicará color azul.

Figura 10.

Electrofacies determinadas en un pozo



Nota. En el pozo Joropo-1 se identificaron las principales electrofacies a partir de la respuesta del registro GR (curva roja en el primer track).

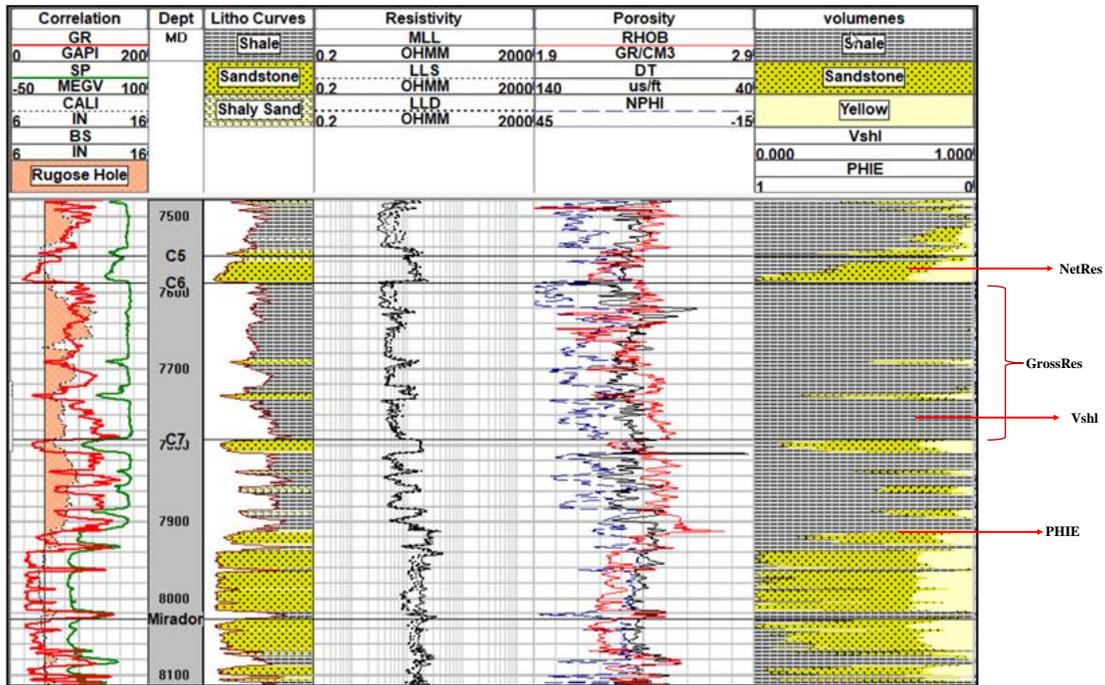
2.1.8 Elaboración del modelo petrofísico.

Determinar los principales parámetros petrofísicos requeridos para el almacenamiento y secuestro de CO₂, con el objetivo de ser trabajados en las unidades reservorio-sello seleccionadas en el desarrollo del presente proyecto. Estos se determinarán por medio del siguiente modelo secuencial: En el caso de la roca almacén, se determinará espesor total (*GrossRes*) y espesor de arenas netas (*NetRes*), volumen de arcilla (*Vshl*), porosidad efectiva (PHIE) y posiblemente una estimación de permeabilidad al aire (KAir); en la figura 11 se presenta un ejemplo de algunos de los parámetros petrofísicos determinados en un intervalo del pozo Joropo-1.

Para la unidad sello, se determinará principalmente el espesor de la unidad, si se dispone de registros de GR espectral y/o espectroscopía se intentará determinar el tipo de arcilla que constituye el intervalo.

Figura 11.

Parámetros petrofísicos por determinar en los pozos del área de estudio



Nota. La figura ilustra los parámetros petrofísicos de interés: *NetRes*, *Vshl* y *PHIE*, que serán estimados para el potencial almacenador y sello de estudio.

2.1.9 Generación de mapas de isopropiedades petrofísicas.

A partir del modelo petrofísico realizado de la unidad almacén y la unidad sello, se elaborará los mapas de isopropiedades: Espesores, arenas netas, porosidad y volumen de arcilla, con el fin de visualizar la distribución areal y estimar el volumen total de espacio porosos disponible para almacenar el CO₂.

2.1.10 Generación de mapas paleoambientales.

A partir de la interpretación de las electrofacies, los mapas de isopropiedades petrofísicas y en conjunto con la información geológica regional y descripciones de muestras de zanja, se realizará la interpretación paleoambiental de la roca almacenadora y sello con el fin de conocer las direcciones preferenciales de depositación y posibles tendencias de distribución en el modelo estático a realizar.

2.1.11 Caracterización del reservorio y del sello.

Como último paso de esta fase se debe realizar el modelo estático del reservorio y sello teniendo como datos de entrada los modelos estratigráfico y petrofísico previamente elaborados. Para el modelado estático se puede utilizar los softwares de Petrel y/o Tnavigator.

2.2. Fase 2. Interpretación sísmica

En esta segunda fase del proyecto la cual está interrelacionada con algunas etapas de la Fase 1., principalmente en la definición de topes de los pozos y el amarre de estos con la información sísmica y su interpretación al área restante, es importante validar de manera iterativa concordancia entre las dos disciplinas (sísmica y estratigrafía) con el fin de generar productos concertados, con soporte técnico y evitar, en la medida de lo posible, el regreso a actividades de la primera fase que puedan retrasar el avance adecuado del proyecto; no obstante, si esto se llegase a presentar se realizará las revisiones pertinentes.

2.2.1 Carga y control de calidad de la información sísmica

Esta fase se inicia con la carga de la información sísmica disponible del área de estudio al software de interpretación Kingdom. Posterior a la carga, se realizará un control de calidad para verificar que los eventos sísmicos coincidan entre ellos, en caso de tener alguna diferencia de tiempo (*misties*) entre los diversos programas sísmicos, se realizará las respectivas correcciones hasta lograr un amarre adecuado y homogenización de amplitudes en caso de requerirse. Este es un

trabajo dispendioso, aunque necesario de realizar para la confiabilidad de la interpretación y continuación a las siguientes etapas.

2.2.2 Calibración sísmica-pozo

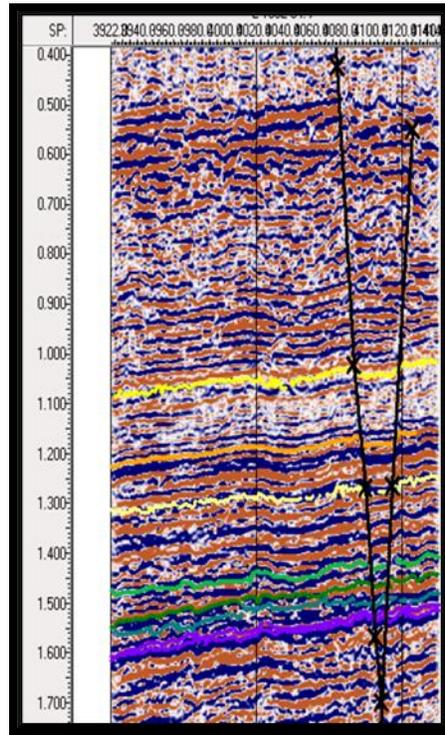
Esta etapa consiste en el amarre de la información sísmica (unidades en tiempo -segundos o milisegundos-) y los datos de los pozos (profundidad -pies-). Para esta integración de los dos dominios se emplean los registros de sísmica de pozos, ya sea *check shots* o Vertical Seismic Profile (VSP) con el fin de generar la ley de velocidad representativa de cada área. En caso de no estar disponibles esta información, se realizará sismogramas sintéticos a partir de datos de los registros eléctricos de los pozos (registros sónicos, de densidad y de rayos gamma). La ley o leyes de velocidad generadas se compartirá en los diferentes sectores, siempre y cuando los pozos cuenten con características estratigráficas similares. La figura 12 ilustra la calibración sísmica-pozo, en el pozo Rancho Hermoso-1, en la zona de los Llanos Orientales [15].

2.2.3 Definición de transectas estructurales

Se seleccionarán 4 transectas estructurales, dos en sentido de rumbo y dos en sentido de buzamiento, para establecer el marco estructural y realizar el amarre regional con el resto de la información sísmica 2D disponible. En la Fase 1 igualmente se eligieron 4 transectas estratigráficas, se pretende que estas sean las mismas (en caso de tener disponibilidad de las líneas sísmicas 2D en el sector de los pozos definidos en la Fase 1 o en caso contrario localizarlas lo más cerca posible) con el fin de realizar un amarre integrado sísmica y pozos.

Figura 13.

Ejemplo de línea sísmica con interpretación de horizontes y fallas



Nota. Se presenta la línea sísmica L-1982-34 con la interpretación de los principales horizontes y fallas presentes.

2.2.5 Integración y validación de marcadores estratigráficos

Una vez interpretada la información sísmica en toda el área de trabajo y estén definidos todos los topes a partir de los registros eléctricos y los determinados por medio de aprendizaje automático, se realizará una validación de los marcadores estratigráficos definidos entre las dos disciplinas, a saber: sísmica y estratigrafía, con el fin de tener concordancia en el área del proyecto y confiabilidad en continuar avanzando en el desarrollo del mismo.

2.2.6 Elaboración de mapas estructurales en tiempo

Una vez esté la interpretación sísmica realizada, se procede a realizar el mapeo y contorno estructural en tiempo del almacenador y la capa sello. Lo anterior con el objetivo de caracterizar estructuralmente el área de estudio, cómo se comporta en el subsuelo las capas de interés, hacia

donde se profundizan, cuáles son las principales fallas que afectan la integridad del sello y del reservorio y finalmente será usado como dato de entrada para la construcción del modelo estático.

2.2.7 Construcción del modelo estático

Se creará el proyecto en la plataforma elegida (Petrel o Tnavigator), se realizará el proceso de carga de los pozos, topes, interpretación estructural, estratigráfica y petrofísica realizada en las etapas previamente descritas. Una vez toda la información esté disponible en el software, se efectuará un control de calidad, validando tipo y vergencia de fallas principales en caso de ser decisivas en la acumulación, tendencia y ajuste de los topes con los horizontes y en general la calidad de los datos cargados. Una vez esté lista la información, se realizará el modelado de fallas en caso de ser requerido, modelado de horizontes y la zonificación estructural a partir de topes y resolución vertical del modelo basado en la información de los registros.

Para la generación del modelo de poblamiento de propiedades, se cargará los mapas de tendencia y de probabilidades con el fin de guiar el poblamiento de los tipos de roca y se inicia el modelado de tipos de roca que se basará en el estudio sedimentológico que previamente se realizó. Las propiedades por modelarse serán la porosidad (análisis de variogramas: vertical, mayor y menor dirección de correlación) y permeabilidad. Al finalizar la etapa de poblamiento de las propiedades petrofísicas, será necesario realizar una revisión exhaustiva con el fin de observar la conectividad de los cuerpos modelados y determinar si en toda el área de estudio, tanto la unidad almacén como la unidad sello, conservarán sus características. Una vez concluida esta Fase, se dará por cumplido el objetivo No. 3 propuesto en el presente trabajo.

2.3. Fase 3. Almacenamiento y Secuestro de CO₂

Esta tercera fase, se centra en poder determinar los mecanismos de almacenamiento y secuestro de CO₂ en la secuencia sedimentaria, evaluando los parámetros geológicos y petrofísicos del reservorio y sello y su efectividad para almacenar y entrapar el CO₂.

Por otro lado, se revisará las condiciones geoquímicas de las aguas presentes en los almacenadores y las condiciones de temperatura y presión, posterior se cuantificará el potencial de recursos

prospectivos de almacenamiento en el reservorio y su distribución areal. Por último, se calificará la probabilidad y efectividad de la roca almacén y sello para almacenar y secuestrar CO₂. A continuación, se describe cada una de las etapas que surtirán esta fase.

2.3.1 Mecanismos de almacenamiento y secuestro de CO₂

Se revisará la bibliografía existente respecto a este tema en las rocas sedimentarias y se revisarán ejemplos en condiciones geológicas análogas a las existentes en la zona de plataforma de la cuenca de los Llanos Orientales.

2.3.2 Evaluación de la efectividad del almacenamiento y secuestro de CO₂

En esta etapa se consultará la información bibliográfica de las condiciones necesarias para que un almacenador y un sello efectivamente puedan entrapar CO₂ en condiciones análogas al área de estudio. Esta evaluación se centrará en las características petrofísicas, temperatura, presión y condiciones de la salinidad del almacenador y el sello, con el fin de garantizar las condiciones críticas del CO₂ al momento de ser inyectado para fines de reducción de este en la atmósfera.

La tabla 2 es una primera aproximación para determinar las condiciones ideales de almacenamiento y secuestro de CO₂ en el subsuelo; esta tabla se construyó a partir de la revisión bibliográfica y aporte de los autores con la experiencia adquirida en el sector de los hidrocarburos. Es importante destacar que este almacenamiento se debe dar en condiciones de fluido supercrítico, a saber: temperatura mayor a 31.1° C y presión mayor a 7.38 Mpa (72,8 atmosferas), que generalmente se dan a profundidades mayores de los 2800 pies y corresponde a la presión hidrostática.

Tabla 2.

Condiciones óptimas para el almacenamiento y secuestro de CO₂

RESERVORIO								SELLO		
Profundidad Mínima (pies)	Temperatura (°C)	Presión (MPa)	Profundidad Máxima (pies)	Continuidad	Espesor (pies)	Porosidad (%) y K (mD)	Salinidad	Espesor (pies)	Porosidad (%) y K (mD)	Continuidad
>3000	>31.1 (89°F)	>7.3	<8500, aunque algunos autores proponen hasta 22000	Semiregional a regional, miles de km ²	>65 preferible mayor	>10 K>100	Salobre, salada	>65 ideal >300	<4 K<0.1	Semiregional a regional, miles de km ²
Estas 3 condiciones se deben cumplir obligatoriamente										

Nota. La tabla es una modificación, a partir de la recopilación bibliográfica realizada, de las condiciones óptimas para el almacenamiento y secuestro de CO₂. Tomado de: J. H. Paredes-Ángeles, “Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú”, *Boletín de Geología*, vol. 43, no. 3, sep – dic, 2020 [7]; S. Grataloup, D. Bonijoly, E. Brosse, R. Dreux, D. García, V. Hasanov, M. Lescane, P. Renoux y A. Thoraval, “A site selection methodology for CO₂ underground storage in de p saline aquifers: case of the Paris Basin”, *Energy Procedia*, vol 1, iss 1, pp. 2929-2936, feb, 2009, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.068>. [Acceso: dic. 8, 2022] [16]; J. Smitt, J. Jennings y T. Butt, “Identify CO₂ Storage Potential with on-demand screening”, Estados Unidos: Halliburton & Landmark, 2023 [17]; B. A. Afolayan, E. Mackay y M. Opuwari, “3D Static Modeling and CO₂ Static Storage Estimation of the Hydrocarbon-Depleted Charis Reservoir, Bredasdorp Basin, South Africa”, *Nat Resour Res* 32, 1021–1045 (2023), DOI: <https://doi.org/10.1007/s11053-023-10180-wh>. [Acceso: dic. 8, 2022] [18].

2.3.3 Caracterización geoquímica de las aguas y análisis de temperatura y presión

El presente trabajo está enfocado en determinar la cantidad de recursos de almacenamiento prospectivos de CO₂ en acuíferos salobres (tabla 3), por lo tanto, se requiere el análisis de las características de salinidad del agua de formación en el intervalo poroso donde se realizará el almacenamiento y captura. Los datos de salinidad se obtendrán principalmente de la interpretación de los registros eléctricos (resistividad aparente del agua -R_{wa}-) y la disponibilidad de análisis geoquímicos a partir de pruebas de formación. La salinidad afecta directamente la densidad del agua de formación y es uno de los parámetros que permite estimar la cantidad de CO₂ que se pueda inyectar en el reservorio; así mismo garantiza la prevención para no contaminar acuíferos de uso humano.

Tabla 3.

Clasificación del agua de formación según el contenido de cloruros de sodio (NaCl)

Clasificación	NaCl(ppm)
Agua Dulce	0-500
Agua levemente salobre	500-1000
Agua salobre	1000-5000
Agua muy salobre	5000-10000
Agua subsalina	10000-35000
Agua Salina	35000-50000
Salmuera	>50000

Nota. La tabla corresponde a la clasificación utilizada para el agua de formación según el contenido de Cloruro de Sodio.

Para realizar los análisis de temperatura en la unidad almacén se utilizará la información de los datos de temperatura de fondo (BHT) y de superficie de los pozos obtenida a partir de las diferentes corridas de los registros eléctricos, con sus correspondientes correcciones. Se estimará el gradiente geotérmico y con esto se determinará la temperatura a la cual se encuentra la formación.

Finalmente, el análisis de presión incluirá datos de pruebas si existen, o se estimará con datos de densidad y peso de la columna hidrostática para obtener una presión teórica.

2.3.4 Evaluación del área de almacenamiento y parámetros petrofísicos del reservorio y sello

En el área seleccionada y estudiada durante las dos fases anteriores y sobre el modelo estático generado y empleo de los mapas de isopropiedades petrofísicas, se caracterizará el comportamiento de los espesores de roca y continuidad, porosidad, permeabilidad, profundidad y presión de las unidades de interés (almacenador y sello asociado), con el fin de definir las zonas con las mejores condiciones para el almacenamiento y secuestro de CO₂ en el subsuelo en condiciones supercríticas, asegurando que este permanezca al menos durante 10.000 años sin que retorne a la atmósfera [14].

Otro factor para tener en cuenta durante esta evaluación se relaciona con las características estructurales del área, esta debe ser poco deformada, garantizando la continuidad y efectividad de los sellos, tanto laterales como verticales, sin generar posibles escapes de gas a futuro.

2.3.5 Cuantificación del potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂ en el reservorio evaluado y su distribución areal

Para estimar los recursos de almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino se emplea la siguiente fórmula [7]:

$$G_{CO_2} = A_t * h_g * PHIE * \rho * E_{salino}$$

donde:

A_t: área estimada con las condiciones óptimas para el almacenamiento y captura.

h_g: espesor de la unidad almacén.

PHIE: porosidad efectiva de la unidad almacén

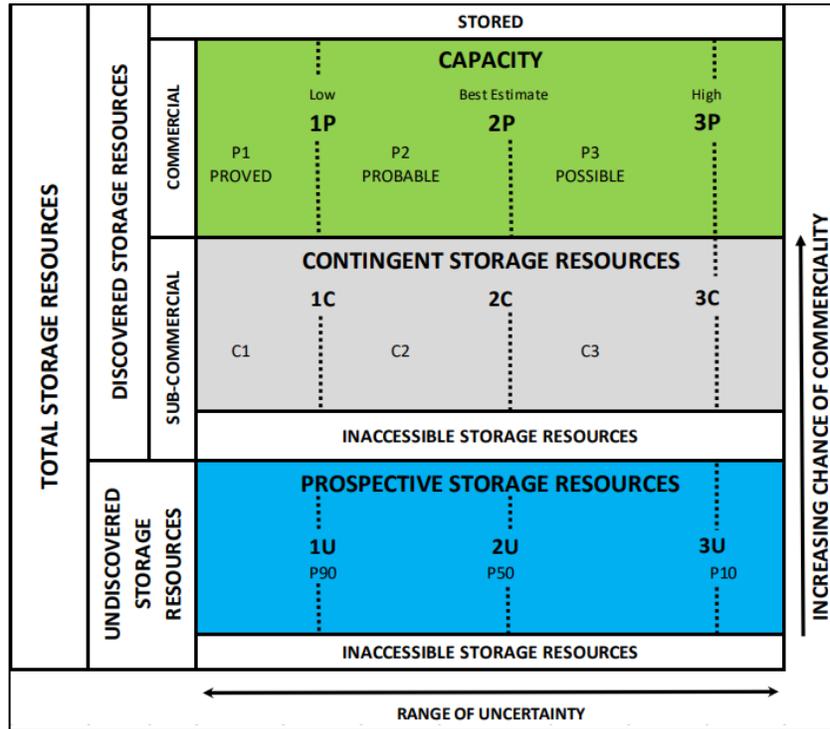
ρ: densidad del CO₂ a presión y temperatura del reservorio

E_{salino}: factor de eficiencia de almacenamiento de CO₂

Esta estimación se realizará de manera probabilística por medio del método de Montecarlo. Posterior a este procedimiento, utilizando la metodología de *Resources Management System SPE* 2017 [19], se clasificará los recursos estimados de almacenamiento dando cumplimiento al objetivo No.4 del proyecto. (figura 14).

Figura 14.

Clasificación de almacenamiento de recursos de CO₂



Nota. Tomado de: Society of Petroleum Engineers and the Oil and Gas Reserves Committee, “CO₂ Storage Resources Management System”, Versión 1.02 ISBN 978-1-61399-955-4, SPE, jul, 2017. [En línea]. Disponible: https://www.spe.org/media/filer_public/0d/3e/0d3efcb5-57a8-4db2-ac94-6a1be0de61df/srms_sep2022_w_errata.pdf. [Acceso: dic. 9, 2022] [19].

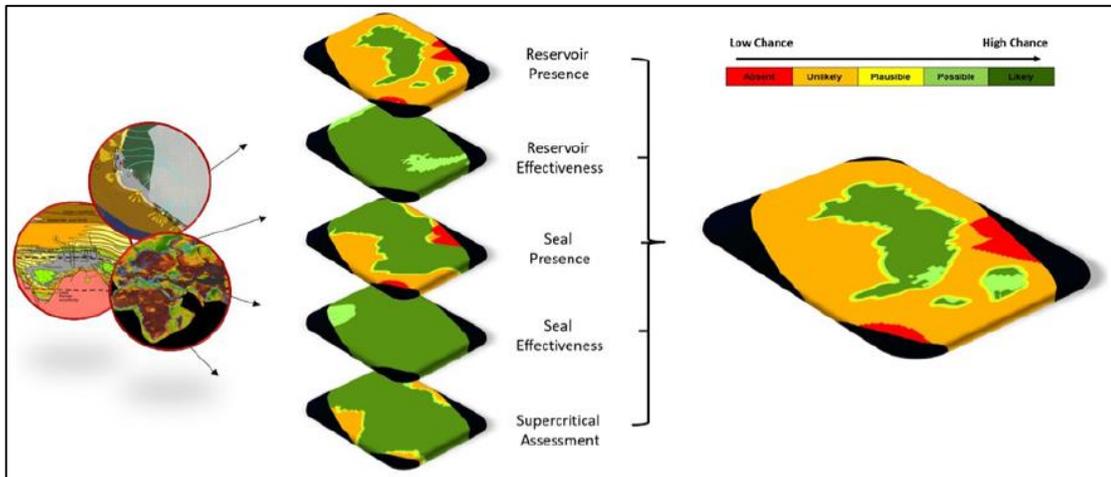
2.3.6 Calificación de la probabilidad y efectividad del reservorio, sello y su capacidad de almacenamiento de CO₂

Para calificar la probabilidad que el reservorio y sello cumpla con las características de almacenador se considerará dos aspectos: presencia y efectividad para cada uno de estos, para ello se utiliza la metodología de mapa de segmentos de riesgo común, evaluando para el reservorio la presencia y su efectividad para almacenar fluidos; para el sello la presencia del mismo y efectividad como sello al no permitir el escape del CO₂ a través de él. Respecto del CO₂, el principal factor de evaluación será su condición de fluido supercrítico (presión y temperatura), figura 15 [17].

Esta evaluación se hace de manera cualitativa, según la metodología de colores del semáforo, donde el rojo indica que la condición no se cumple, amarillo sugiere un riesgo intermedio y verde representa cumplimiento de las condiciones de una manera clara y contundente.

Figura 15.

Flujo de trabajo para calificar el almacenamiento de CO₂ según el reservorio, sello y condiciones del gas



Nota. Aplicación de una metodología que consiste en la generación de un Mapa de Segmento de Riesgo Común en donde se visualizará las mejores zonas para almacenar y secuestrar CO₂. Tomado de: J. Smitt, J. Jennings y T. Butt, “Identify CO₂ Storage Potential with on-demand screening”, Estados Unidos: Halliburton & Landmark, 2023 [17].

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

De acuerdo con la metodología previamente descrita, se realizó una revisión bibliográfica para determinar las principales características de la zona poco deformada de la Cuenca de los Llanos Orientales con el fin de identificar la unidad almacén y la unidad sello para almacenar y secuestrar CO₂, así como delimitar el área de trabajo.

3.1. Identificación de la formación reservorio y sello asociado

La cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y en especial la parte poco deformada ha sido estudiada por diversos autores [15] [20] [21] [22]; durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como un *back-arc basin* (cuenca de retroarco), con sedimentación continental que se fue profundizando a facies marinas de plataforma (Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe) y finalizaron en el Maastrichtiano por la acreción de la Cordillera Occidental, cambiando a una cuenca de tipo *foreland basin* (cuenca de antepaís), con sedimentos de planicies aluviales, planicies costeras y depósitos estuarinos (Formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera y León). Con los últimos levantamientos de la Cordillera Oriental durante el Mioceno, una mega secuencia fue depositada con grandes espesores de sedimentos (Formaciones Guayabo y Necesidad), desarrollando la configuración actual.

A continuación, se presenta un resumen de las principales características de las formaciones en la zona poco deformada de la Cuenca de los Llanos Orientales, ver tabla 4 (anexo 2). Esta revisión permitió seleccionar las unidades almacén y sello, que, a criterios de los autores, serán caracterizadas y estudiadas con el fin de estimar su potencial como reservorio y sello para la captura y secuestro de CO₂ en color curuba se resaltan los elementos críticos en las unidades no seleccionadas como almacenador o sellos para la inyección de CO₂, que en trabajos posteriores se deberían detallar.

Tabla 4.

Principales características de la secuencia cretácica y terciaria en la zona poco deformada

ZONA NO DEFORMADA								
Formación	Periodo	Litología	Distribución	Espesor Unidad (pies)	Profundidad Tope (pies)	Porosidad (%)	Unidad Almacén / Unidad Sello	Observaciones
Guayabo / Necesidad	Neógeno	Conglomerados, areniscas, arcillolitas y limolitas	Ampliamente distribuido	Entre 2000 a 11000	Superficie		No es de interés	Rápidos cambios de facies, somera en la mayoría de la cuenca.
LEÓN		Principalmente lutitas	Ampliamente distribuida en la cuenca, continua, espesa.	Varía entre 1000 hacia el este (E) hasta 1900 al noroeste (NW)	1000 a 10000 (hacia el oeste -W-)		Sello regional	Máxima invasión marina durante el Terciario; hacia la base aumenta el contenido de materia orgánica
C A R B O N E R A	C1	Areniscas intercaladas de arcillolitas; arcillosa al W	Ampliamente distribuido en la cuenca	Varía entre 220 al E hasta 1000 pies al W	2000 hacia el E hasta 10000 al W	30% al E hasta 10% al W	Almacenador	Hacia el W, sus facies son más arcillosas.
	C2	Lutitas	Ampliamente distribuido	Varía de 100 al E hasta 700 al W	2000 al E hasta 10500 al W		Sello intraformacional	Después de la Fm. León, es el sello mejor desarrollado
	C3	Areniscas intercaladas de arcillolitas, arcillosa al W	Presente en la parte central y este de la cuenca. Cambia de facies hacia el W	De 150 a 700 hacia el suroeste (SW)	2200 al E hasta 10800 al W	30% al E a 9% al W	Almacenador	Arenas poco desarrolladas, entre 25 a 75 pies de W a E
	C4	Lutitas	Ampliamente distribuido	De 100 a 500 pies al W	2500 al E hasta 11000 al W		Sello intraformacional	Buen sello intraformacional
	C5	Areniscas intercaladas de arcillolitas, arcillosa al W	Presente en la parte central y este de la cuenca. Cambia de facies hacia el W	De 50 a 1000 pies al SW	2600 al E hasta 11300 al W	30% al E hasta 10% al W	Almacenador	Intercalaciones arenosas que pueden llegar a 100 pies en el sector central y oriental
	C6	Lutitas	Ampliamente distribuido	100 a 600 pies en el sector W	2700 al E hasta 11700 al W		Sello intraformacional	Delgadas intercalaciones arenosas
	C7	Areniscas con intercalaciones de lutitas	Presente en la parte central y este de la cuenca. Cambia de facies hacia el W	De 50 a 400 pies al W	2800 al E hasta 12200 al W	30% al E hasta 10% al W	Almacenador	Espesores de arena neta entre 50 a 250 pies al E
	C8	Lutitas	Solo presente en la parte más W de la cuenca	Hacia el sector SW alcanza espesores mayores a 500	8000 a 12400 pies al W		Sello intraformacional (restringido al W)	Composicionalmente más del 90% de arcilla
MIRADOR	Paleógeno	Areniscas con algunas intercalaciones de lutitas	Restringida al sector occidental y en algunos sectores en la parte central	De 0 a 800 pies al W, se acuña al E	4000 pies al E hasta 12000 al W	30% al E hasta 10% al W	Almacenador	Espesores de arena neta hasta de 350 pies al W. En algunos sectores no está bien datada, siendo discutible su presencia.
CUERVOS		Arcillolitas y arcillolitas carbonosas	Restringida al sector occidental cerca al Piedemonte	De 0 a 300 pies al W, se acuña al E	De 12000 a 15500 pies al W		Principalmente sello	Ocasionalmente se desarrolla un paquete de arena con espesores entre 10-30 pies
BARCO		Principalmente areniscas con intercalaciones arcillosas	Muy restringida al sector occidental, cerca al Piedemonte	De 0 a 300 pies al W, se acuña al E	De 12500 a 16000 pies al W	25% al E a 10% al W	Almacenador	Espesores de arena neta que varían entre 100 pies al sureste (SE) a 250 al noroeste (NW).
GUADALUPE		Principalmente areniscas con delgadas intercalaciones de lutitas	Sector central y W	De 0 a 400 pies al W	De 4000 a 16000 pies de E a W	Entre 18 a 28%	Almacenador	Espesores de arenas netas por encima de 350 pies al W
GACHETÁ	Cretácico	Hacia la base principalmente lutitas, desarrollo de areniscas hacia el tope	Sector central y W	De 0 a más de 650 pies al NW. Las lutitas varían entre 0 a 500 pies al W	De 4500 a 19000 pies de E a W	Entre 15 a 28%	Almacenador / sello	Arenas entre 50 a 300 pies hacia el sector noreste (NE)
UNE		Principalmente areniscas con delgadas intercalaciones de lutitas	Sector central y W	De 0 a más de 700 pies al W	De 5000 a mas de 22000 pies de E a W	Entre 14 a 24%	Almacenador	Arenas entre 50 a 500 pies en el sector NE

Ecopetrol-Beicip, 1995. Cuenca de los Llanos Orientales, estudio regional.
 Ecopetol, 1994. Proyecto Nell.

Nota. La tabla es una recopilación bibliográfica de los estudios regionales públicos existentes, así como del conocimiento y experiencias de los autores. La Unidad C1 (resaltado en verde oscuro) de la Fm. Carbonera y la Fm. León (resaltado en gris) corresponden al almacenador y sello definidos para caracterizar en el presente trabajo.

facies son más arcillosas relacionadas a ambientes marinos. Tomada de: V. Caballero, G. Rodríguez, J. Naranjo, A. Mora y F. de la Parra, “From Facies Analysis, Stratigraphic Surfaces, and Depositional Sequences Stratigraphic Traps in the Eocene – Oligocene Record of the Southern Llanos Basin and Northern Magdalena Basin”. En: J. Gómez y D. Mateus–Zabala, D. (ed.). The Geology of Colombia, Volume 3 Paleogene – Neogene. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 37, p. 283–330. Bogotá. DOI: <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.10> [23].

El siguiente criterio evaluado fue el espesor de las unidades, en este caso se analizaron las unidades C1, C3 y C7 las cuales tienen mayor continuidad en ciertos sectores de la cuenca de acuerdo con lo descrito previamente. De manera general, se observa el incremento del espesor de oriente a occidente; no obstante, en esta misma dirección también se presenta un cambio importante de facies volviéndose más arcillosas. Con este criterio, la unidad C3 se descarta, no es un paquete masivo de arenas, en su mayoría sólo corresponde a niveles de arenas delgadas intercalados con arcillas. Los espesores rondan entre 25 a 75 pies, alcanzando este último valor en muy pocos pozos y en niveles aislados dentro de la unidad.

Las formaciones Gachetá y Une tienen buenos espesores; sin embargo, la Formación Gachetá tiene un carácter principalmente arcilloso/lutítico hacia el sector suroccidental que funcionaría como un sello efectivo para la Formación Une (como se valida con los campos productores de hidrocarburos principalmente de esta formación). Este criterio ocasiona que se prescindiera de la Formación Gachetá como unidad almacén hacia el sector suroccidental por sus características de sello. Respecto del área nororiental, donde principalmente es de facies arenosas, estaría en contacto neto con la Formación Guadalupe, mayormente arenosa, sin un sello efectivo entre estas.

Respecto de la porosidad, este no fue un criterio determinante al momento de definir la unidad almacén, ya que las unidades/formaciones catalogadas como “almacenador” y descritas en la tabla 4 presentan porosidades por encima de 10%, valor recomendado para el almacenamiento efectivo de CO₂.

De las unidades potenciales para el almacenamiento: Carbonera C1, Carbonera C7 y Formación Une, se define la **Unidad C1** para profundizar y caracterizar en el presente proyecto, el criterio concluyente fue la unidad sello. La Formación León, suprayacente a la Unidad C1, es un sello

regional, continuo, con espesores mayores a 300 pies que van a garantizar el entrapamiento efectivo del gas que se llegase a inyectar.

De manera contraria ocurre con la Unidad Carbonera C6, sello intraformacional y suprayacente a Carbonera C7, ya que su espesor disminuye drásticamente hacia el oriente y en algunos sectores locales de la cuenca tiene valores de 50 pies o menos, lo cual no garantiza su efectividad como sello para secuestrar el gas.

Respecto de la Formación Une, esta también podría ser una unidad con alto potencial para el almacenamiento de CO₂ en el sector suroccidental de la cuenca (donde la Formación Gachetá sería su sello efectivo); sin embargo, su distribución areal es menor versus la distribución de la Unidad Carbonera C1 y adicionalmente en la economicidad de un proyecto de inyección de CO₂, la profundidad de la formación podría jugar en su contra.

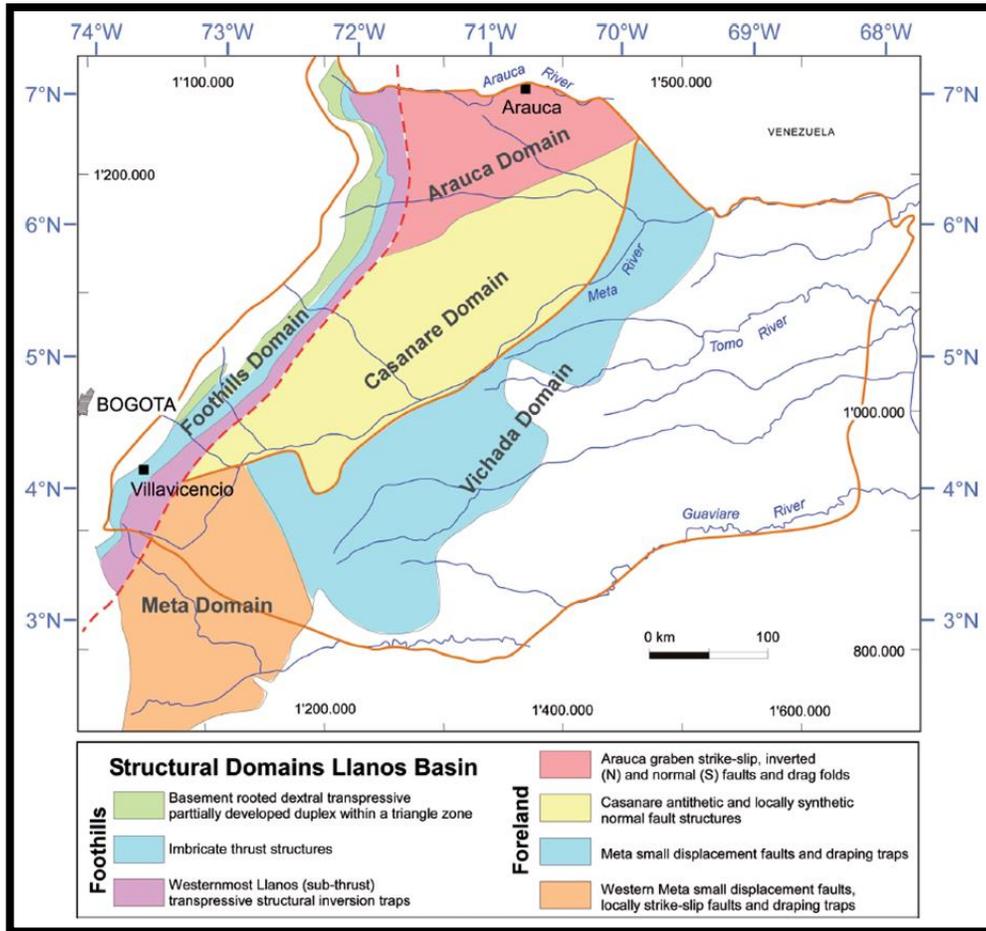
Una vez revisados los principales mapas estructurales existentes en los informes regionales de la cuenca [15] [20] [21] [22], los cuales están principalmente al tope del basamento económico, tope de la secuencia cretácica, tope de la Formación Carbonera y el mapa de las provincias estructurales en la cuenca de los Llanos Orientales, en especial las presentes en la zona poco deformada, se observó una buena concordancia entre los modelos estructurales y los dominios (provincias estructurales) propuestas en el trabajo de la ANH 2011 [22].

De los cinco dominios estructurales propuestos [22], el dominio de Casanare es el que posee una menor complejidad tectónica, es un homoclinal que buza suavemente hacia el occidente, afectado por fallas normales antitéticas y sintéticas, las fallas no presentan saltos muy grandes a nivel del sello seleccionado, Formación León; cuando las fallas cortan la Formación León, en una espesa sección de la misma, a este nivel enfrenta lutitas contra lutitas, esta yuxtaposición de litologías similares disminuye el riesgo que a través de la falla llegase a escapar el CO₂ inyectado.

La figura 17 es el mapa de los dominios en la cuenca de los Llanos Orientales, en el dominio del Casanare es donde se realizará el proyecto, que además coincide con el sector donde el almacenador Carbonera C1 y el sello Formación León están presentes.

Figura 17.

Dominios estructurales en la Cuenca de los Llanos Orientales

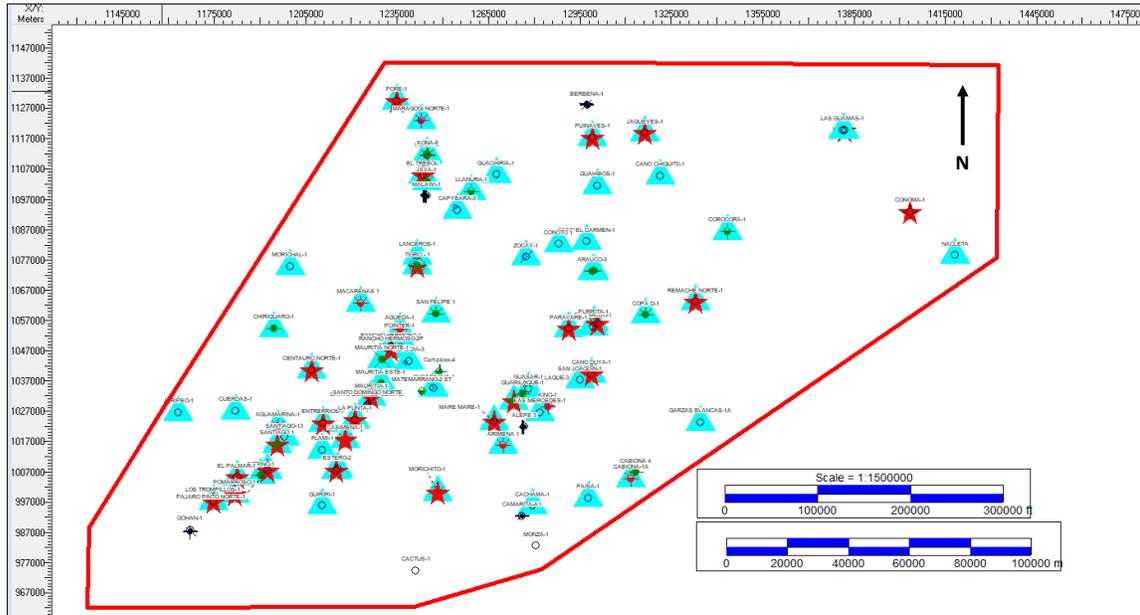


Nota. El polígono amarillo corresponde al dominio Casanare sobre el cual se desarrollará el proyecto. Tomada de: L. Sarmiento, "Llanos Basin". *Petroleum Geology of Colombia*, vol. 9, 2011 [22].

La figura 18 presenta una aproximación de la localización del área de estudio con la ubicación de los pozos disponibles preliminarmente.

Figura. 18.

Mapa de localización del área de estudio



Nota. En el mapa se presenta la ubicación de los pozos disponibles preliminarmente para el desarrollo del trabajo.

Con los primeros pozos cargados en el software, se realizó un picado de topes de las unidades estratigráficas en el área de estudio, realizando una interpretación de los intervalos arenosos, lutíticos y areno-arcillosos con el objetivo de validar el comportamiento de las unidades en el área y la selección realizada del par almacenador-sello. Posteriormente se realizaron dos correlaciones estratigráficas regionales (*datum*: base de la Formación León), figuras 19 y 20, con el fin de observar la variabilidad de las unidades y espesores. De estas se puede concluir:

- La Formación León es una secuencia arcillosa continua fácilmente identificable.
- La unidad Carbonera C1 tiene carácter principalmente arenoso hacia el tope y se encuentra presente en todos los pozos.
- Las unidades Carbonera C2 y Carbonera C6 son sellos intraformacionales continuos fácilmente identificables; no obstante, Carbonera C6 pierde espesor y muestra algunos cambios faciales hacia el oriente (pozos Corocora-1, Dorotea-1 y Conoma-1). Contrario en la Unidad Carbonera C4, la cual presenta variaciones importantes en el espesor y en algunos sectores con tendencia a desaparecer.

- En las unidades Carbonera C3 y Carbonera C5, los desarrollos arenosos están confinados al sector oriental del área.
- El intervalo Carbonera C7 presenta buen desarrollo de cuerpos arenosos en sentido este-oeste; sin embargo, hacia el suroeste se observa mayores intercalaciones arcillosas, en algunos sectores no se desarrollan niveles arenosos. Adicionalmente el sello (Carbonera C6) hacia el oriente presenta un cambio importante de facies afectando su efectividad como sello.

Figura 19.

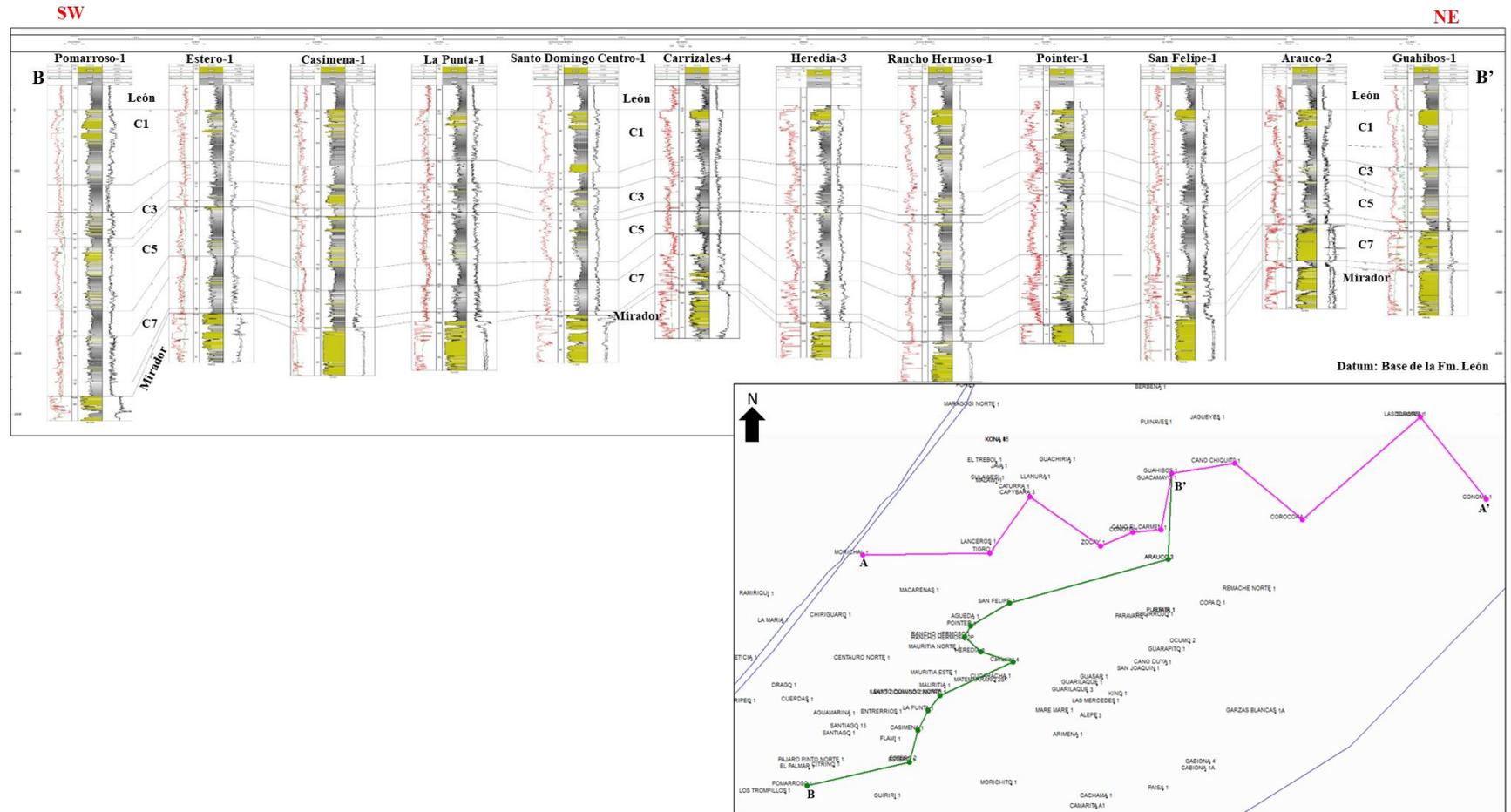
Correlación estratigráfica en sentido W-E en el área de estudio



Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

Figura 20.

Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio



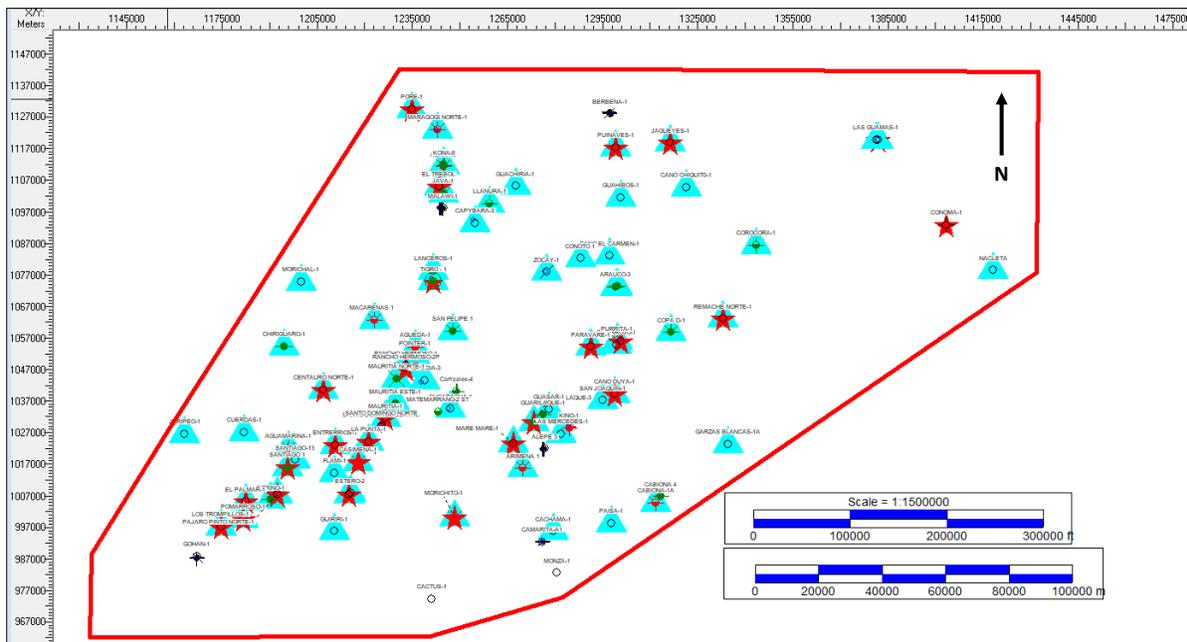
Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

3.2. Estratigrafía y petrofísica

El siguiente paso en el proyecto es avanzar en la parte estratigráfica y petrofísica, para ello se buscó información de los pozos en el área seleccionada de trabajo, con énfasis en pozos exploratorios con información pública, que contaran con las curvas de los registros eléctricos y datos de geología y proceder a cargar las curvas en el software de interpretación petrofísica; en este caso se utilizó el programa *Geographix*, el módulo de *PrizM*. Para el área de trabajo, que comprende 36,665 kilómetros cuadrados, en el Departamento del Casanare, se recopiló información de 95 pozos distribuidos en todo el sector (ver figura 21). Se cargó y realizó el respectivo control de calidad de los registros eléctricos, para esto se requería disponibilidad de las principales curvas (Rayos Gama, Resistivos y Porosidad) en las unidades de interés (Formación León y C1), posterior a esta revisión quedaron seleccionados 89 pozos que cumplían en su mayoría con los requisitos descritos.

Figura 21.

Mapa de pozos analizados en el proyecto



Nota. Corresponde a la localización de los 87 pozos analizados e interpretados en el proyecto.

3.2.1. Correlaciones de topes de unidades estratigráficas Formación León y Unidad C1 de la Formación Carbonera

Se procedió a dividir los pozos en dos poblaciones, una de estas para correlacionar manualmente y la segunda para definir topes empleando métodos de Aprendizaje Automático a partir de los patrones de la respuesta de los registros de rayos gamma (GR), resistivos y de porosidad, con el fin de cumplir con el segundo objetivo propuesto del proyecto en curso; de este segundo grupo se describirá la metodología y resultados en el próximo aparte.

En el primer grupo, de 47 pozos, distribuidos en toda el área de trabajo, se procedió a determinar los topes de La Formación León y Formación Carboneras: tope de las Unidades C1 y C2 (base Unidad C1). Estos topes se determinaron utilizando las características litológicas de cada una de las unidades y su comportamiento de los registros eléctricos por la respuesta clásica de los registros de rayos gamma (GR), resistivos y de porosidad (solo se seleccionaron estos topes por el interés para el proyecto, pero se podrían haber correlacionados todos los topes de la secuencia sedimentaria). En las figuras 22 y 23 correspondientes a los pozos Cabiona-4 y Capibara-3, se observa la respuesta de los registros en cada unidad de interés y donde fueron determinados los topes; a continuación, se define el comportamiento y patrón de cada tope definido:

Formación León: unidad principalmente arcillosa, con pocas variaciones de facies, valores de rayos gama mayores de 100 unidades (u) API, la base se caracteriza por las mayores lecturas que corresponden a una superficie de máxima inundación. Las curvas de resistividad leen bajos valores y las curvas de las diferentes profundidades presentan valores similares; las curvas de densidad y porosidad neutrón muestran una amplia separación (se leen valores altos de porosidad neutrón por efecto del hidrógeno ligado a las arcillas en comparación a la lectura del registro de densidad).

Unidad C1, Formación Carbonera: unidad limo-arenosas, con varias intercalaciones arenosas, en especial hacia el tope; valores de rayos gama menores a 50 u API en las arenas y entre 50 y 100 en los intervalos limo-arenosos; las curvas de resistividad leen valores más altos, con separación de las diferentes curvas indicando que hay proceso de invasión y las curvas de porosidad densidad

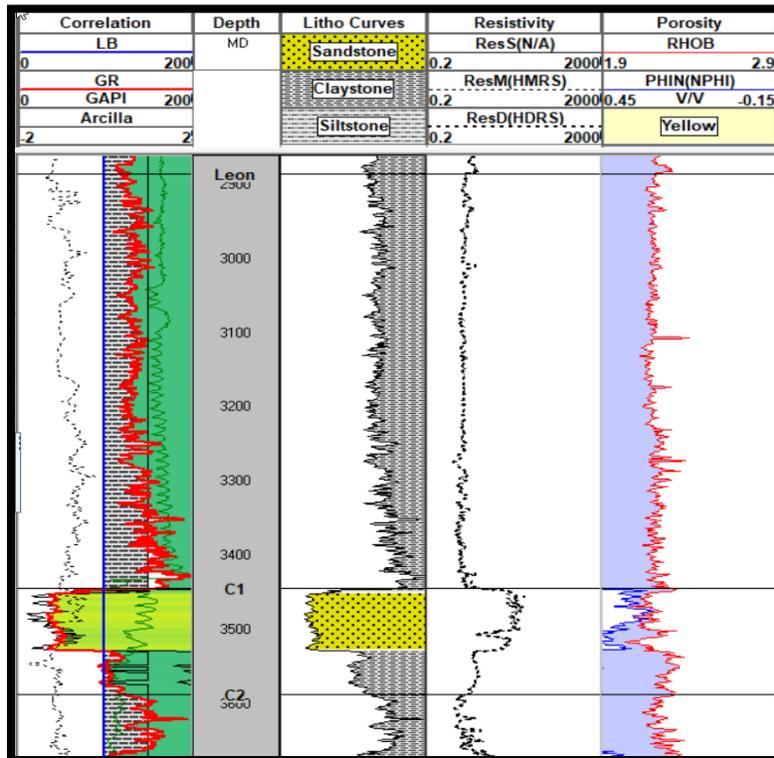
y porosidad neutrón leen valores más cercanos, en algunos casos superpuestas (arenas limpias sin material arcilloso) y en otros con una leve separación.

Unidad C2, Formación Carbonera: unidad arcillosa, valores de rayos gama mayores de 100 u API, las curvas de resistividad son de bajos valores y las curvas de las diferentes profundidades leen valores similares; las curvas de densidad y porosidad neutrón muestran una amplia separación típica de las litologías de arcillolitas y lutitas arcillosas.

Con estas características de los registros eléctricos, apoyados con las descripciones de las muestras de zanja de las unidades, los topes identificados durante la perforación de los pozos, luego amarrados con la sísmica y la verificación de la continuidad de los eventos, se realizaron las correlaciones en los 47 pozos de este primer grupo de entrenamiento.

Figura 22.

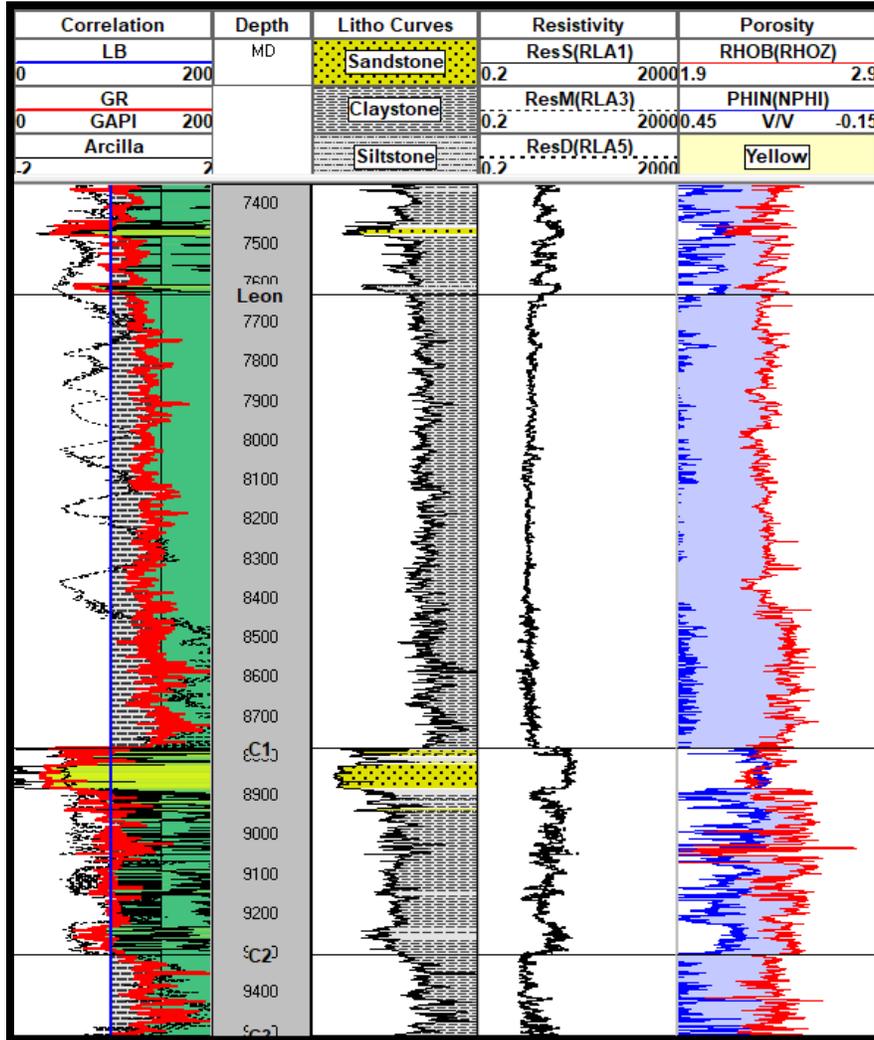
Registros eléctricos del pozo Cabiona-4



Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Cabiona 4, donde se detalla el comportamiento de estos y se hace una interpretación litológica básica.

Figura 23.

Registros eléctricos del pozo Capibara-3



Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Capibara-3, donde se detalla el comportamiento de estos y se hace una interpretación litológica básica.

3.2.2. Definición de topes utilizando métodos de aprendizaje automático

El segundo objetivo del trabajo consiste en realizar la definición de los topes en un grupo de pozos por medio de métodos de Aprendizaje Automático e implementación de estos en las correlaciones regionales. Para ello se seleccionó un segundo grupo de pozos distribuidos en el área de estudio (42 pozos) en los cuales se predijeron los topes de la Formación León y la Formación Carbonera: Unidades C1 y C2, mismos topes identificados en el primer grupo de pozos (e podría haber

trabajado en la identificación de todos los topes de la secuencia sedimentaria, pero esto podría desenfocar el principal objetivo del trabajo).

El procedimiento que se realizó es un entrenamiento supervisado, que generó un modelo predictivo a partir de los datos de entrada y parámetros definidos. Al final, el resultado se analizó, revisando los pozos individualmente, así mismo al generar las correlaciones y los mapas de espesores de las unidades, se observó la concordancia de los resultados obtenidos y se revisó en detalle donde se presentaron datos anómalos. En estos casos, se realizaron corridas adicionales implementado lo sugerido por el software. Aun cuando en la mayoría de los pozos a predecir el tope, los parámetros utilizados fueron exitosos, hubo casos de pozos puntuales en los cuales no fue posible la determinación de este. Más adelante en la sección se detallará.

El uso del aprendizaje automático para determinar topes en los pozos, se ha desarrollado en trabajos desde hace más de una década, en los últimos años ha ganado aceptación y se involucra cada vez más, en especial en proyectos que involucran miles de pozos para ser analizados y que se cuenta con la disponibilidad de los datos; este empleo de Aprendizaje Automático es muy usado en las evaluaciones regionales de potencial de hidrocarburos no convencionales donde se perforan cientos de pozos al mes y se requieren hacer actualizaciones rápidas.

La calidad de la predicción depende de lo evidente que sea el contraste entre la respuesta de los registros eléctricos en los topes de cada unidad, de las variaciones de facies en las unidades o la existencia de adelgazamientos y/o acuñaamientos de algunas de las unidades (en este caso son continuas, hay un aumento del espesor hacia el occidente). También el resultado se verá afectado por la calidad de los registros eléctricos, por algún tipo de daño en el hueco (zonas de derrumbes en el hueco afecta la calidad de la lectura). En los pozos que se obtuvieron predicciones de regular a baja calidad se realizó el análisis para determinar el/los topes de manera manual.

Para la predicción de los topes en los 42 pozos, se crearon dos zonas de estudio con el fin de seleccionar el conjunto de pozos de entrenamiento en cada una de estas (zona norte pozos de entrenamiento: 22 pozos & zona sur pozos de entrenamiento: 25 pozos). Posteriormente, utilizando tecnología de aprendizaje automático, se generó un modelo que itera el “*pick*” en los topes

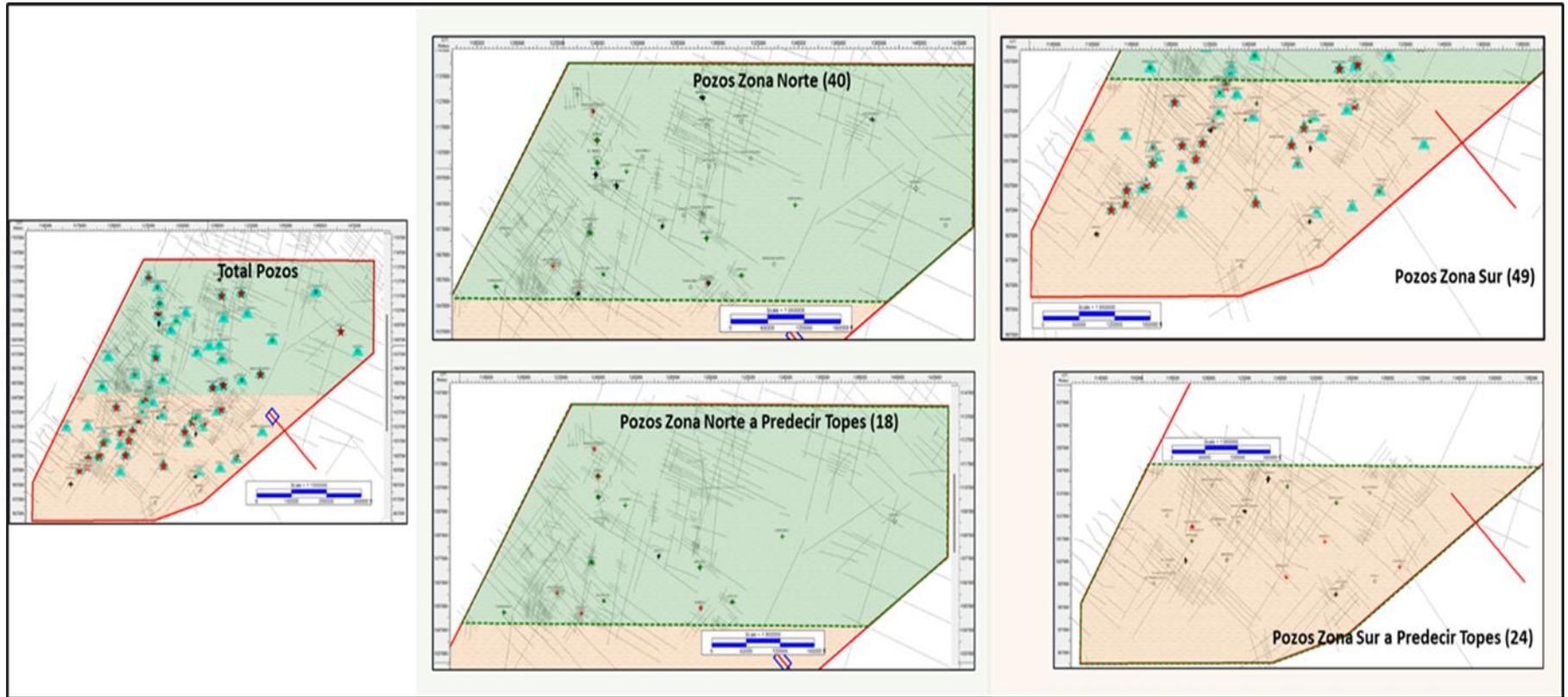
seleccionados de los pozos de entrenamiento, a saber, Formación León y Unidades C1 y C2 de la Formación Carbonera, en los pozos objetivo (topes a predecir, zona norte: 18 pozos y zona sur: 24 pozos), figura 24, Anexo 3. Para obtener resultados óptimos, la data de registros y el picado de topes en los pozos de entrenamiento, como se mencionó anteriormente, debió ser cuidadosamente definida.

Este proceso se realizó por medio del software Kingdom, módulo “*Auto pick tops using machine learning*”, teniendo en cuenta lo siguiente (figura 25):

- a) Topes y registros semilla. En esta etapa se seleccionaron los registros a utilizar en el aprendizaje automático, en la primera corrida se utilizó únicamente rayos gama (RG), posterior se incluyó el registro de porosidad (PHIN) y finalmente las curvas de resistividad (ResD). Las diversas iteraciones realizadas del modelo indican que el registro de porosidad no es funcional en el entrenamiento, no es un marcador contundente en la predicción de topes de las unidades de estudio. Por lo anterior, se descarta el registro de porosidad en la aplicación del aprendizaje automático del presente trabajo.

Figura 24.

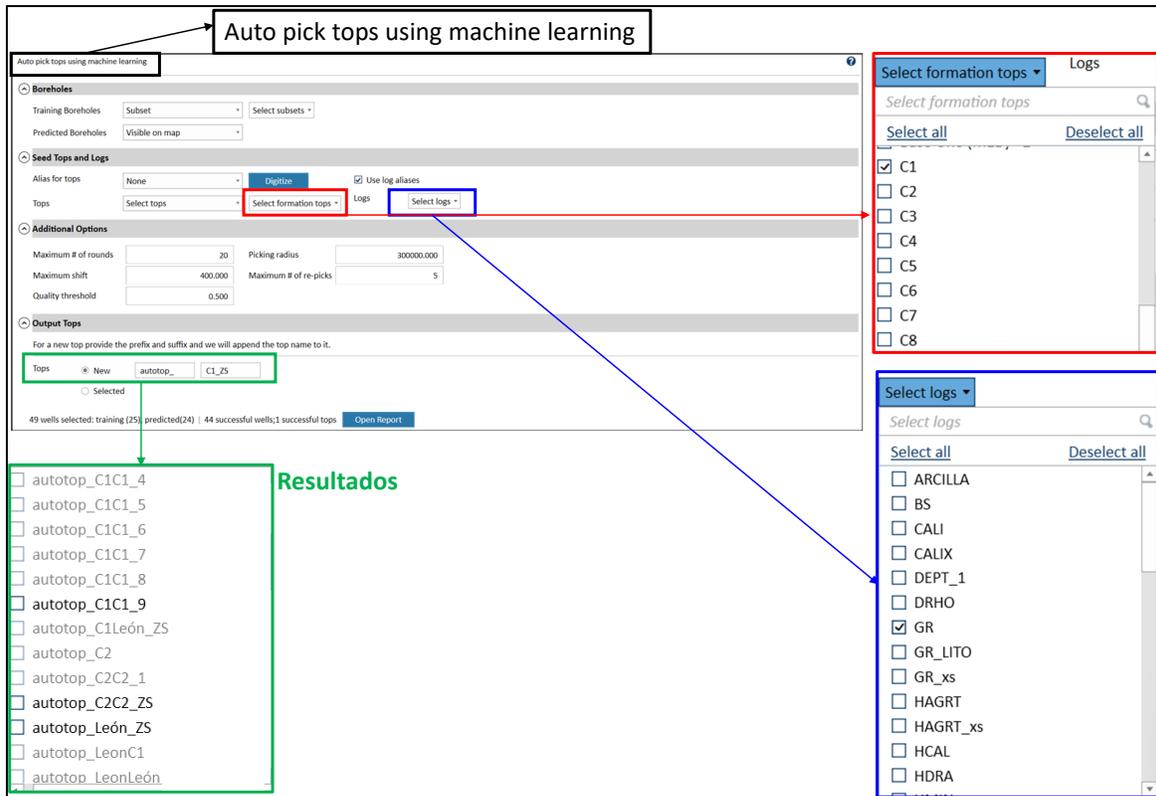
Selección de las zonas de estudio y localización de los pozos definidos a predecir los topes



Nota. La figura corresponde a la metodología de las zonas seleccionadas para el aprendizaje automático. El área color verde representa la zona norte y el área color naranja la zona sur, se definieron 18 y 24 pozos para predecir topes respectivamente.

Figura 25.

Vista del módulo “auto pick tops using machine learning” utilizado para la predicción de topes utilizando métodos de aprendizaje automático



Nota. La figura corresponde a los principales parámetros a seleccionar para proceder con la predicción de topes utilizando el aprendizaje automático.

- b) Opciones adicionales. hace referencia a los parámetros de autopicado de topes. Se inició con valores default arrojados por el *software* (figura 26); sin embargo, en algunos pozos no se logró la predicción, ya sea porque el aprendizaje no logra definir el tope o en otros casos porque falla en la profundidad del tope estimado. Ver tabla 5 y anexo 3.

Figura 26.

Parámetros utilizados en la definición de topes por medio de aprendizaje automático

Additional Options			
Maximum # of rounds	20	Picking radius	50000.000
Maximum shift	300.000	Maximum # of re-picks	2
Quality threshold	0.700		

Nota. La figura corresponde a los principales parámetros para realizar el autopicado y búsqueda en pozos cercanos para la predicción de topes.

Con el fin de mejorar la predicción en los pozos requeridos, se realizaron corridas adicionales ajustando los parámetros acordes al área. El reporte arrojado en cada corrida describe cuál parámetro requiere revisión. A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno de estos parámetros:

Maximum # of rounds, hace referencia al número de veces que el “Picker” hará el picado dentro del radio seleccionado “*Picking radius*” de los topes semilla existente. Todo lo que se encuentre fuera de ese radio no se selecciona y el algoritmo se detendrá automáticamente si no es posible hacer más selecciones.

Maximum shift, corresponde al máximo desplazamiento vertical permitido de los pozos cercanos seleccionados.

Quality threshold, es el umbral de corte para determinar si el tope determinado es de baja calidad y debe ser descartado. El rango utilizado está entre 0.5-0.6.

Picking radius, el algoritmo es muy sensible a este valor. Como el presente estudio es de carácter regional, el rango elegido fue grande con el fin de tener buen control de los pozos vecinos.

Maximum # of re-picks, si el algoritmo falló en la determinación del tope en la primera ronda, este pozo se colocará de nuevo en la cola con el fin de revisarlo y validar si puede ser mejorado. Este número controlará las veces que puede ocurrir lo anteriormente descrito antes de que el pozo se marque cómo no seleccionable y se elimine de la cola de selección

- c) Topes de salida. Los topes determinados por medio del aprendizaje automático se generaron con un sufijo y el nombre del tope de referencia. Al final de cada corrida, el *software* genera un reporte con los resultados, el estado y las recomendaciones, en caso de que algún tope no se haya podido predecir.

La corrida para definir los topes por medio de aprendizaje automático se inició en la zona norte con la predicción del tope de la Unidad C1 en los 18 pozos seleccionados para este caso (el detalle de los pozos de entrenamiento, así como los pozos objetivos se describen en el Anexo 3). La primera corrida realizada no logró determinar el tope de 6 pozos objetivo: Agueda-1, Llanura-1, Macarenas-1, San Felipe-1, Tigro-1 y Zocay-1, se realizaron 2 corridas posteriores ajustando los parámetros: *Max Repick* y *Quality threshold* acorde a lo descrito en el reporte producto de cada corrida. Con el resultado obtenido de la tercera corrida, únicamente en dos pozos no se logró determinar el tope (Tabla 5); sin embargo, los autores del proyecto consideran que los topes determinados en el restante de pozos objetivos cumplen con la calidad técnica requerida para la realización de correlaciones e interpretaciones posteriores necesarias para el desarrollo del proyecto. La Figura 27 ilustra los topes determinados, por medio de aprendizaje automático, en el pozo Arauco-2.

Posteriormente se realizaron las corridas para determinar los topes en la Formación León y la Unidad C2 de la Formación Carbonera. Para la primera corrida en la estimación de la Formación León, se inició con todos los ajustes realizados en la corrida final de la Unidad C1; sin embargo, los autores consideran que los resultados obtenidos podían ser mejorados y se incluyó el registro de resistividad como otro punto de control. Con esta nueva corrida se logró mejor calidad en los datos y se decidió continuar con los modelos teniendo como *input* los topes determinados. Anexo 3.

Tabla 5.

Resultados obtenidos de los topes determinados a partir del entrenamiento automático en los pozos de la zona norte

Pozos	C1	C1 Segunda Corrida (Se ajustó Max Repick)	C1 Tercera Corrida (Se ajustó Quality Threshold)	Registros utilizados
AGUEDA-1	NO	OK	OK	GR
ARAUCO-2	OK	Se refinó la definición del tope. OK	OK	
ARAUCO-3	OK	OK	OK	
CHIRIGUARO-1	No tiene logs	No tiene logs	CHRG0001', autotop_C1_1, Ens_Insuf_Num_Picks,Picker could NOT find pattern. Add more training data.	'CHRG0001', autotop_C1C1_11, Ens_Insuf_Num_Picks,Picker could NOT find pattern. Add more training data.
CONOMA-1	Tope interpretado en la mitad de la arena.	Mejóro definición del tope. OK		
COPA D-1	OK	OK	OK	
COROCORA-1	OK	OK	OK	
JAVA-1	No tiene logs	No tiene logs	JAVA0001', autotop_C1_1, NO_Target_Log,Add a log that satisfies the given alias or mnemonic in the depth range: 9134.72-9934.72	
KONA-4	OK	Se refinó la definición del tope. OK	OK	
KONA-8	No tiene logs al tope de C1	No tiene logs al tope de C1	KONA0008', autotop_C1_1, Ens_Insuf_Num_Picks,Picker could NOT find pattern. Add more training data.	No tiene logs al tope de C1
KONA-15	Predijo el tope más alto, por encima de la arena de interés.	Mejóro definición del tope. OK		OK
LLANURA-1	NO	NO	LLAU0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold	LLAU0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold
MACARENAS 1	NO	NO	MACR0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold	MACR0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold
MARAGOGI NORTE-1	OK	OK	OK	
PURRITA-1	Predijo el tope más alto, por encima de la arena de interés.	Mejóro definición del tope. OK		OK
SAN FELIPE 1	NO	OK	OK	
TIGRO - 1	NO	NO	TIGR0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold	OK
ZOCAY-1	NO	NO	ZOCA0001', autotop_C1_1, Filter_Quality_Thresh,Decrease quality threshold	OK

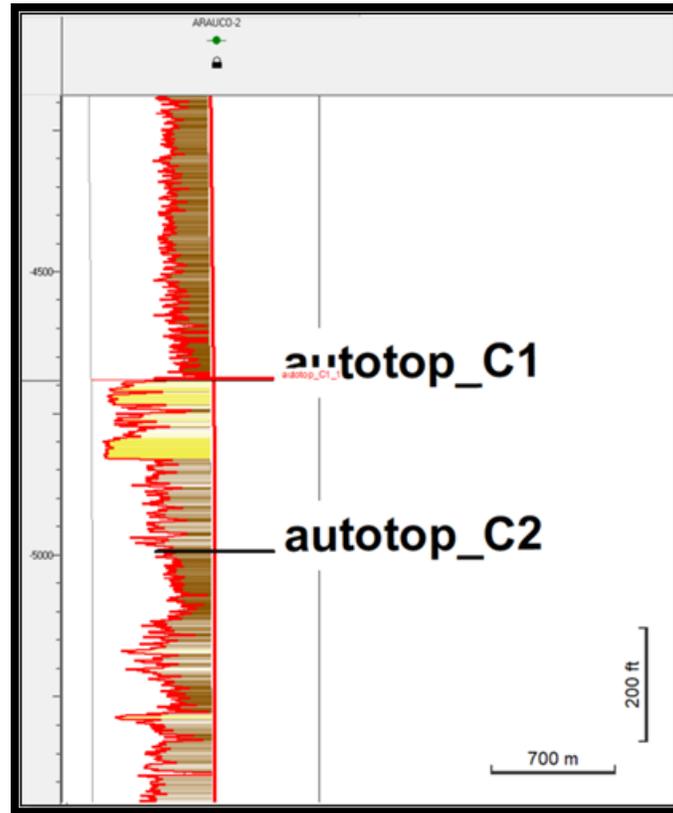
Nota. La tabla presenta los resultados obtenidos de los topes, los cuales fueron determinados a través del entrenamiento automático en los pozos.

A nivel de la unidad C2 se inició la corrida incluyendo el registro de resistividad y los resultados son satisfactorios. No obstante, en 3 pozos el algoritmo no logra predecir el tope, se realizaron diferentes ajustes a los parámetros y no se obtuvieron cambios en la definición del tope de estos pozos (Macarenas-1, Tigro-1 y Zocay-1). El detalle puede ser revisado en el Anexo 3.

La determinación de topes en los pozos objetivo del sector sur se realizó con los parámetros e inclusión de curvas (GR y ResD) de las corridas que obtuvieron resultados óptimos en la zona norte. No hubo necesidad de realizar corridas adicionales, desde la primera ronda los resultados fueron satisfactorios y predijeron el 90% de los topes en los pozos objetivo, ver Anexo 3.

Figura 27.

Topes determinados, C1 y C2, por medio de aprendizaje automático en el pozo Arauco-2



Nota. El autotop_C1_1 (color rojo) fue el resultado de la primera corrida; si bien el tope está bien determinado, en la corrida posterior se refinó la profundidad del tope 1.25' más profundo (autotop_C1, color negro) con el cual los autores lo encuentran más acorde.

Una vez realizada la predicción de topes mediante el uso de aprendizaje automático aplicado y posterior control de calidad en toda la zona de estudio, se concluyó que los topes determinados cumplían con lo requerido como datos de entrada para el posterior desarrollo del proyecto. Acorde a lo descrito anteriormente se da cumplimiento y finalización al segundo objetivo planteado en el presente estudio.

3.2.3. Transectas estratigráficas

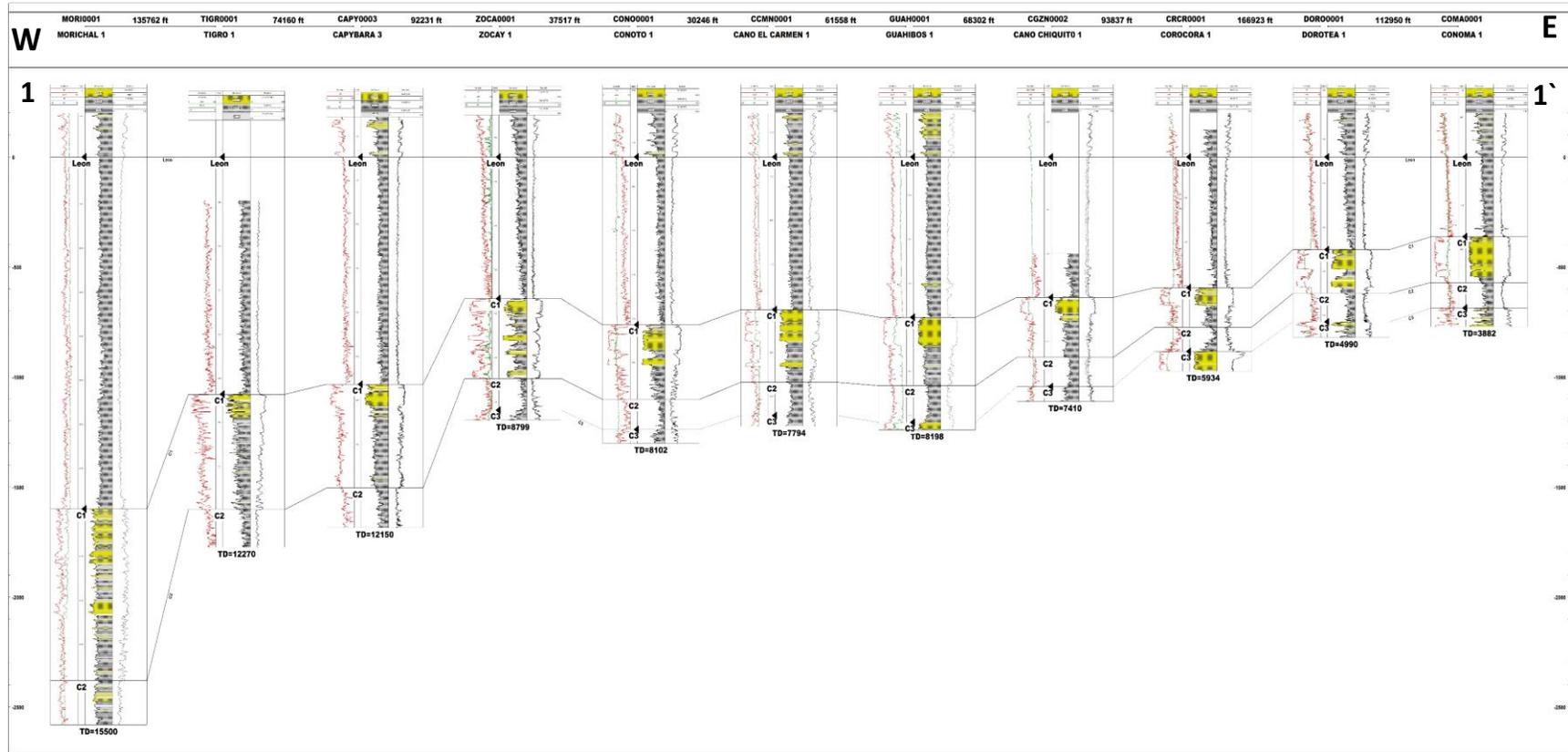
Para determinar las variaciones estratigráficas de las unidades de interés, la Formación León y el intervalo C1 de la Formación Carbonera, se procedió a realizar 4 correlaciones estratigráficas, una

grano más gruesa, terminando en una arena de mayor desarrollo en el tope. También se observa que, hacia oriente, la secuencia es más delgada, pero hay un mayor desarrollo de las arenas y esta tiende a tener una electrofacies de forma cilíndrica. Hacia el occidente, donde aumenta de espesor, este incremento es principalmente de facies finas, limo – arcilla, pero al tope se preserva el contenido arenoso. En algunos pozos se presentan capas de arena hacia la parte media de la unidad (pozos Morichal-1, Zocay-1 y Caño el Carmen-1); hacia el tope de la secuencia hay un fuerte cambio de las condiciones ambientales con la base de la Formación León, generado por una superficie de máxima inundación y el inicio de una formación eminentemente arcillosa de color negro, con el mayor valor del registro de rayos gama a la base.

La Formación León, secuencia arcillosa, de condiciones levemente granocreciente, dentro de esta unidad, el mayor valor de rayos gamma está a la base, donde se debieron dar las condiciones de máxima anoxia. Al observar el detalle del comportamiento de la curva de rayos gama, se ve unas intercalaciones delgadas de capas con variaciones sutiles en los valores de rayos gama, seguramente reflejando algunas condiciones cambiantes en el contenido de oxígeno en las condiciones acuosas en que se depositó y un leve aumento de material menos arcilloso.

Figura 29.

Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio



Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

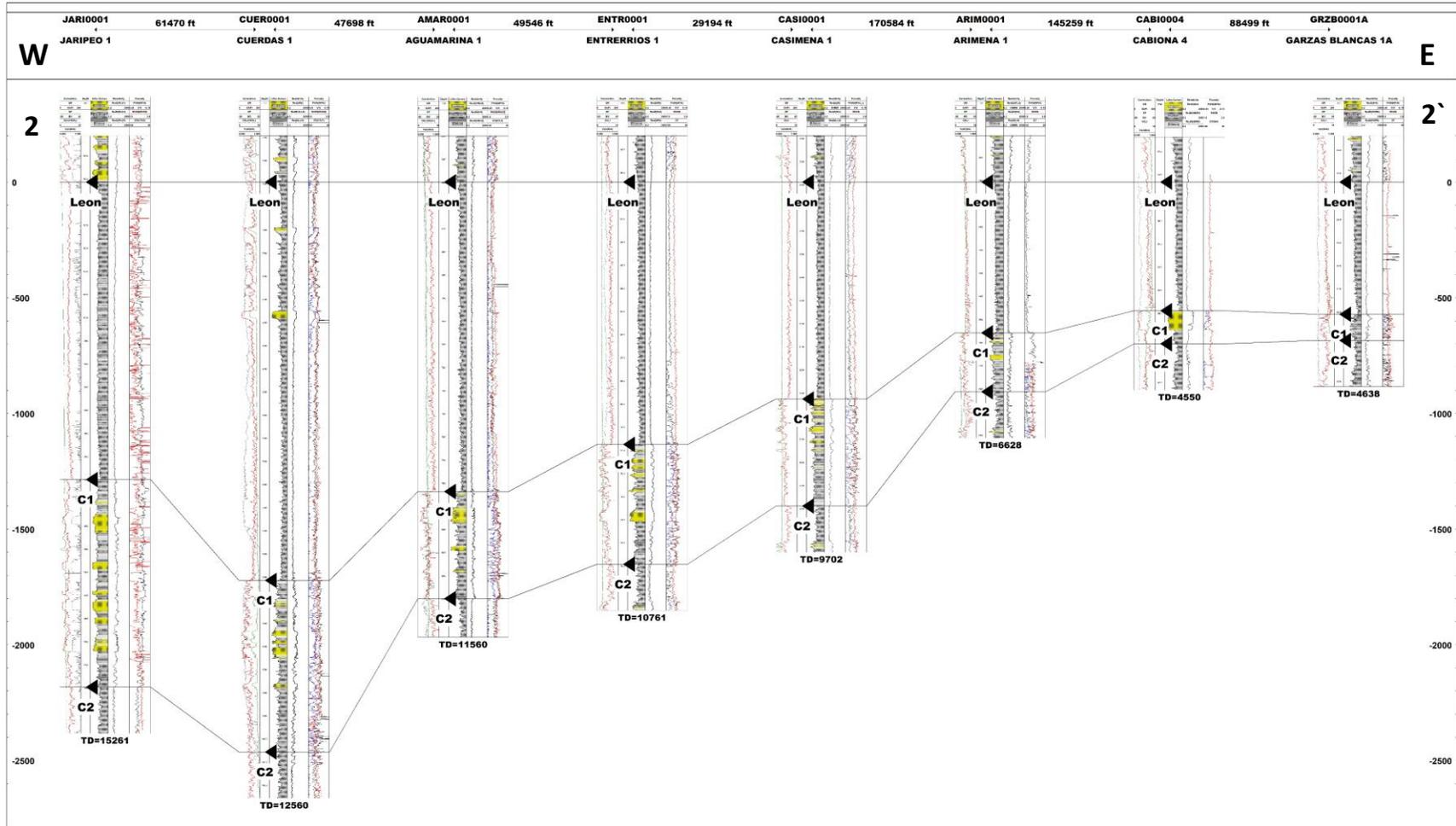
La transecta 2, figura 30, de dirección también aproximada Oeste – Este, que involucra en esa misma dirección los pozos de Jaripeo-1, Cuerda-1, Aguamarina-1, Entrerríos-1, Casimena-1, Cabiona-4 y Garzas Blancas-1A; de la misma forma que en la sección anterior, se evidencia claramente como la secuencia aumenta el espesor de Este a Oeste, donde en el Pozo Garzas Blancas-1A, las dos unidades tienen un espesor aproximado de 570 pies y en el extremo Oeste es del orden de 2200 pies. Hay aumento en las dos unidades, pero es mucho mayor el incremento en la Formación León. En el Pozo Cuerdas-1, se observa un mayor espesor en la Formación León, que en el pozo siguiente de Jaripeo 1, que no se observa en otros pozos de la sección y puede ser debido a inclinación del pozo o una mala interpretación en la definición del tope de la Formación León o un aumento anómalo en ese sector, la causa de esta diferencia no es dilucidada en este trabajo.

La unidad C1, mantiene su relación granocreciente en términos generales, pero la secuencia presenta más intercalaciones de arenas que en la correlación de la parte del norte, y aunque al tope presenta un intervalo arenoso, este no es del espesor y el carácter cilíndrico como en la correlación del norte. El Pozo Cabiona 4, si tiene un comportamiento muy similar a los pozos de la parte oriental en la correlación 1. Una hipótesis de trabajo es que esta parte sur puede estar más cerca de las áreas de aporte y por eso la mayor cantidad de arenas presentes en la sección de la unidad.

Para la Formación León, unidad eminentemente arcillosa, con los mayores valores de rayos gama a la base, donde se debieron dar las mayores condiciones de anoxia, lo diferente a la sección del norte, es que en el pozo Cuerdas-1, se presentan tres intercalaciones arenosas delgadas, de estas, la de la base es de forma cilíndrica y las otras dos hacia el tope son granodecrecientes. También es evidente las delgadas intercalaciones con sutiles diferencias en los valores de rayos gama, formando delgadas intercalaciones.

Figura 30.

Correlación estratigráfica en sentido W-E en el área de estudio



Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

La transecta 3, figura 31, de dirección aproximada Suroeste - Noreste, pero en la parte oriental del área de trabajo, involucra en esa misma dirección los pozos de Cactus-1, Morichito-1, Arimena-1, Las Mercedes-1, San Joaquín-1, Remache Norte-1, Conoma-1 y Dorotea-1; por ser una sección en la dirección aproximadamente del rumbo, no se ven grandes cambios en el espesor, este aumenta levemente de Noreste a Suroeste, donde en el pozo más al norte, estas dos unidades tienen un espesor aproximado de 620 pies y en el sur oeste en el pozo Cactus-1, es de casi 1100 pies. El mayor incremento es en la Formación León y menor en el Intervalo C1.

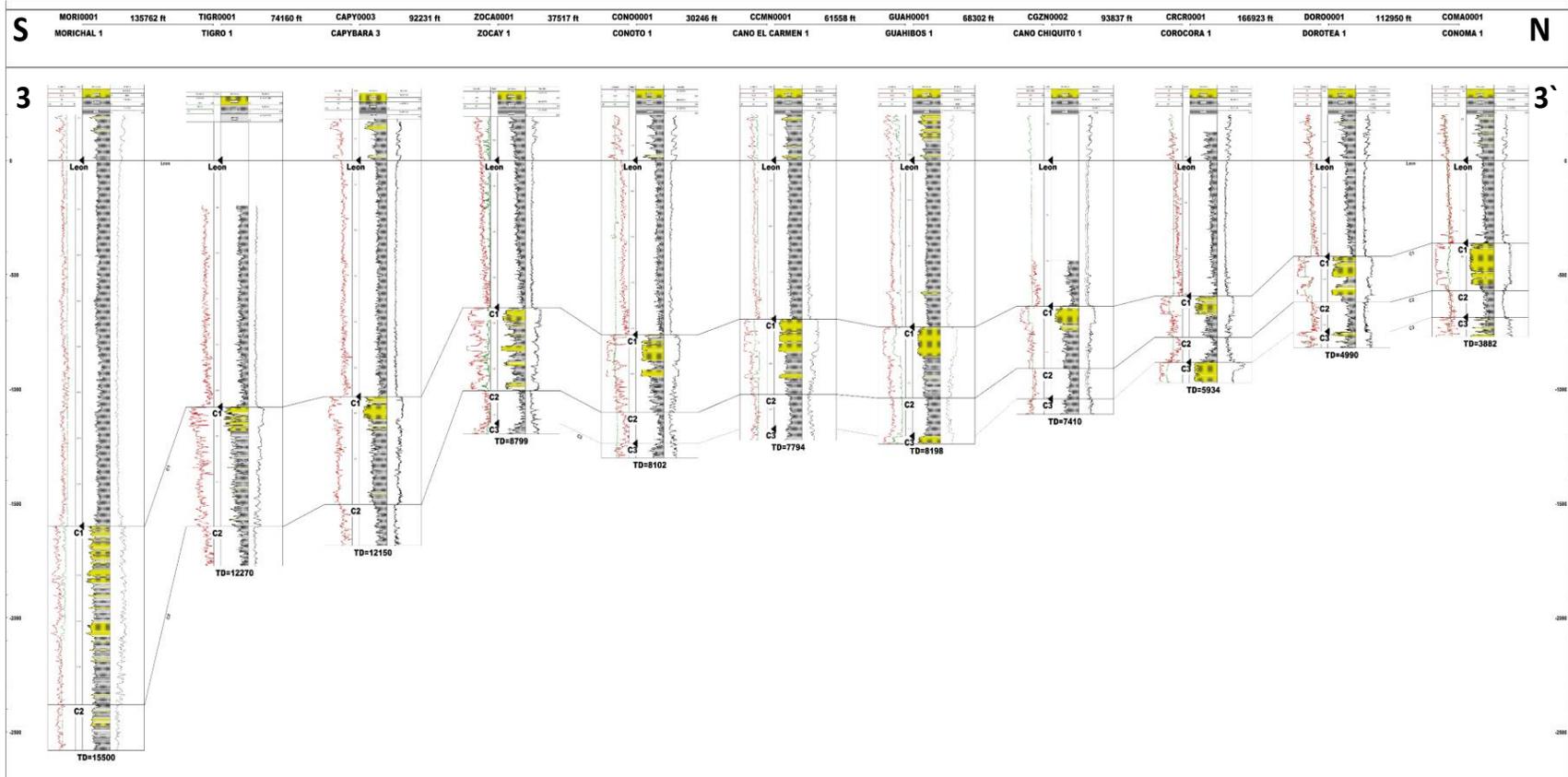
La unidad C1, mantiene su relación granocreciente en términos generales, pero la secuencia presenta más intercalaciones de arenas en la parte norte de la sección, que, en la parte sur, donde las arena son más delgadas y además de estar en el tope de la unidad hay algunas intercalaciones en la parte central de la unidad.

La Formación León, unidad principalmente arcillosa, con los mayores valores de rayos gama a la base, donde se debieron dar las mayores condiciones de anoxia, a diferencia de la sección del norte, también es evidente las delgadas intercalaciones con sutiles diferencias en los valores de rayos gama, formando delgadas intercalaciones.

La transecta 4, figura 32, de dirección aproximada Suroeste - Noreste, que involucra en esa misma dirección los pozos de Gohan-1, Pomarroso-1, Aguamarina-1, Macarenas-1, Tigro-1, Lanceros-1, Malawi-1 y Maragogi Norte-1; por ser una sección en la dirección aproximadamente del rumbo, no se ven grandes cambios en el espesor. En el norte, el espesor de la secuencia en el pozo Maragogi Norte-1 es de 1800 pies y en el sur, en el pozo Gohan-1 es de 2130 pies. Se observa que hacia el Pozo Lanceros-1, hay un adelgazamiento de la sección con un espesor de 1180 pies. Las mayores variaciones de este espesor se dan en la Formación León.

Figura 31.

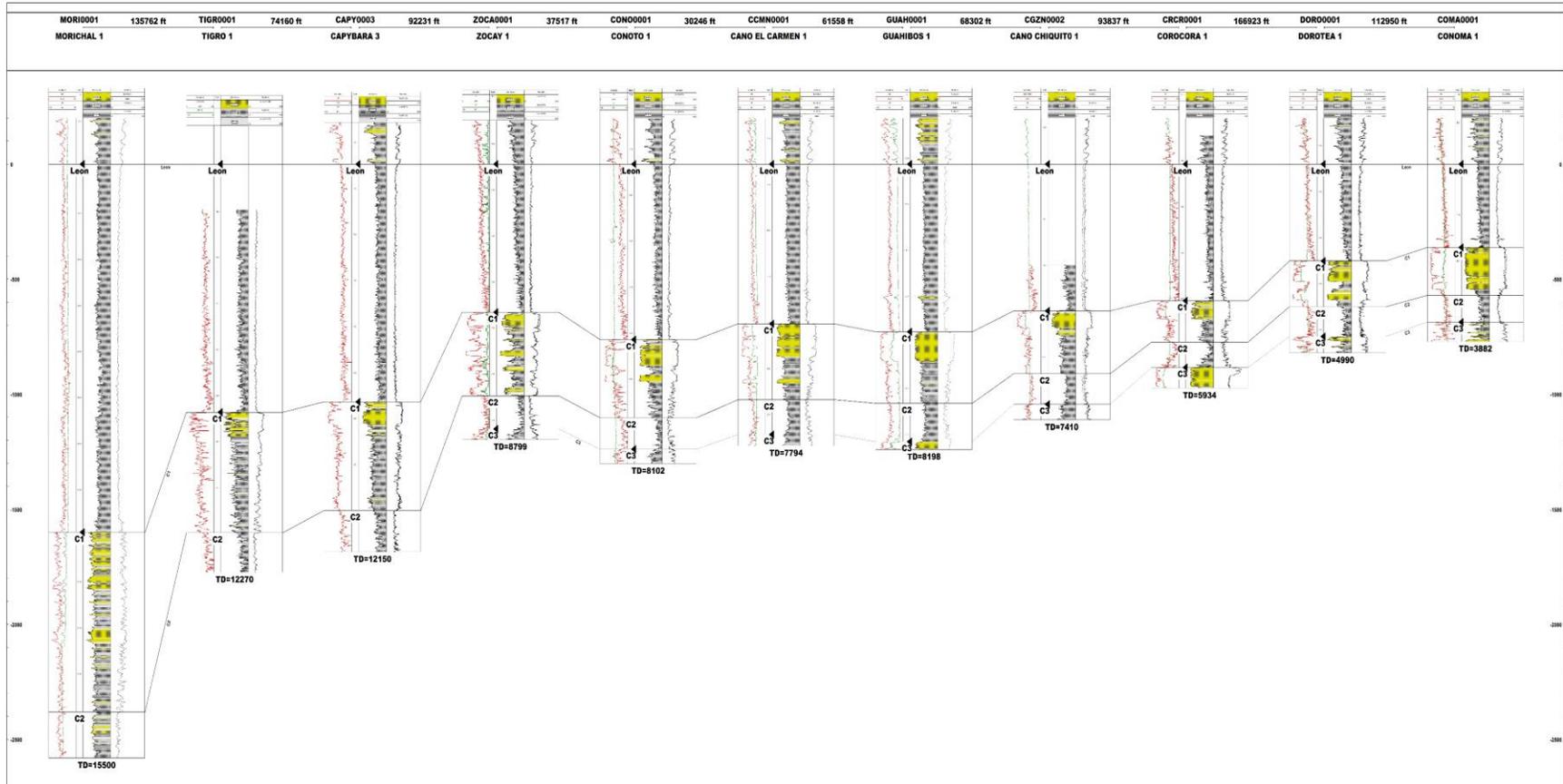
Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio



Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

Figura 32.

Correlación estratigráfica en sentido SW-NE en el área de estudio



Nota. La correlación ilustra las variaciones de espesor y litología de las unidades de interés.

La unidad C1, mantiene su relación granocreciente en términos generales, terminando en un cuerpo arenoso en el tope; pero la secuencia presenta más intercalaciones de arenas en la parte sur de la sección, que en la parte norte.

La Formación León, unidad arcillosa en su mayoría, con los mayores valores de rayos gama a la base, donde se debieron dar las mayores condiciones de anoxia, es evidente las delgadas intercalaciones con sutiles diferencias en los valores de rayos gama.

3.2.4. Interpretación de electrofacies

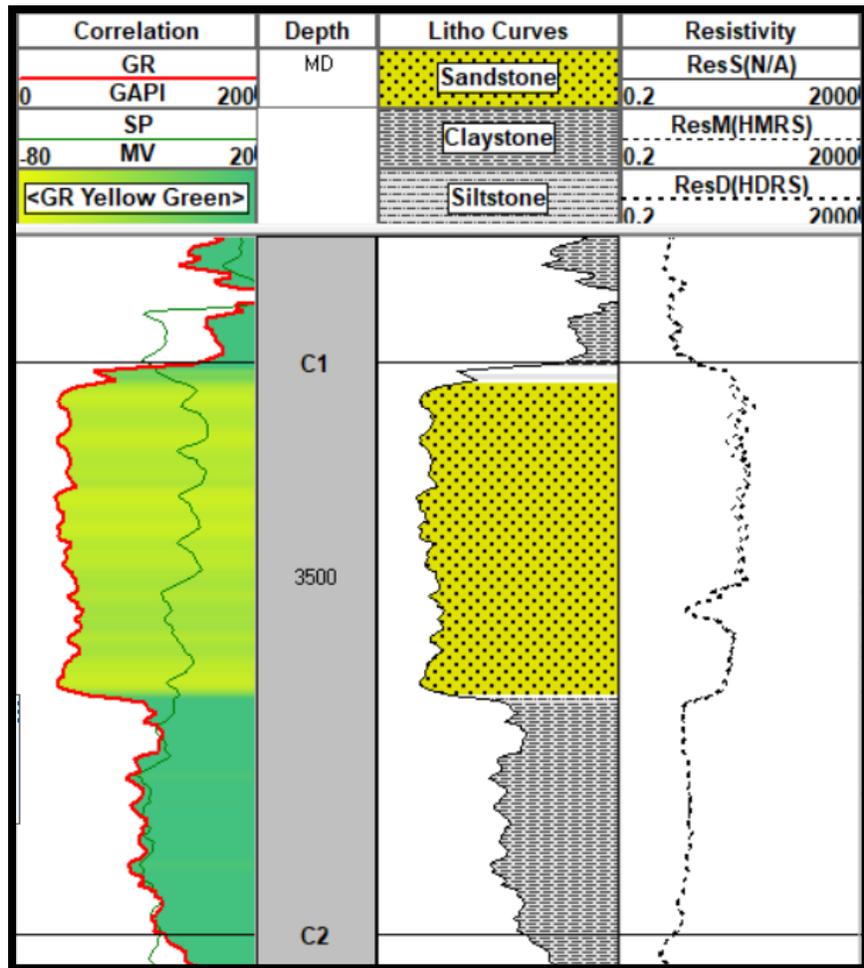
Las electrofacies son lecturas características que dan los registros eléctricos como una respuesta a la litología de las rocas, contenidos de fluidos, contenidos de materiales radioactivos, presencia de ciertos elementos y espacios porosos, entre otros, que junto con la descripción de muestras de zanja, núcleos, muestras de pared, información estratigráfica regional y datos bioestratigráficos ayudan a identificar las facies en las cuales se depositaron las rocas y al tener una distribución regional de estos comportamientos es posible predecir o proponer los ambientes sedimentarios en los cuales se depositaron estas unidades.

En la figura 6, que forma parte de la metodología, se ilustran los principales patrones de electrofacies, identificados por E. Kairuz *et al.* [15] y fueron utilizados como referencia para determinar los patrones que hay en el área de estudio. Como parte de este reconocimiento se describen, a continuación, estas electrofacies y ejemplos de ellas en las unidades de interés en el área de estudio:

Cilíndrico (*Cylinder o box*), en forma de bloque, con los contactos tanto al tope como a la base abruptos y netos, desde el punto de vista ambiental significan condiciones constantes de alta energía durante todo el depósito de la unidad, seguramente arenas limpias con poco contenido de matriz arcillosa y representa una secuencia agradacional. Estas electrofacies se observan en pozos del sector oriental en la Unidad C1 de la Formación Carbonera. La figura 33 es un ejemplo del pozo Cabiona-4 en donde se observa una electrofacies cilíndrica, que se evidencia muy bien en el registro de rayos gama y en los registros resistivos.

Figura 33.

Registros eléctricos del pozo Cabiona 4, con electrofacies cilíndrica

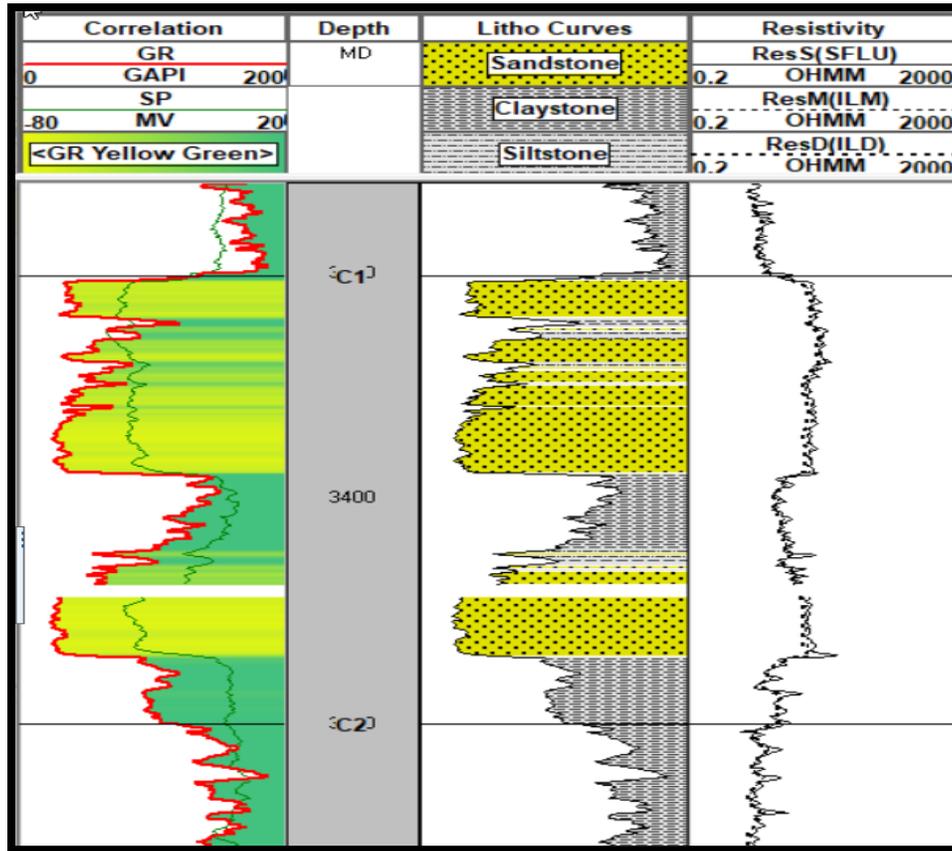


Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Cabiona 4, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies cilíndrica.

Campana (Bell), corresponde a una secuencia granodecreciente, donde el nivel de energía disminuye hacia el tope, el contacto de la base es abrupto y hacia el tope el contacto es transicional, representa una secuencia retrogradacional, donde se pasa de condiciones de alta energía a baja energía. La figura 34, corresponde al intervalo C1 en el Pozo Dorotea-1, se observan que las dos arenas de la base tienen forma de campana y sutilmente aserrada.

Figura 34.

Registros eléctricos del pozo Dorotea 1, con electrofacies de campana

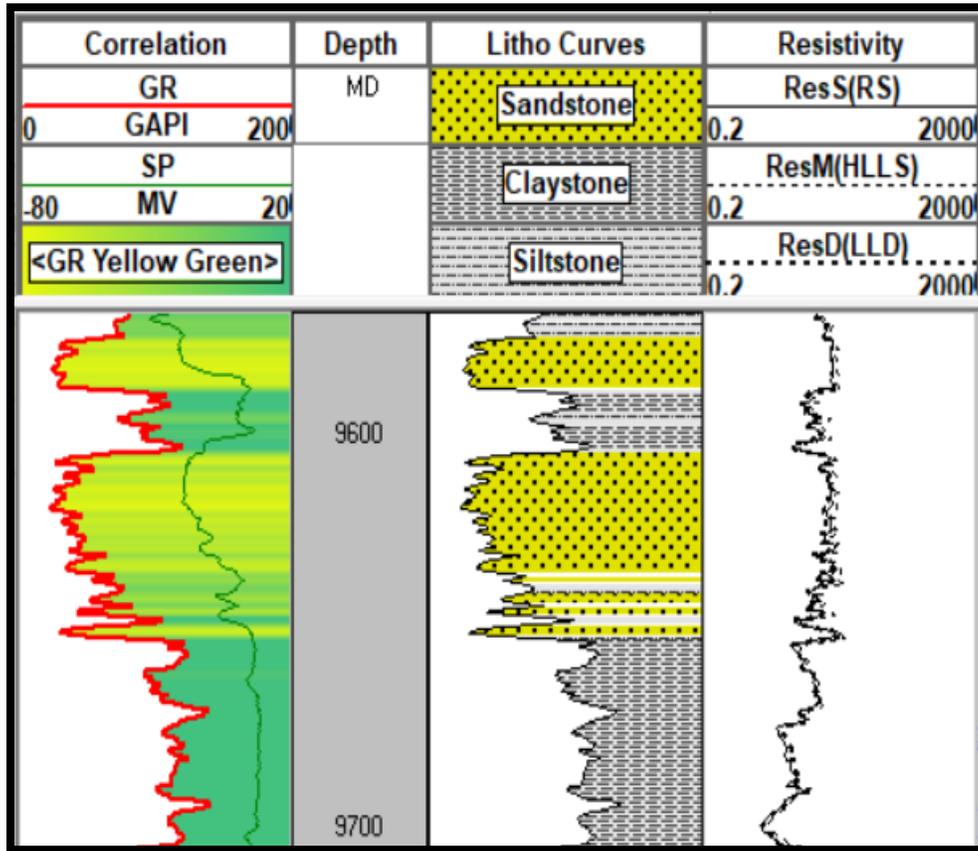


Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Dorotea 1, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies de campana en las dos arenas de la base.

Embudo (Funnel), corresponde a una secuencia granocreciente, donde el nivel de energía aumenta hacia el tope, el contacto de la base es transicional y hacia el tope el contacto es abrupto. Representa una secuencia progradacional, donde se evidencia un cambio de condiciones de baja energía a alta energía. En la figura 35, correspondiente a un intervalo de la Unidad C1 en el pozo Cuerdas-1, se ve un desarrollo de embudo, evidenciado claramente en el comportamiento del registro de rayos gamma, resistivos y en la curva de SP. Este ejemplo es de embudo aserrado.

Figura 35.

Registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con electrofacies de embudo

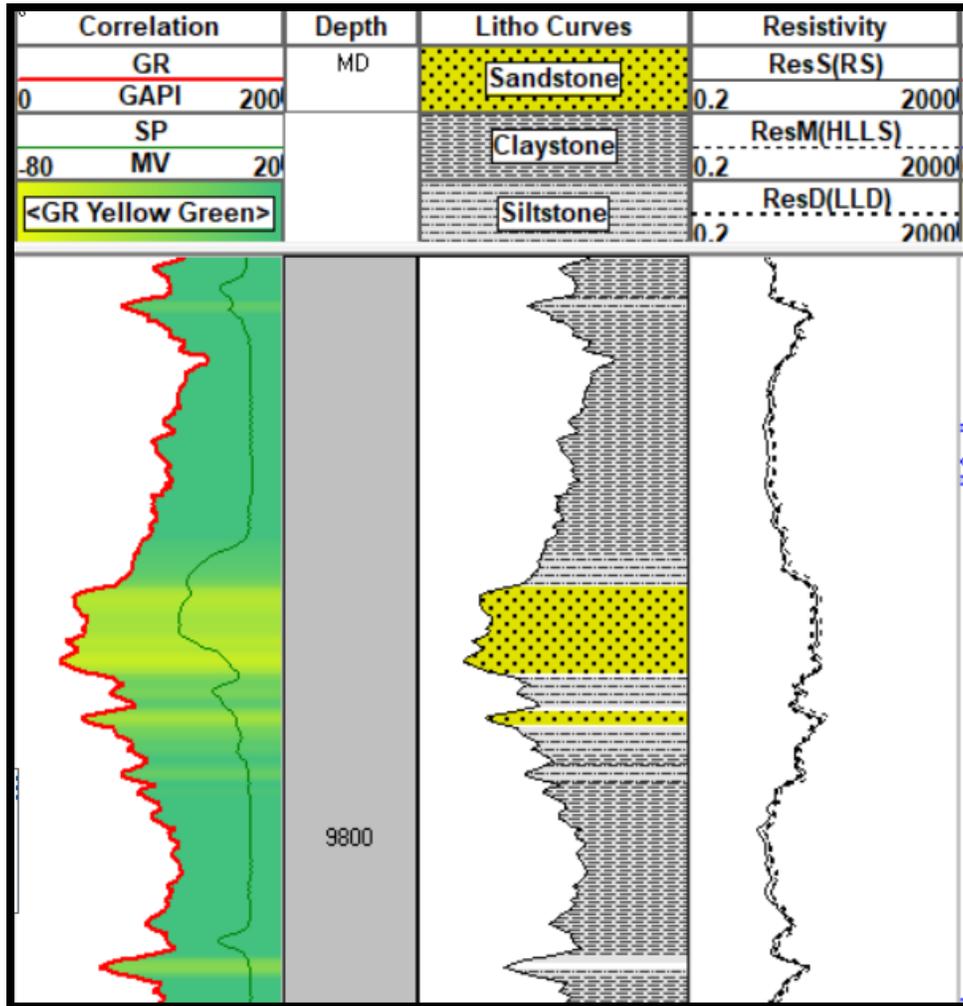


Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies de embudo aserrada.

Simétrica (Symetrical), corresponde a una secuencia que a la base es granocreciente, en la parte media alcanza condiciones de alta energía y a partir de este punto comienza a cambiar el nivel de energía y la secuencia se hace granodecreciente, los contactos del tope y la base son transicionales. Representa un ciclo, donde hay un aumento del nivel de energía, alcanzando un máximo de energía y este comienza a disminuir. En la figura 36, correspondiente a un intervalo más profundo de la Unidad C1 en el pozo Cuerdas-1, se observa un desarrollo simétrico en el registro de rayos gama, se insinúa en los registros de resistividad y SP.

Figura 36.

Registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con electrofacies simétrica

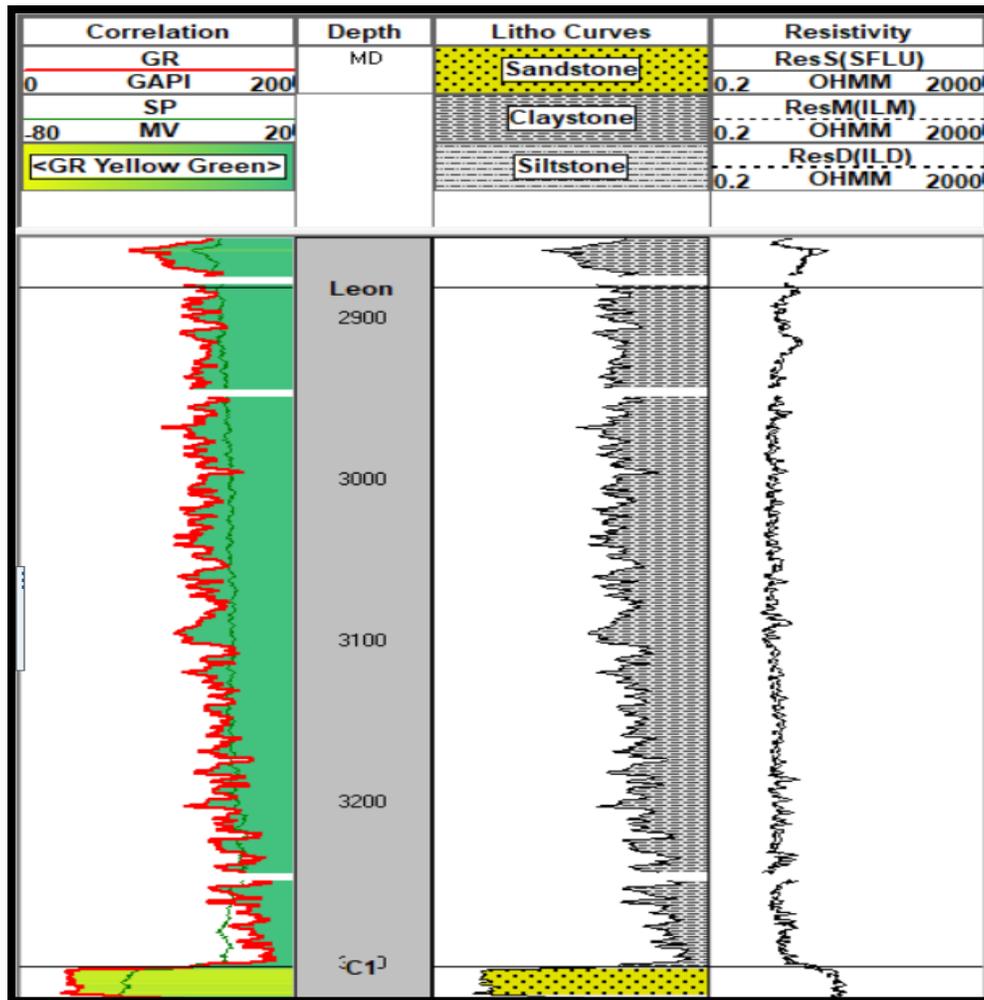


Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Cuerdas-1, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies simétrica.

Irregular, forma irregular en lutitas, o como dientes de serrucho, con valores altos de rayos gama, indicando que es una secuencia predominantemente arcillosa o lutítica, con base y tope abruptos, con las unidades infra y suprayacentes, si son intervalos arenosos. Las condiciones ambientales dominantes son de baja energía, con unos leves aumentos en ella. Esta electrofacies también corresponde a un sistema agradacional, con constantes condiciones ambientales de baja energía. La figura 37, corresponde al Pozo Dorotea-1, Formación León. Las curvas de resistividad y SP también presentan la forma irregular.

Figura 37.

Registros eléctricos del pozo Dorotea-1, con electrofacies irregular en lutitas

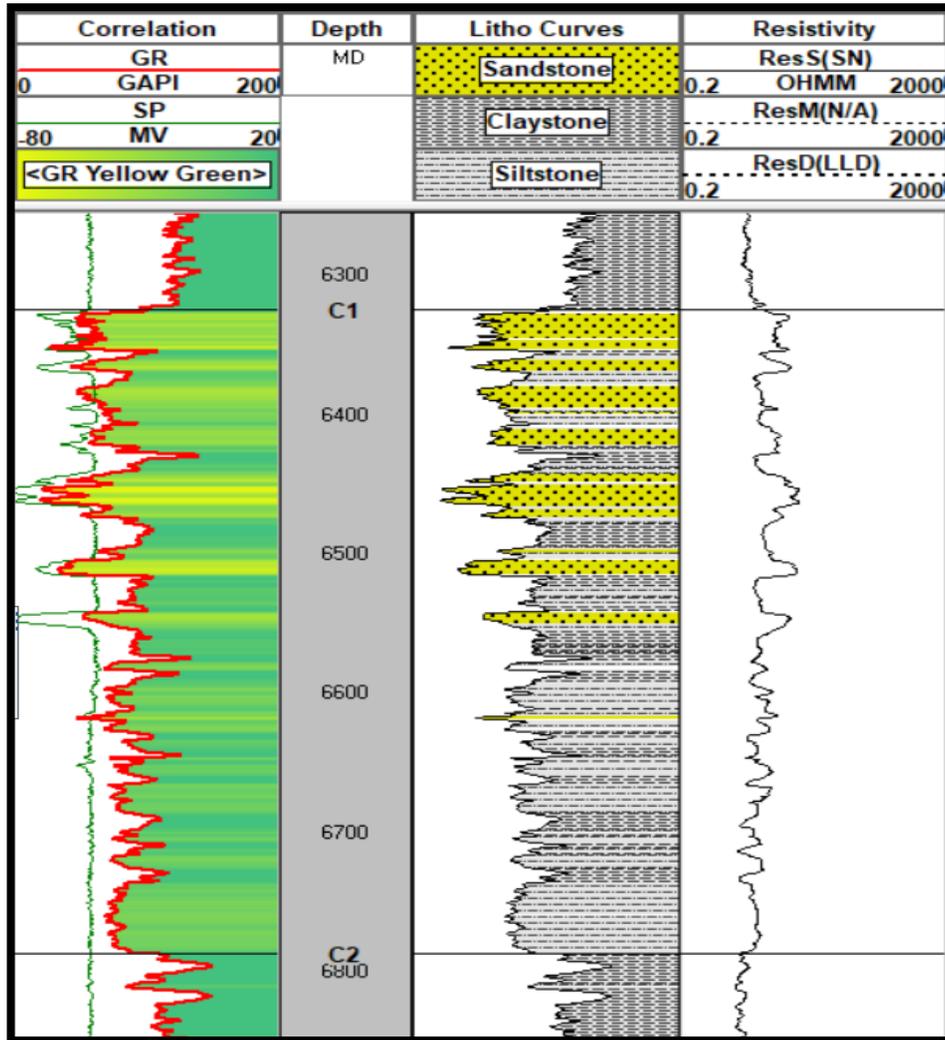


Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Dorotea-1, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies irregular en lutitas.

Irregular, forma irregular en areniscas - limolitas, o como dientes de serrucho, con valores medios - bajos de rayos gama, indicando que es una secuencia predominantemente areno - limosa, con base y tope abruptos, con las unidades infra y suprayacentes, si son intervalos arenosos o lutíticos. Las condiciones ambientales dominantes son de media a alta energía, con variaciones constantes entre ellas. Esta electrofacies también corresponde a un sistema agradacional, aunque en la cuenca, en la unidad C1, es levemente progradacional, con constantes cambios ambientales de media - alta energía. La figura 38, corresponde al Pozo Casimena-1, Formación León. Las curvas de resistividad y SP también presentan la forma irregular.

Figura 38.

Registros eléctricos del pozo Casimena-1, con electrofacies irregular en Arenas - limos



Nota. Corresponde a los registros eléctricos del pozo Casimena-1, con interpretación litológica, donde se observa una electrofacies irregular en arenas - limolitas.

Al analizar los diferentes patrones de electrofacies en el área de estudio, se observa como el registro de rayos gama los define claramente, presenta una buena resolución en capas delgadas; en los registros resistivos también es posible, aunque en menor resolución, observar los patrones de electrofacies- Respecto del registro SP, a veces define los patrones y en algunas ocasiones difiere a lo interpretado con los registros de rayos gama. El buen comportamiento del registro de rayos gama para esto, además de la mejor resolución vertical de la herramienta, se debe a que las

variaciones litológicas de las unidades están entre arenas, limos y arcillas, sin presencia de elementos radioactivos que afecten su lectura, ni presencia de materiales calcáreos.

Una vez identificado los patrones de electrofacies, el siguiente paso fue definir para cada pozo en el área de estudio, unidades C2 y C1 de la Formación Carbonera y la Formación León, las electrofacies predominantes. El resultado de esta interpretación se consigna en el Anexo 3 (evaluación de 94 pozos) el cual describe los pozos evaluados, las electrofacies identificadas para el intervalo lutítico de Unidad C2, de la Formación Carbonera, el Intervalo arenoso–limolítico C1 de la Formación Carbonera (esta unidad se dividió en dos sectores, una que es la media y basal y la otra del tope) y por último también se evaluó la electrofacies de la Formación León que es el sello de la unidad potencialmente almacenadora. La tabla 6 es un resumen de las electrofacies identificadas en las unidades trabajadas.

Como resultado de este análisis, para el intervalo lutítico C2 de la Formación Carbonera, se puede concluir que en toda el área la respuesta es una electrofacies Irregular Lutítico (Irregular L), sin cambiar el comportamiento en el área, esto se insinuaba en las correlaciones regionales que se presentaron al inicio de este capítulo, figuras 19 y 20. La inclusión de este intervalo en la evaluación tiene como consideración que al interpretar en qué ambiente se depositó, permitirá tener una mejor interpretación de la Unidad C1.

Para la parte media y basal de la Unidad C1 de la Formación Carbonera, se evidenció un predominio de la electrofacies Irregular en arenas y limolitas (irregular A-L) en 61 de los 95 pozos (89.5%), el cilíndrico en 4 pozos (4.2%); de campana en 3 pozos (3.1%), el asimétrico en 2 pozos (2,1%) y embudo en 1 pozo (1%). En la figura 39 se presenta en forma de torta la distribución de las electrofacies para este intervalo.

Tabla 6.

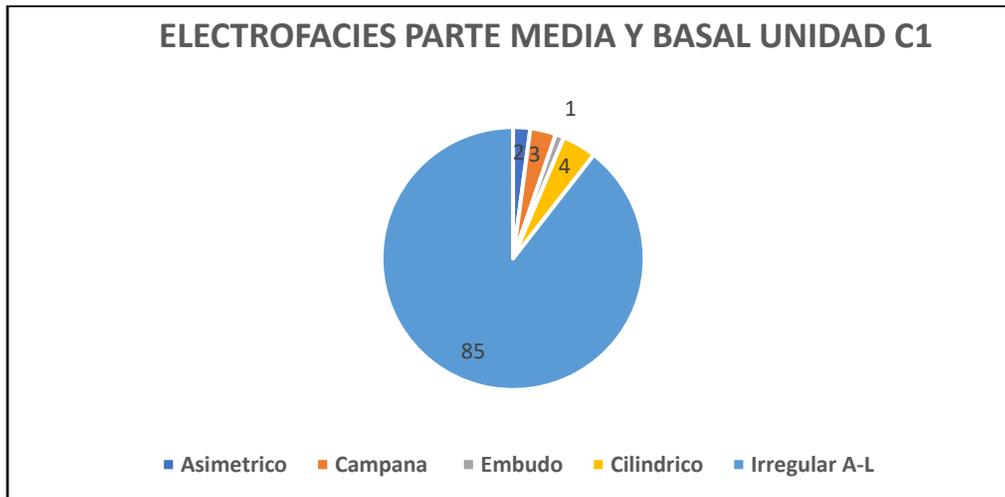
Distribución de electrofacies para la parte media-basal y tope de la unidad c1 de la formación carbonera

DISTRIBUCION ELECTROFACIES UNIDAD C1 - FORMACION CARBONERA					
PARTE DEL TOPE DE LA UNIDAD			PARTE MEDIA Y BASAL DE LA UNIDAD		
Asimetrico	1	1.05	Asimetrico	2	2.11
Campana	7	7.37	Campana	3	3.16
Embudo	1	1.05	Embudo	1	1.05
Cilindrico	61	64.21	Cilindrico	4	4.21
Irregular A-L	25	26.32	Irregular A-L	85	89.47

Nota. En esta tabla se muestran la distribución de las electrofacies identificadas para la unidad C1, de la Formación Carbonera en la parte Media-Basal y el Tope.

Figura 39.

Gráfica de distribución en tota de las electrofacies identificadas en la parte media y basa de la Unidad C1, de la Formación Carbonera

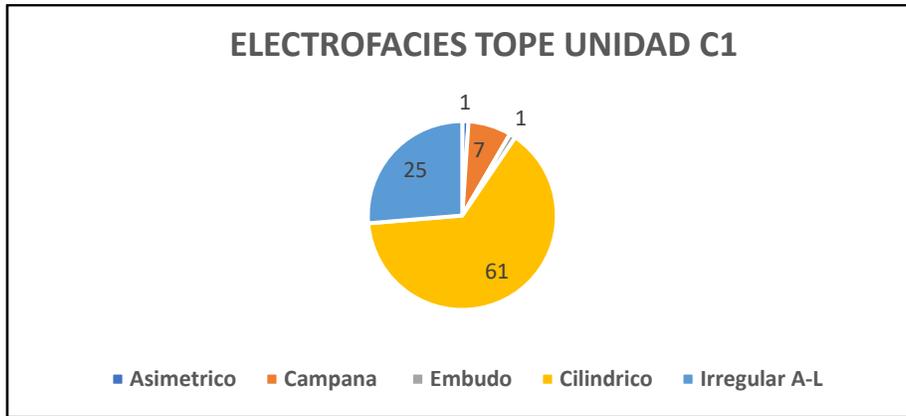


Nota. Corresponde a la distribución en una gráfica tipo torta de las diferentes electrofacies identificada en la parte media y basa de la Unidad C1, de la Formación Carbonera, nótese el predominio del asimétrico.

En el sector del tope de la Unidad C1 de la Formación Carbonera, se evidenció un predominio de la electrofacies cilíndrica, en 61 de los 95 pozos (64.2%), el irregular en areniscas – limolitas en 25 pozos (26.3%); campana en 7 pozos (7.4%), el asimétrico en 1 pozo (1,0%) y embudo en 1 pozo (1,0%). En la figura 40 se presenta en forma de torta la distribución de las electrofacies para este intervalo.

Figura 40.

Gráfica de distribución en tota de las electrofacies identificadas en el tope la Unidad C1, de la Formación Carbonera



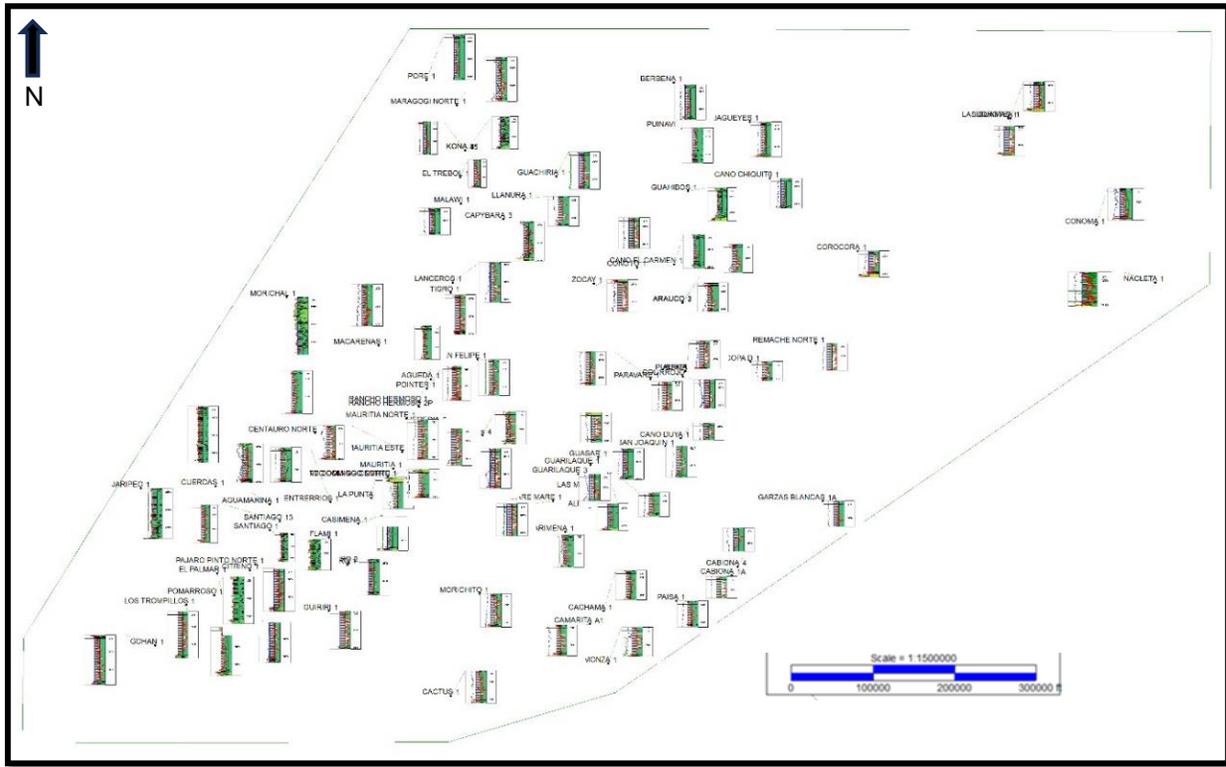
Nota. Corresponde a la distribución en una gráfica tipo torta de las diferentes electrofacies identificada en el tope de la Unidad C1, de la Formación Carbonera, nótese el predominio del cilíndrico.

Con todo este análisis se realizó a continuación una interpretación de los electrofacies en el área de trabajo y para ello se hace de la unidad inferior a superior presentándose lo siguiente:

Unidad C2, de la Formación Carbonera: infrayace a la unidad C1, es un intervalo arcillolítico, donde solo se reconoció una electrofacies irregular arcilla, muy continuo por toda el área sin variaciones, que indica que sus condiciones de depósito, de muy baja energía, fue constante. En el mapa realizado se ilustró esta distribución, figura 41.

Figura 41.

Gráfica de distribución de las electrofacies en la Unidad C2, de la Formación Carbonera



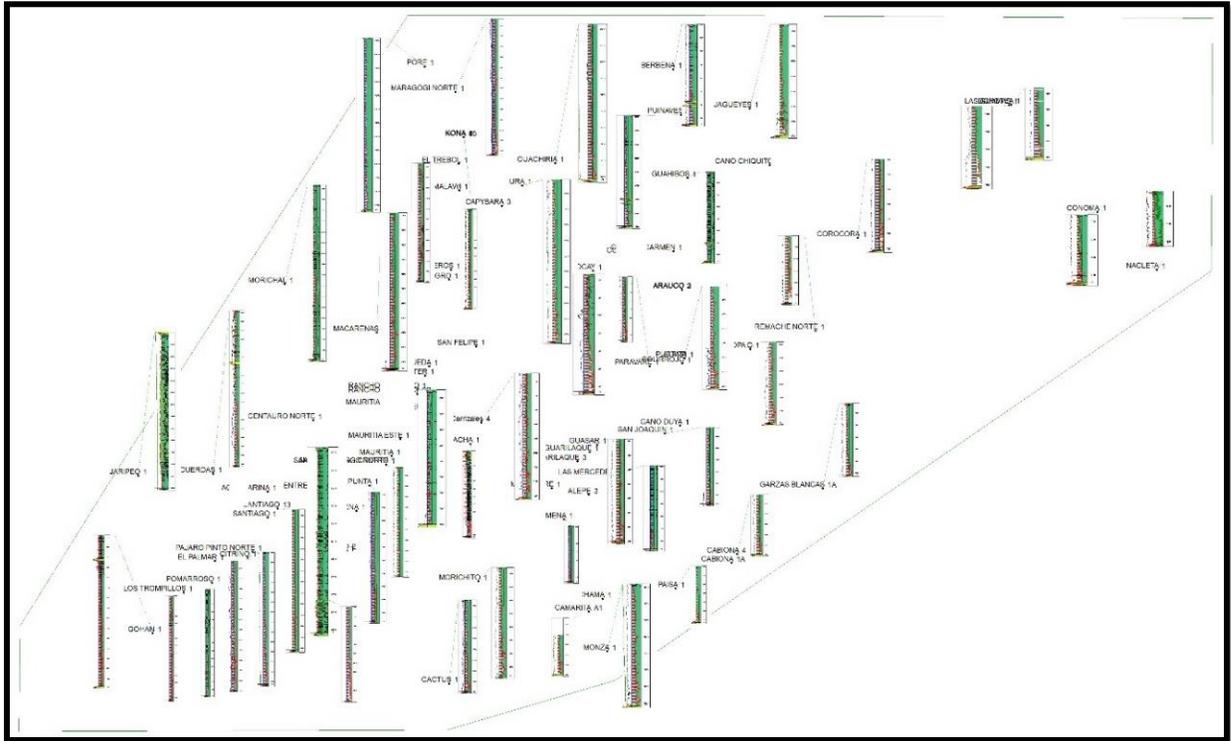
Nota. Corresponde a la distribución de las electrofacies en la Unidad C2 de la Formación Carbonera, nótese el predominio de las electrofacies irregular arcilloso y su continuidad en toda el área.

Unidad C1, de la Formación Carbonera: infrayace a la Formación León, es un intervalo arenoso – limolítico, que durante el desarrollo del presente trabajo fue dividido en dos secuencias, la parte media-basal y la secuencia del tope, que tiene características diferentes, desde el punto de vista de predominio de arenas, así como del comportamiento de las electrofacies, que seguramente están indicando dos condiciones de ambientes diferentes pero relacionadas entre sí, pues son continuas y forman parte de un ciclo mayor granocreciente, indicando que la energía va aumentando de base a tope.

La parte media-basal, que presenta mayor espesor hacia el occidente, se caracteriza por las facies irregulares arenisca – limo, representa unas condiciones energéticas mayores que la de la Unidad C2, con constantes variaciones de la energía y desarrollando en algunas condiciones electrofacies asimétrica, embudo o irregular.

Figura 43.

Gráfica de distribución de las electrofacies en la Formación León



Nota. Corresponde a la distribución de las electrofacies en la Formación León, nótese el predominio de las electrofacies irregular arcilloso y su continuidad en toda el área.

3.2.5. Modelo petrofísico del almacenador

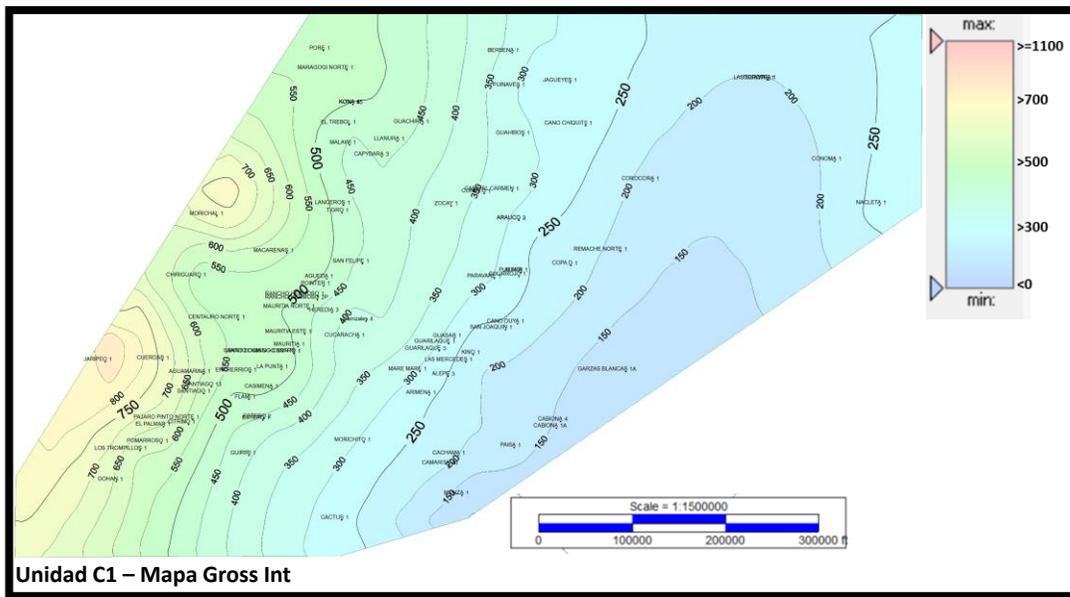
Para el intervalo potencialmente almacenador, que es la unidad C1, al tope de la Formación Carbonera, se determinó el espesor de la unidad, el volumen de arcilla o shale en los intervalos arenosos, porosidad efectiva, espesor de arena neta y una estimación de las permeabilidades. Para ello en el área de trabajo se emplearon 87 pozos, que contaban en su mayoría con la calidad y disponibilidad de las curvas en las unidades C1 de la Formación Carbonera. Para estos cálculos se emplearon las fórmulas clásicas de petrofísica para determinar volumen de Shale, porosidad densidad, porosidad aparente, porosidad efectiva y permeabilidad. A partir de los topos determinados en cada pozo, tanto de manera manual como con la aplicación del aprendizaje automático, las correlaciones y el seguimiento en la interpretación sísmica, se procedió a realizar el mapa de espesor de la unidad (*GrossInt*), mapa isócoro, el cual se presenta en la figura 44.

En esta figura se observa que la unidad está presente en toda el área de trabajo, el espesor aumenta de Oriente a Occidente; los menores espesores son cercanos a los 100 pies y los mayores en la parte oriental superan los 700 pies, llegando a máximos de 800 pies en el sector suroccidental. La dirección de incremento de los buzamientos tiene un rumbo NNE a SSE; el incremento de espesor es gradual, sin presentarse cambios abruptos en ellos. Esto debe ser un reflejo del ambiente de depósito.

Importante resaltar la presencia en toda el área del intervalo, el incremento de la unidad hacia el occidente, la dirección del rumbo de este incremento y la uniformidad de este.

Figura 44.

Mapa isócoro (Gross Int) Intervalo C1 de la Formación Carbonera



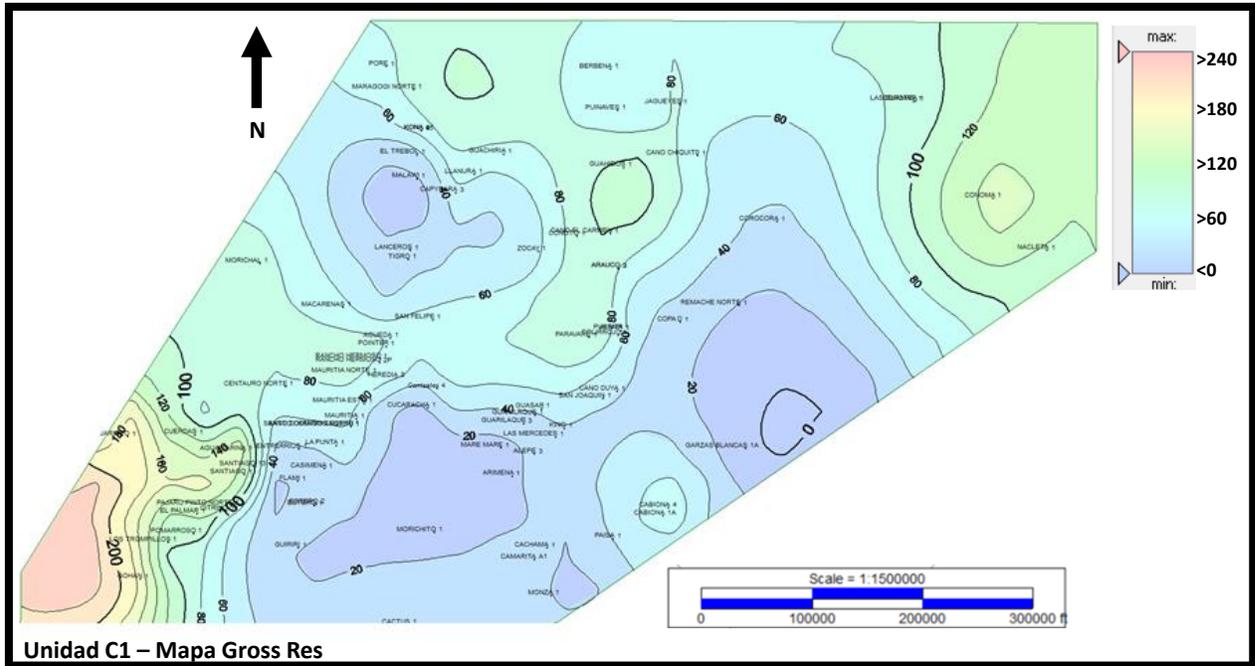
Nota. En el mapa se presentan los espesores del intervalo C1, en isocontornos cada 100 pies, en el área de evaluación.

El siguiente parámetro es el gross reservorio, que es el intervalo de arenas presentes en la Unidad C1, definido con un *cut off* de rayos gama de 60 unidades. En la Figura 45, se observa la distribución de las arenas en el área de trabajo en donde se aprecian valores por encima de los 50 pies de espesor en el sector noreste y todo el norte del área de estudio, al igual que en los alrededores del pozo Cabiona-1A; es importante resaltar que hacia el sector este se presentan

espesores menores de 50 pies de arenas y en algunos casos estas son muy delgadas. Hacia el suroccidente vuelve a presentarse un incremento del contenido de arenas, llegando hasta un máximo de 200 pies. En el área entre los pozos de Ojo de Tigre y Malawi, se presenta una disminución del contenido de arenas, menores de 50 pies.

Figura 45.

Mapa isócoro arenas gross Intervalo C1 de la Formación Carbonera



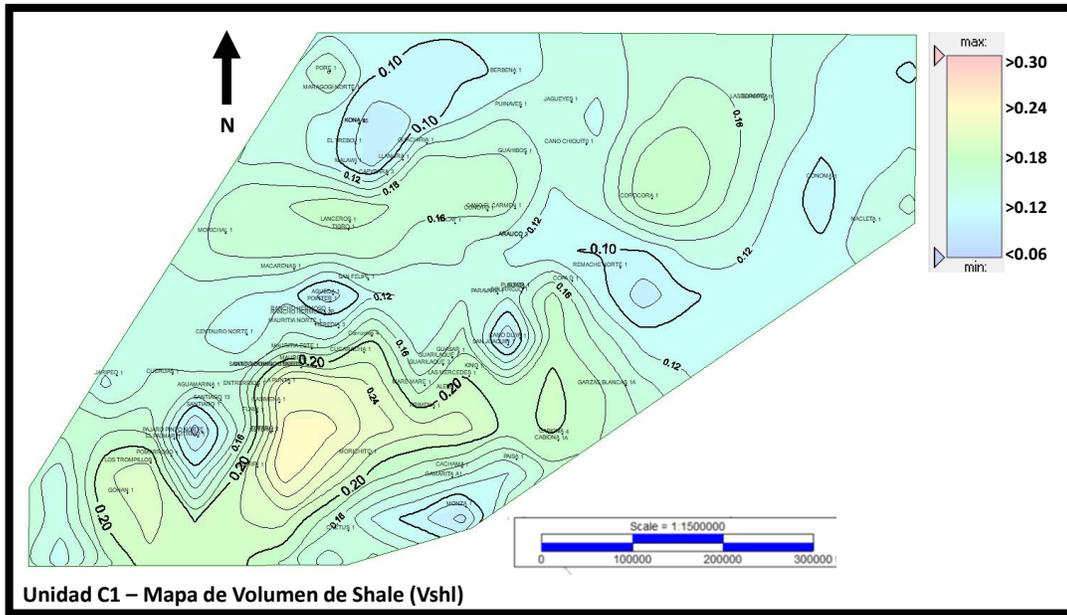
Nota. En el mapa se presentan los espesores del intervalo C1, en isocontornos cada 20 pies, en el área de evaluación.

A continuación, se presenta el mapa del volumen de shale presente en los intervalos arenosos, Figura 46, el cual se determinó a partir de los valores de rayos gama, donde se determinó el valor de lectura de rayos gama para una arena limpia de 30 u API, sin contenido de arcilla en su matriz y el valor de rayos gama en las arcillas (100 u API). A partir de esta relación se puede determinar qué tan limpia (sin arcilla) es la arena, que repercute en la calidad de la porosidad presente en la roca, también es un indicador del nivel de energía donde se depositó. Arenas con bajos contenidos de arcilla, se depositan en ambientes de alta energía, que solo deja depositar los granos grandes de las arenas y sigue transportando las arcillas.

En el mapa se aprecia que el volumen de shale en los intervalos arenosos es menor del 25%, predominando los valores más bajos, indicando que son arenas relativamente limpias, con poco contenido de arcillas, que no afectan significativamente a la porosidad.

Figura 46.

Mapa de isocurvas del volumen de shale en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. En el mapa se presentan los isovalores del volumen de shale del intervalo C1, en isocontornos cada .02. Los valores están en fracción.

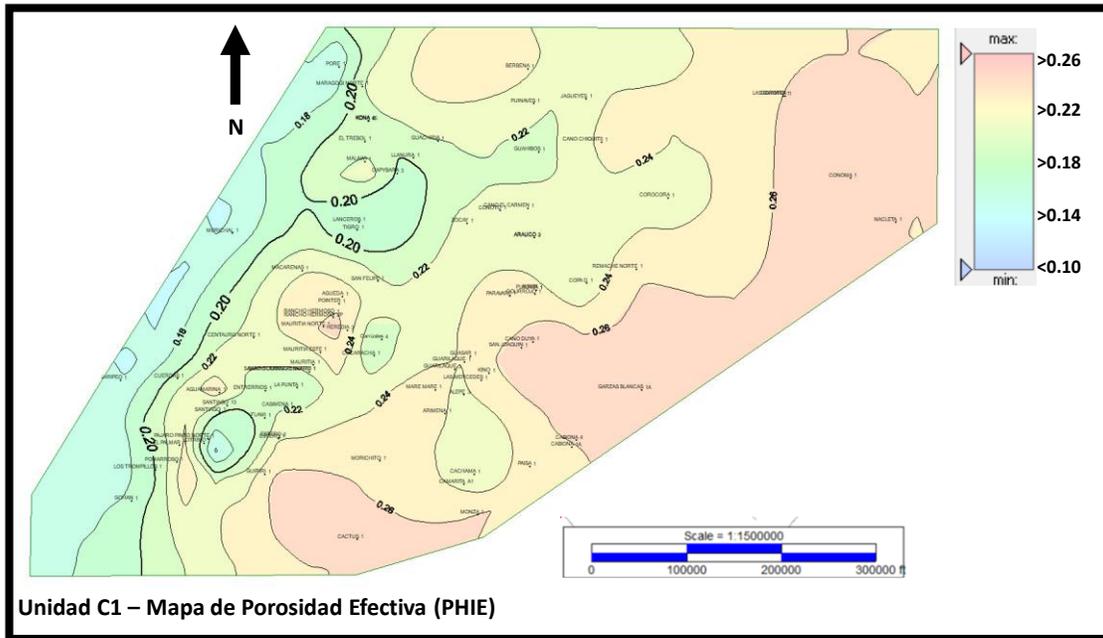
Se procedió a evaluar la porosidad presente en los intervalos arenosos, para ello se emplean las curvas de densidad y porosidad neutrón, obteniéndose porosidad densidad para matriz arenisca, luego porosidad aparente (promedio de la porosidad densidad y porosidad neutrón) y se le resta el efecto del volumen de shale para determinar porosidad efectiva, que es la empleada para realizar el mapa (figura 47) y evaluar el potencial almacenador del intervalo C1 de la Formación Carbonera.

La porosidad efectiva de esta unidad presenta los mayores valores en el sector oriental, que están por encima del 24%; estos valores disminuyen hacia el occidente, donde la roca está a una mayor profundidad, mayor roca de sobrecarga y seguramente el nivel energético donde se depositó puede ser de menor energía, llegando a valores hasta de 18%, que son valores que se clasifican como

buenos a muy buenos. Estos valores de porosidad son positivos para almacenar el CO₂ que se llegase a inyectar en él.

Figura 47.

Mapa de isovalores de porosidad efectiva en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera

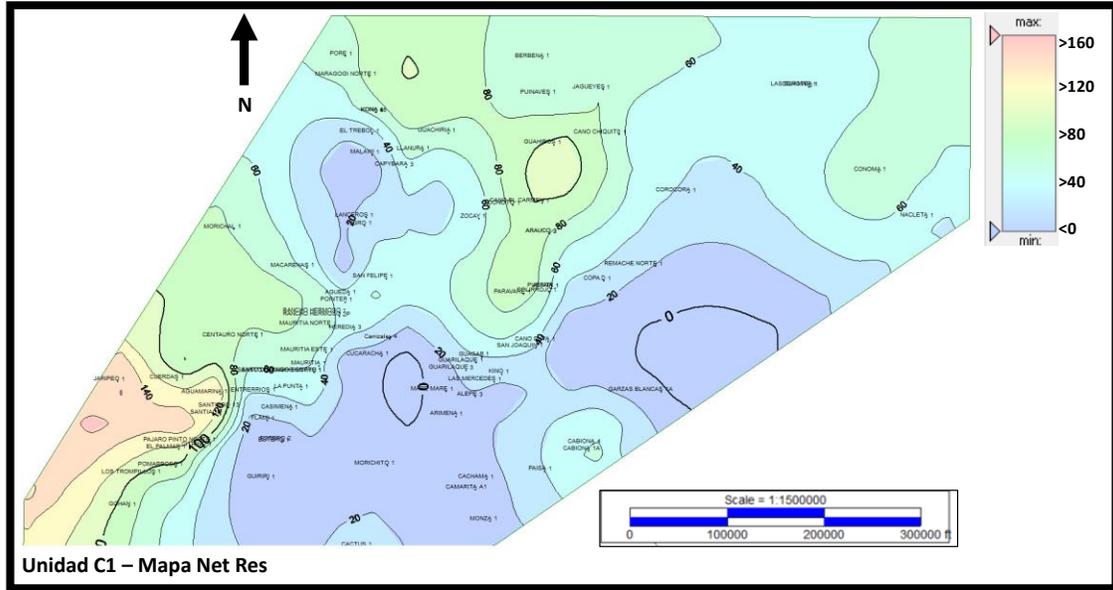


Nota. En el mapa se presentan los isovalores de la porosidad efectiva en fracción, del intervalo C1 de la Formación Carbonera.

Con los datos ya calculados de arenas presentes, volumen de shale y porosidad efectiva, se procedió a determinar el espesor de arena neta con las mejores características petrofísicas de almacenador, con un *cut-off* mayor a 10% de porosidad y menor a 30% de volumen de arcilla, con esos parámetros se realizó la figura 48. De este mapa se reconocen dos amplias áreas; la primera en la parte norte, con espesores mayores a 50 pies, que en algunos sectores logra alcanzar hasta 100 pies y la segunda en el sector suroccidental, también con espesores mayores a 50 pies y alcanza valores por encima de 140 pies. **Estas serían las áreas con las mejores características petrofísicas como roca reservorio.** Hay un área puntual en el sector oriental, alrededor del pozo Cabiona-1A, que presenta espesores mayores a los 50 pies, que debería ser evaluada con más información para ver su distribución.

Figura 48.

Mapa de isovalores de arena neta en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. En el mapa se presentan los isovalores de espesor de arena neta, del intervalo C1 de la Formación Carbonera. Los contornos están cada 20 es de espesor.

Otro parámetro importante es la permeabilidad y la mejor manera de determinarla es partir de análisis de laboratorio en muestras de núcleos o muestras de pared; sin embargo, cuando esta información no está disponible, por medio de la aplicación de fórmulas a partir de registros eléctricos se puede calcular (Timur por ejemplo, que fue el usado en este trabajo). El intervalo C1, de la Formación Carbonera, aunque tienen buenas características como reservorio y se ha perforado por muchos pozos, no es un productor de hidrocarburos en la cuenca, y ello se debe a la efectividad del sello a la base que es el intervalo C2, por esta razón son muy pocos los datos de muestras de pared y menos de núcleos convencionales, así como la disponibilidad de la información.

En la información disponible, se recopiló datos de porosidad y permeabilidad de muestras de pared en la Unidad C1 de la Formación Carbonera, en los pozos Las Garzas Blancas-1, Cabiona-2, Cabiona-4, Cabiona-11 y Dorotea Este-1, los cuales se muestran en la tabla 7 y en figura 49, donde se graficó la porosidad contra la permeabilidad en escala logarítmica.

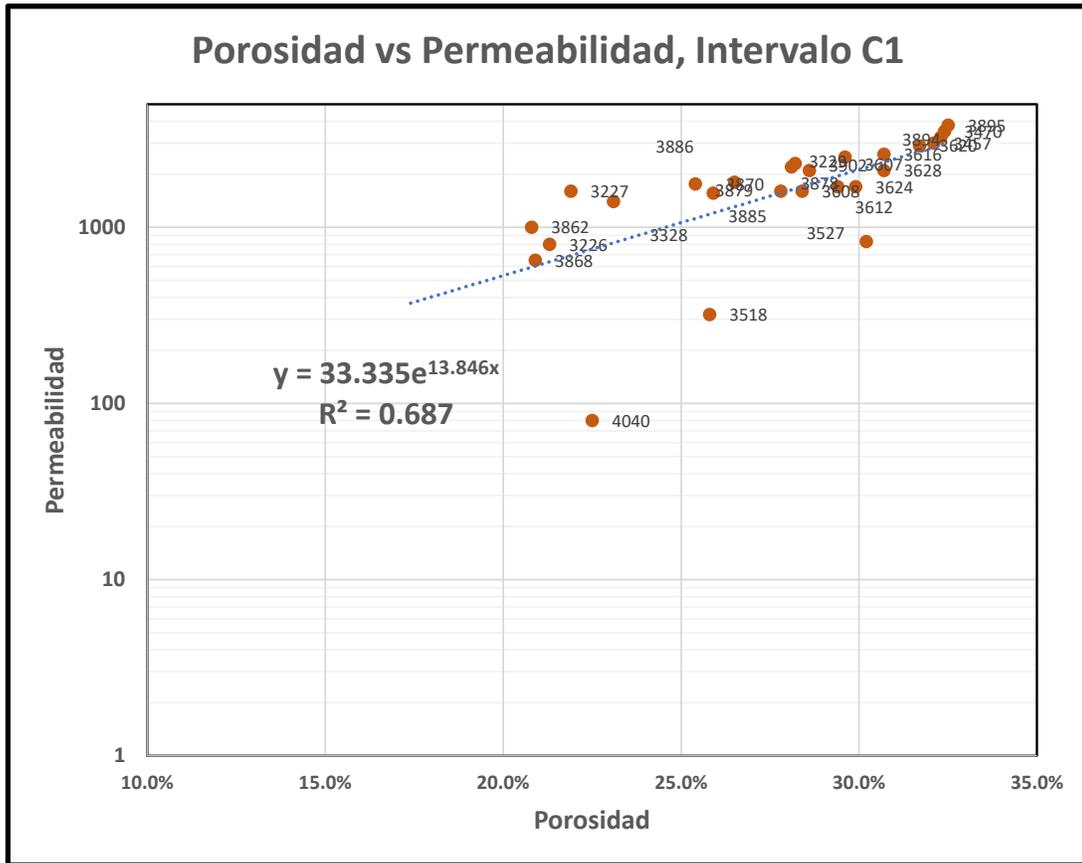
Tabla 7.*Valores de porosidad y permeabilidad a partir de muestras de pared de la unidad c1*

Pozo	Muestra	Porosidad	Kair (mD)
Las Garzas Blancas 1	3226	21.3%	800
	3227	21.9%	1600
	3328	23.1%	1400
	3229	28.1%	2200
Cabiona 2	3853	17.5%	
	3854	17.4%	
	3862	20.8%	1000
	3868	20.9%	650
	3870	25.9%	1560
	3878	27.8%	1600
	3879	25.4%	1760
	3885	26.5%	1800
	3886	28.2%	2300
	3902	28.6%	2100
Cabiona 4	3457	32.1%	3000
	3470	32.4%	3500
	3894	32.30%	3250
	3895	32.50%	3800
	3518	25.80%	320
	3527	30.20%	830
Cabiona 11	3607	29.60%	2500
	3608	28.40%	1600
	3612	29.40%	1700
	3616	30.70%	2600
	3620	31.70%	2900
	3624	29.90%	1700
	3628	30.70%	2100
Dorotea Este 1	4040	22.50%	80.0

Nota. En esta tabla se muestran los valores de porosidad y permeabilidad determinados en laboratorio a partir de muestras de pared del intervalo C1 de la Formación Carbonera en varios pozos del área.

Figura 49.

Gráfica semilogarítmica de porosidad contra permeabilidad en el intervalo C1 de la Formación Carbonera



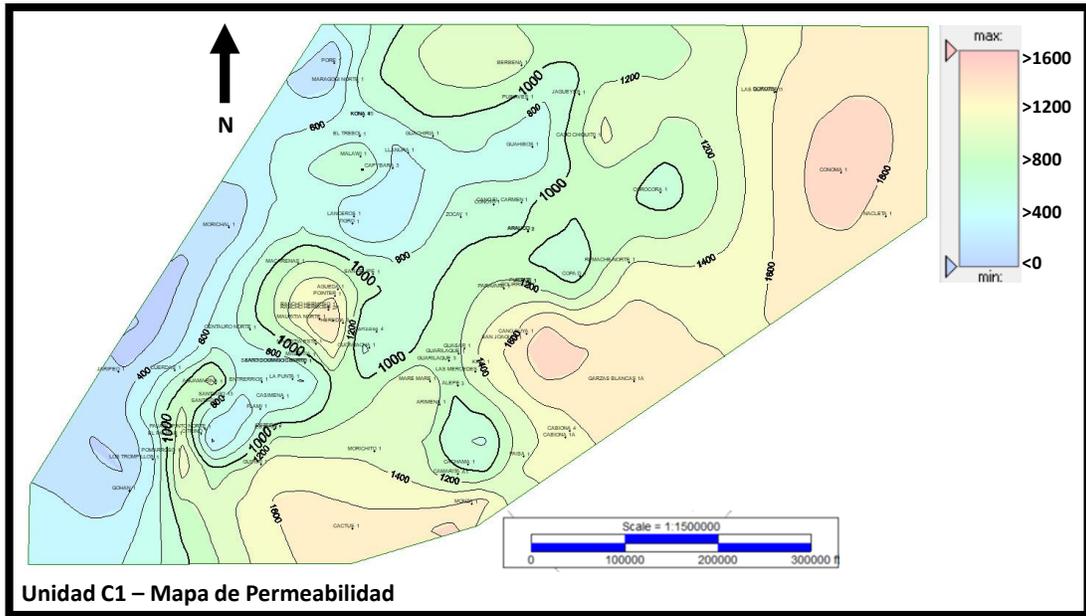
Nota. Gráfico semilogarítmico de porosidad contra permeabilidad a partir del análisis de muestras de pared en el intervalo C1 de la Formación Carbonera.

La información proveniente de las muestras de pared, así como la distribución que presentan el gráfico semi logarítmico de porosidad contra permeabilidad, coinciden tanto con los valores determinados de porosidad como de permeabilidad para esta unidad a partir de los registros eléctricos, indicando que la metodología utilizada para ello es coherente con los datos reales de los análisis de laboratorio en muestras de pared tomados en la Unidad. Los pozos con información de muestras de pared se localizan en el sector oriental del área de estudio.

En el mapa de permeabilidad de esta unidad (figura 50), los valores aumentan de occidente a oriente, de valores de 400 milidarcies a 1600 milidarcies, indicando que en toda el área los valores cualitativamente son de muy buenos a excelentes.

Figura 50.

Mapa de isovalores de permeabilidad en miliDarcys en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. En el mapa se presentan los isovalores de permeabilidad, del intervalo C1 de la Formación Carbonera. Los contornos están cada 200 miliDarcys.

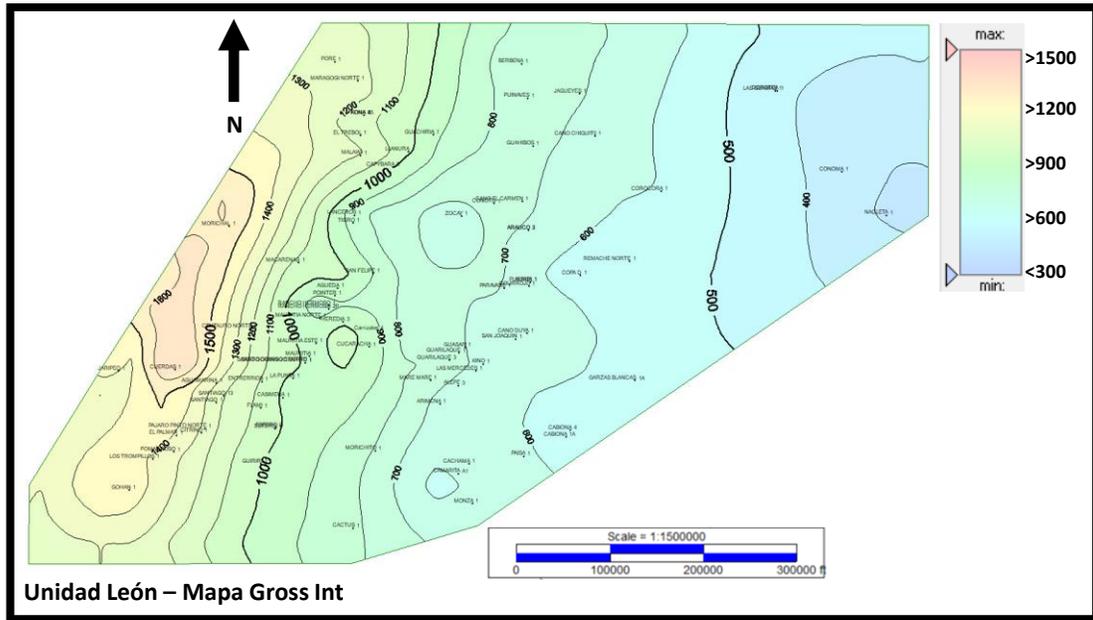
3.2.6. Modelo Petrofísico Sello

Para el intervalo sello, que en este caso es la Formación León, además de las características litológicas de la unidad, que ya se analizaron, un factor importante es el espesor de la unidad y la distribución de las mismas facies litológicas; las cuales se analizan con el mapa isócoro de la unidad de la relación entre el limo y la arcilla presente en la unidad.

El mapa isócoro que corresponde a los espesores perforados de la unidad (figura 51), sin corrección por desviación del pozo ni buzamiento de las capas (en la zona poco plegada de la cuenca de los Llanos Orientales es muy pequeña esta corrección debido a la horizontalidad de los estratos), se caracteriza por presentar un incremento del espesor de oriente a occidente, de 300 a 1800 pies, esto es un incremento relativamente uniforme, y suave en el sector oriental, con las líneas de contornos con un mayor espaciamiento, mientras que en el sector occidental están más juntas indicando que hay un aumento en el espesor de las mismas, mayor que en el sector occidental.

Figura 51.

Mapa isócoro Formación León

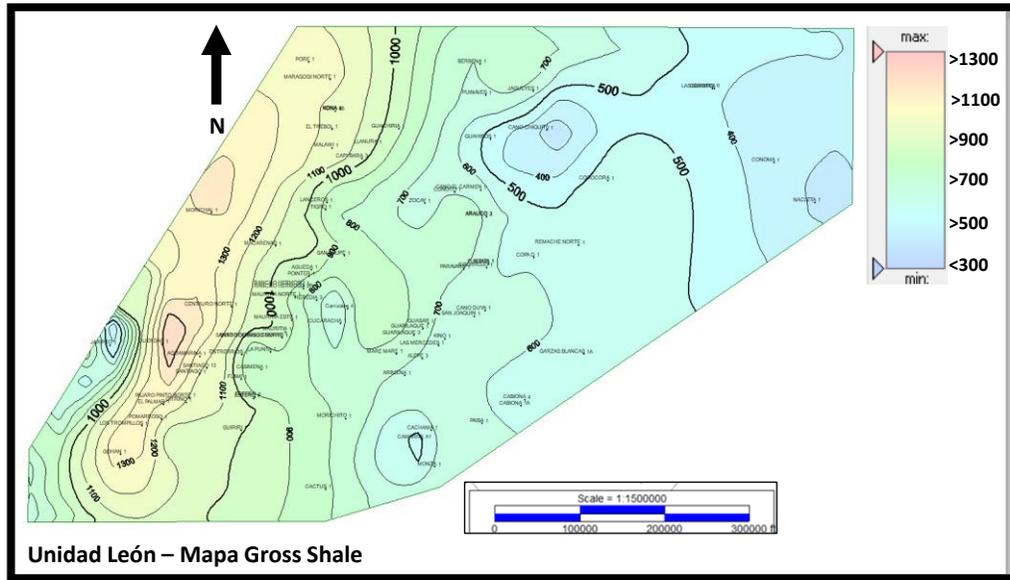


Nota. En el mapa se presentan los espesores de la Formación León, en isocontornos cada 100 pies, en el área de evaluación.

Otro parámetro es la continuidad de la facies de la Formación León; en el registro de rayos gama, esta unidad tiene valores en la mayoría del área por encima de las 100 unidades API, lo que significaría que es un intervalo arcilloso, caracterizado por la presencia de materiales radioactivos asociados a las arcillolitas, depositado en un ambiente sedimentario característico, aguas tranquilas, poco agitadas, el color oscuro de ambientes anóxicos, se intentó ver una diferenciación en estas condiciones y cartografiar el espesor de las facies con más de 100 unidades API del registro de rayos gama y este mapa (Figura 52), es muy similar al del espesor total de la unidad, con sutiles variaciones, lo cual indica que la facies es muy continua por toda el área de evaluación, con las mismas condiciones como roca sello.

Figura 52.

Mapa isócoro facies arcillolíticas de la Formación León



Nota. En el mapa se presentan los espesores de la facies arcillolítica (GR con valores mayores a 100 u API) de la Formación León, en isocontornos cada 100 pies de espesor, en el área de evaluación.

3.2.7. Interpretación paleoambiental

A partir de los diferentes productos generados en la parte de estratigrafía como son las correlaciones de los diferentes topes de las unidades de interés, correlaciones estratigráficas, patrones de electrofacies, mapas de electrofacies, características petrofísicas, mapas de diferentes características de las formaciones analizadas e información regional estratigráfica, se hizo una interpretación paleoambiental semi-regional de las unidades involucradas en esta evaluación y fue realizada de base a techo.

En el trabajo de Edward Duarte, et al. [24], a partir de información de superficie, pozos, sísmica y palinología, reconocen dos eventos de incursión marina sincrónicas en la cuenca de los Llanos Orientales, el inferior corresponde al Mioceno temprano-medio, que es equivalente litológicamente a la Unidad C2 de la Formación Carbonera y el otro correspondiente al Mioceno medio y equivalente litológicamente a la Formación León.

Unidad C2, de la Formación Carbonera: es un intervalo dominado por arcillolitas, laminada, de colores verdosos a claros y grises a grises claros, con delgadas intercalaciones. En el trabajo de Duarte et al. [24], el ambiente de depósito determinado es un “centro de lago profundo con aguas marinas”, que coincide con la interpretación de los autores: electrofacies irregular arcillas, muy continua por toda el área sin mayores variaciones.

Unidad C1, de la Formación Carbonera: es un intervalo compuesto por intercalaciones de arena cuarzosa y arcillolita de color gris claro y tonos rojizos; hacia la base de la unidad la arcillolita se torna de color verdoso, a lo largo de toda la unidad se presentan intercalaciones de lutita y hacia la parte media se observan algunos niveles de limolita. En el trabajo de Duarte et al. [24], el ambiente de depósito determinado es de “progradaciones en sistemas de margen de lago a planicies continentales”. De acuerdo con la distribución de electrofacies, los colores grises claros a rojizos de las intercalaciones arcillosas, la posición entre la unidad C2 y la Formación León, esta unidad muy seguramente representa unas condiciones fluvio deltaicas, donde las condiciones de alta energía están representadas por las electrofacies cilíndricas, que predominan hacia la parte oriental del área de estudio y las condiciones de baja energía de llanuras hacia la parte occidental.

Formación León: es un espeso intervalo de arcillolitas, laminadas, de tonalidades grises y verdosas, laminadas. En el trabajo de Duarte et al. [24], el ambiente de depósito determinado es un “centro de lago profundo con aguas marinas a margen de lago”, que coincide con las características de las electrofacies identificadas en el presente proyecto, donde solo se reconoció una electrofacies irregular arcillas, muy continua por toda el área sin mayores variaciones, a excepción de algunas delgadas intercalaciones de areniscas presentes en unos pocos pozos, que puede estar corroborando la interpretación de margen de lago.

3.3. Interpretación Sísmica

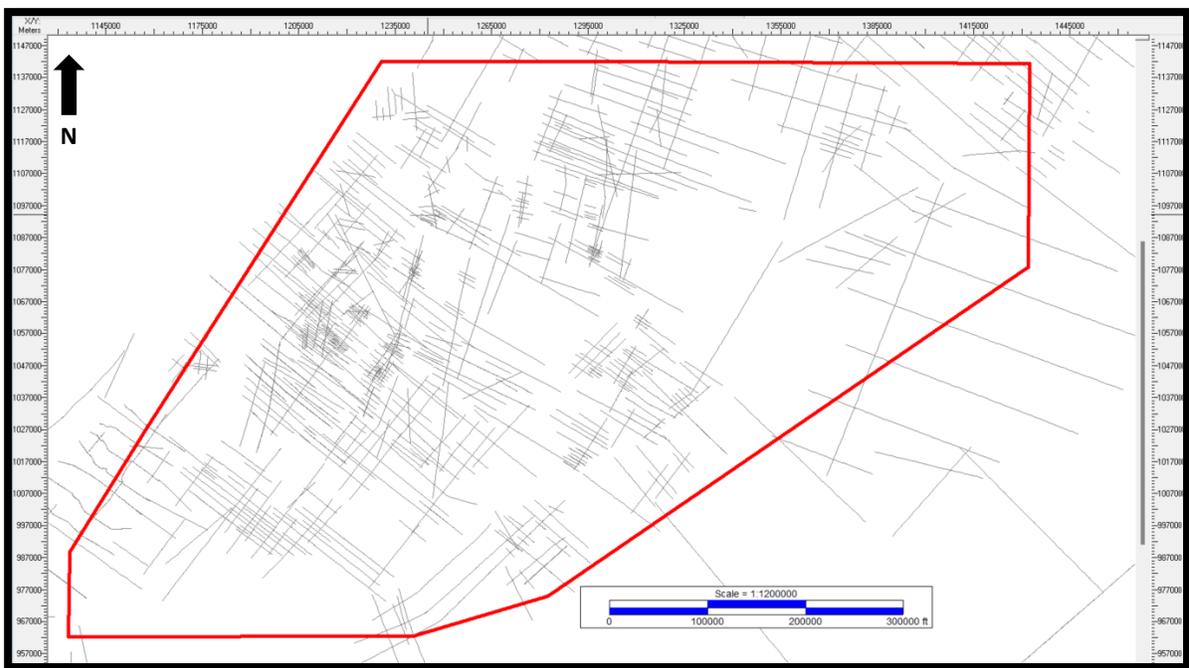
El objetivo de la interpretación sísmica es lograr tener el modelo estructural en el área del proyecto y poder generar mapas en profundidad ajustados con los topes de los pozos interpretados, para los topes de la Formación León y Carboneras: unidades C1 y C2 con el fin de crear el armazón en el

modelo estático y poblarlo. La metodología desarrollada fue descrita anteriormente en la sección correspondiente.

En la figura 53 se presenta la información sísmica 2D cargada en el proyecto, a la cual se le hizo control de calidad con el fin de iniciar la interpretación, igualmente se realizó el cargue de los pozos, cerca de 100, distribuidos en toda el área de trabajo (figura 54), con sus respectivos topes y datos para poder realizar el amarre tiempo-profundidad y posterior generación del modelo de velocidad para la conversión final de la estructura. Un ejemplo de estos amarres sísmica-pozo se presenta en la figura 55, entre los pozos de Guarilaque-1 y 3. Se observa el buen amarre que existe entre los topes identificados en los pozos y los reflectores en la línea sísmica.

Figura 53.

Mapa con la información sísmica cargada en el proyecto



Nota. En el mapa se observa la distribución de la información sísmica cargada para realizar la interpretación, cerca de 5,000 km de sísmica 2D.

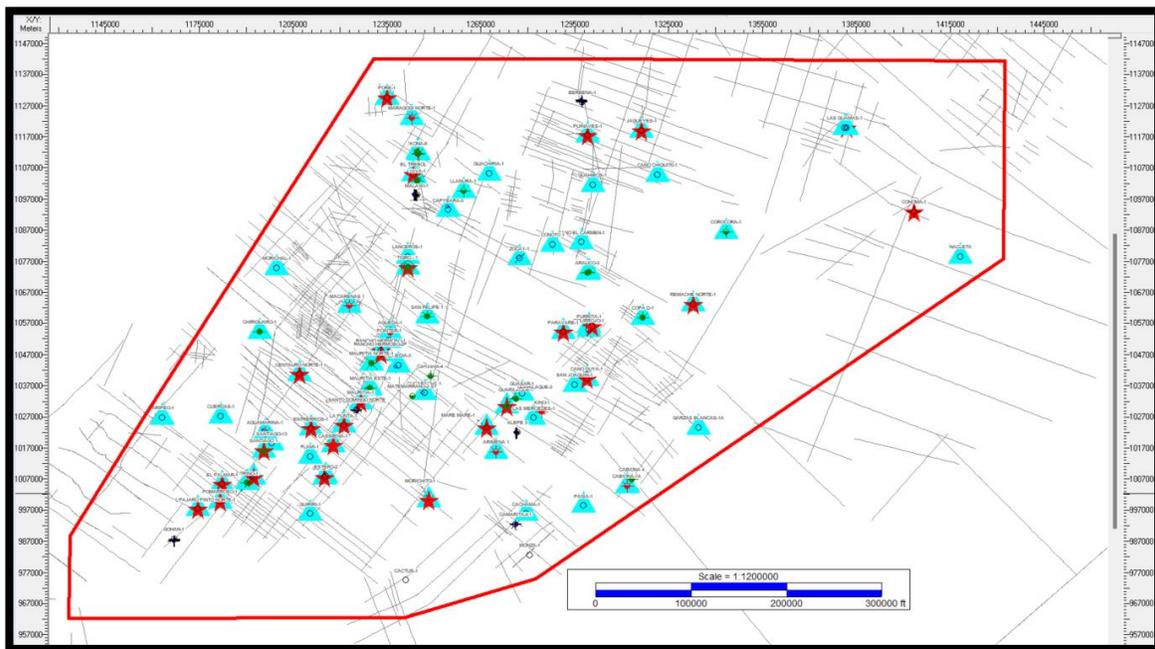
De la Formación León se aprecia como toda la unidad se caracteriza por un intervalo de bajas frecuencias, muy poca continuidad de los eventos, esto es muy característicos de intervalos lutíticos, sin intercalaciones de sedimentos con muchos contrastes entre ellos. La unidad C1, sí es

un evento de una reflexión fuerte característica, fácilmente correlacionable por ser el primer evento después de esa zona “sorda” correspondiente a la Formación León, lo cual genera un buen contraste entre ellas.

Para entender el comportamiento en la cuenca de las unidades de interés, se presentan 4 secciones sísmicas compuestas (figura 56), dos en la dirección de rumbo (líneas 1-1' y 2-2') una hacia el occidente (Figura 57) en la parte más profunda de la cuenca y otra en la zona menos profunda (figura 58), y dos en la dirección de buzamiento (líneas A-A' y B-B'), una en parte norte (figura 59) y otra en el sur (Figura 60). En ellas se reconoce claramente los topes de las Formación León y C1 de la Formación Carbonera; la zona de baja amplitud y reflectores discontinuos de la Formación León.

Figura 54.

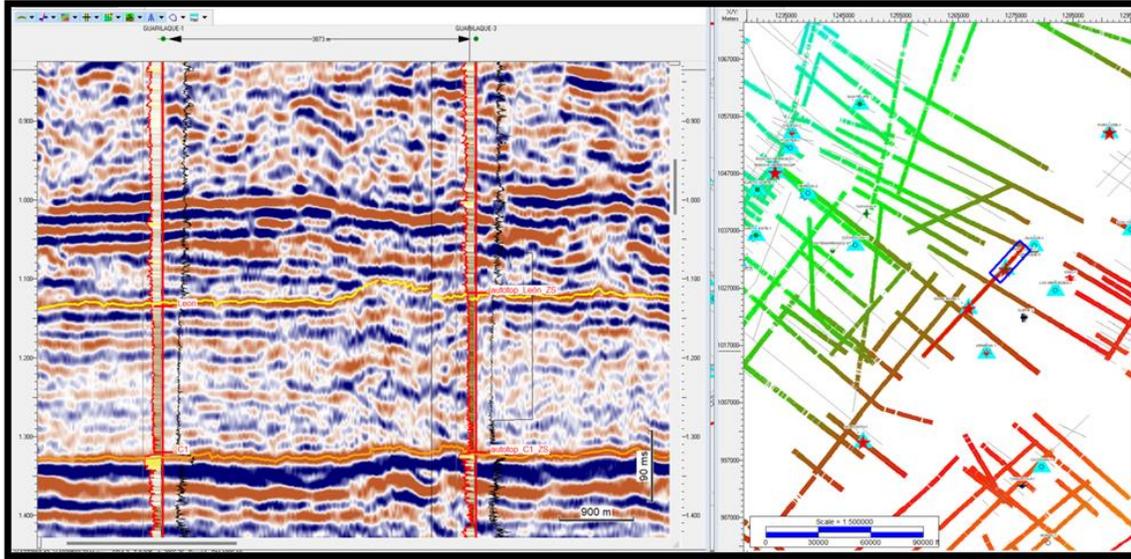
Mapa con la información sísmica y pozos empleados en la interpretación



Nota. En el mapa se observa la distribución de la información sísmica y de pozos cargado para realizar la interpretación, cerca de 5,000 km de sísmica 2D y un aproximado de 100 pozos.

Figura 55.

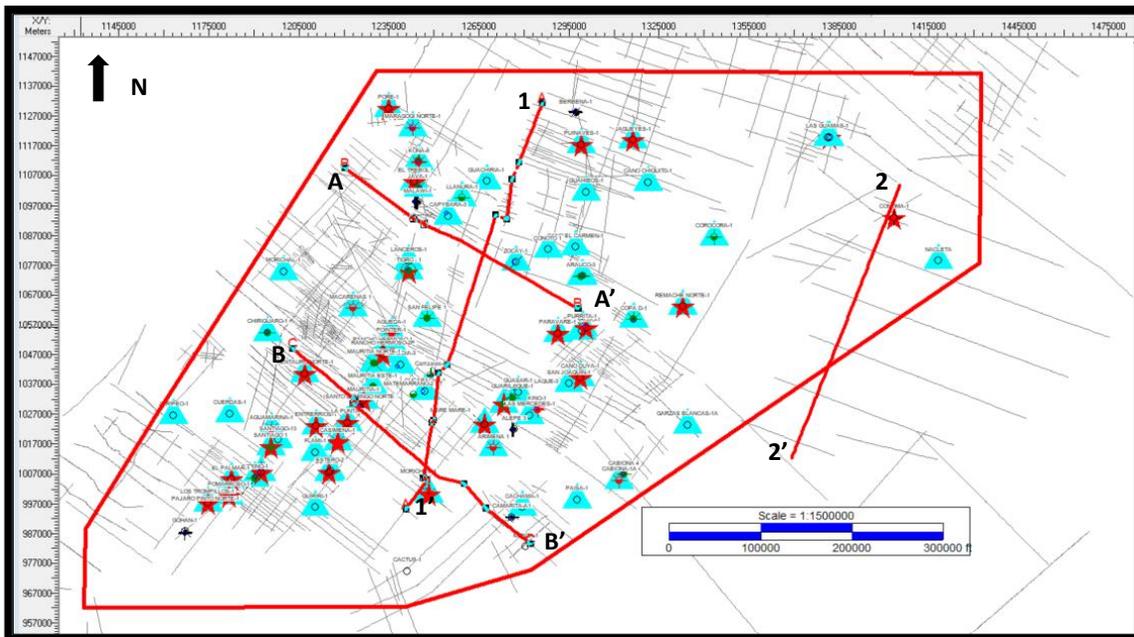
Línea sísmica y amare con los Pozos Guarilaque 1 y 3



Nota. En la línea sísmica se observa el buen amare con los pozos Guarilaque 1 y 3 y el carácter sísmico de la Formación León y el tope de la Formación Carbonera, Unidad C1.

Figura 56.

Localización de las 4 secciones sísmicas compuestas

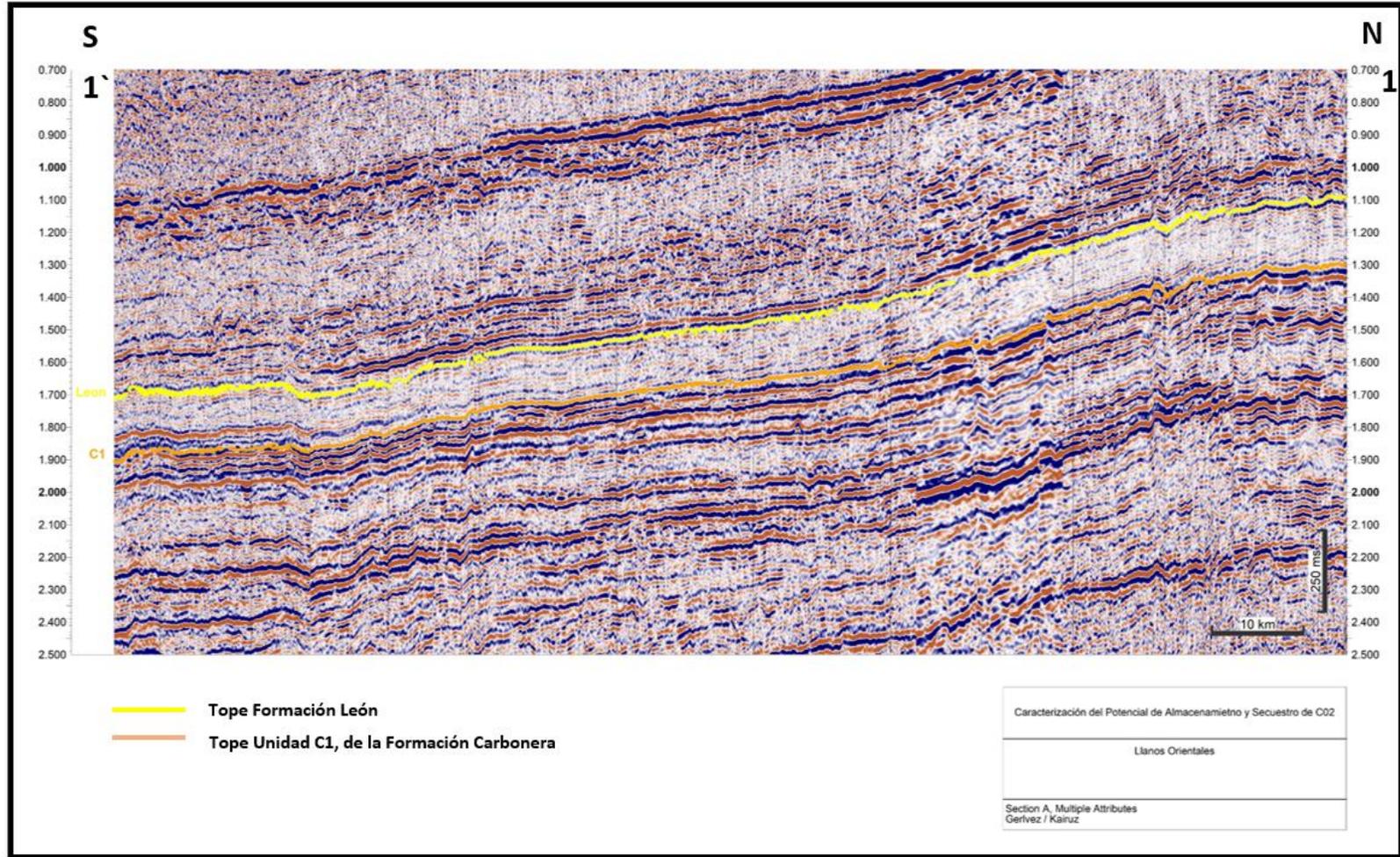


Nota. En el mapa se presentan las 4 secciones sísmicas regionales realizadas, detallando el comportamiento de la Unidad C1 de Carbonera y la Formación León.

De estas líneas sísmicas se puede concluir, el buzamiento regional hacia el occidente, afectado por fallas de muy poco salto (sutiles), que no implican un riesgo en la integridad del sello de la Formación León y seguramente el plano de falla en esta unidad debe ser sello; estas características de la formación confirman su carácter de sello regional. En la Unidad C1, también el salto es pequeño, y es posible que se comporte como una unidad continua, no compartimentalizada (se recomienda detallar al momento de definir un lead o un prospecto con objetivo de inyección de CO₂). El buzamiento regional de toda la secuencia se debe al engrosamiento hacia la Cordillera de la Formación Guayabo.

Figura 57.

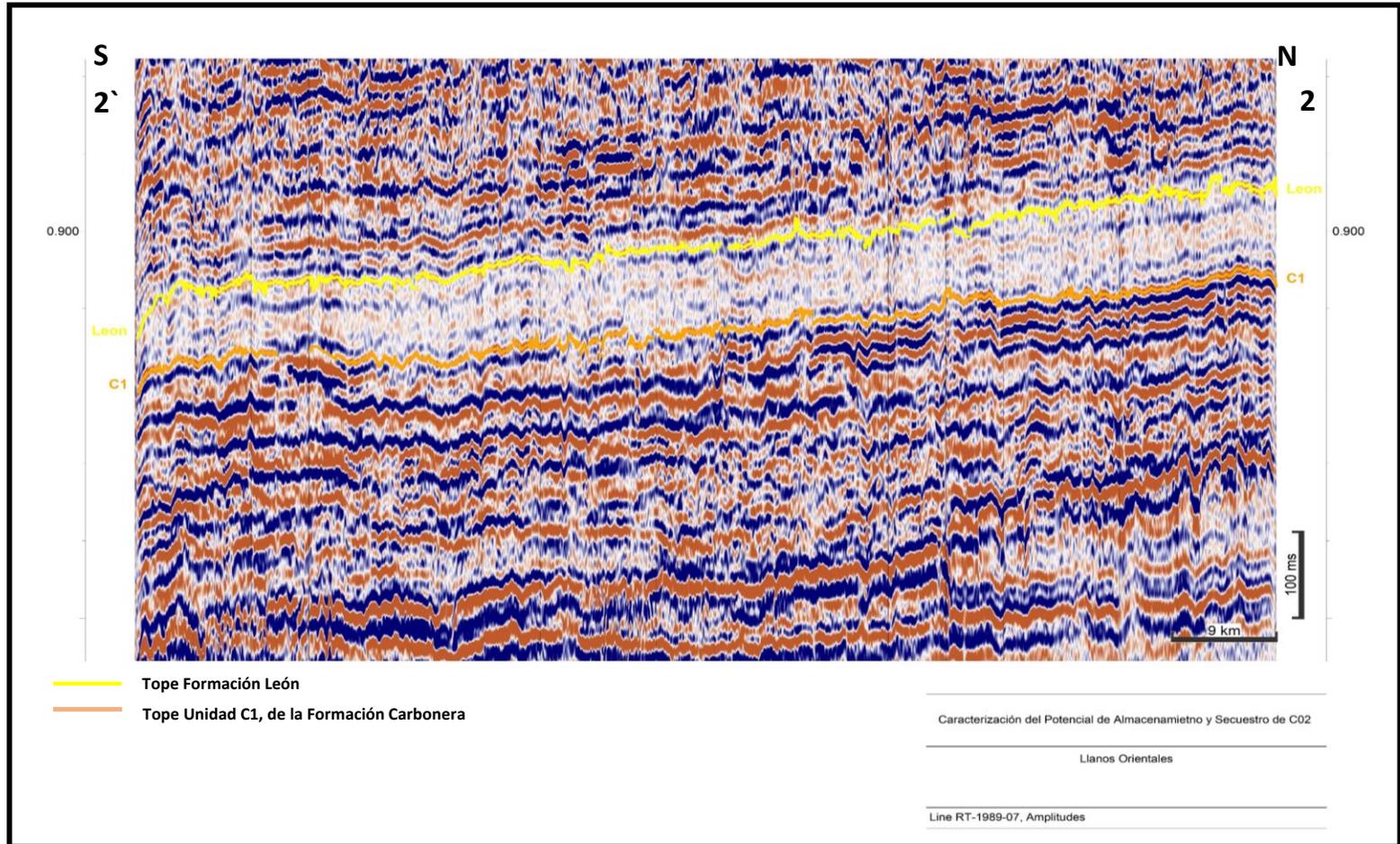
Línea sísmica regional 1'-1, de dirección S-N



Nota. Sección sísmica regional S-N, en la parte occidental para detallar el comportamiento de las unidades de interés.

Figura 58.

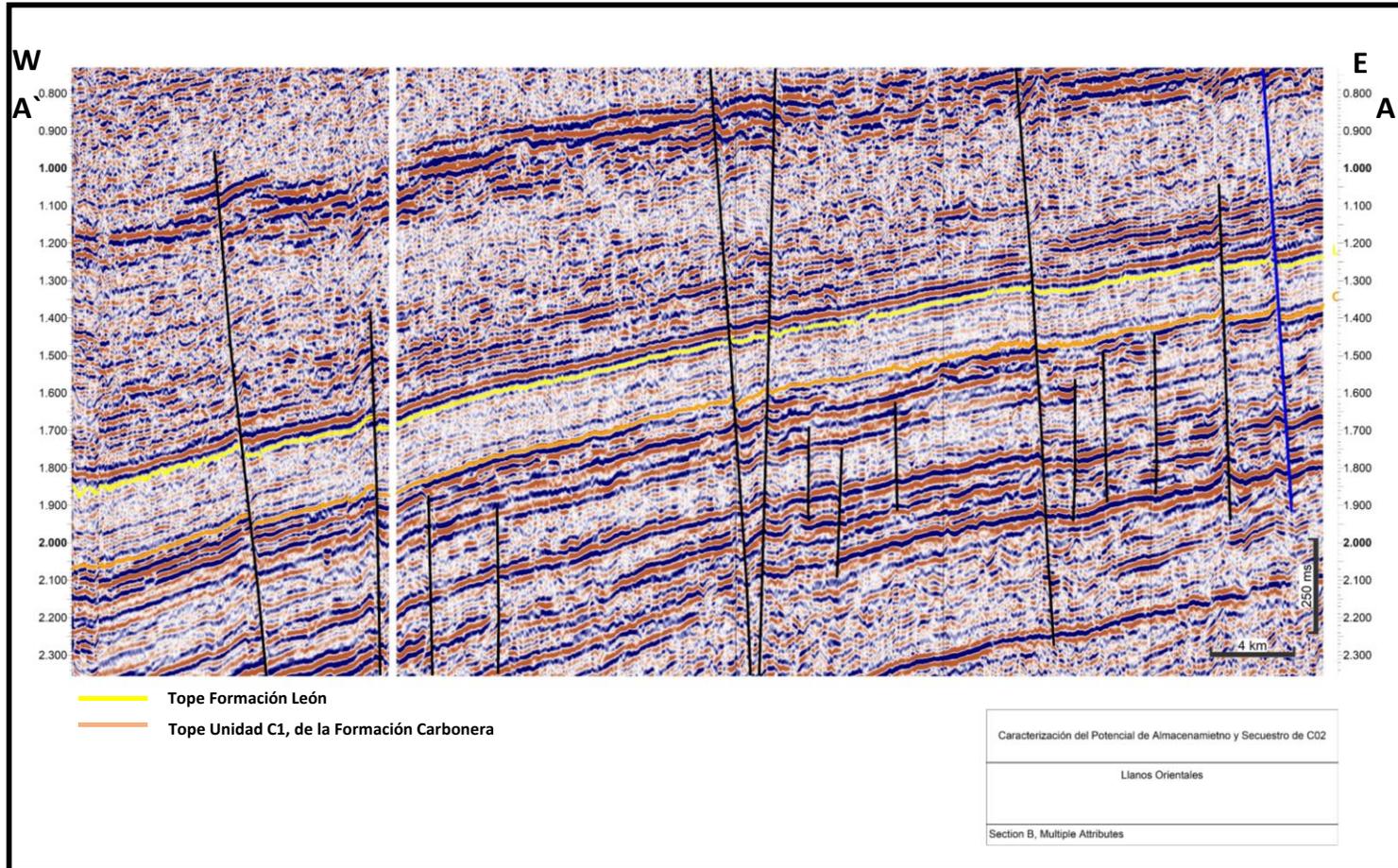
Línea sísmica regional 2'-2, de dirección S-N



Nota. Sección sísmica regional S-N en la parte oriental para detallar el comportamiento de las unidades de interés.

Figura 59.

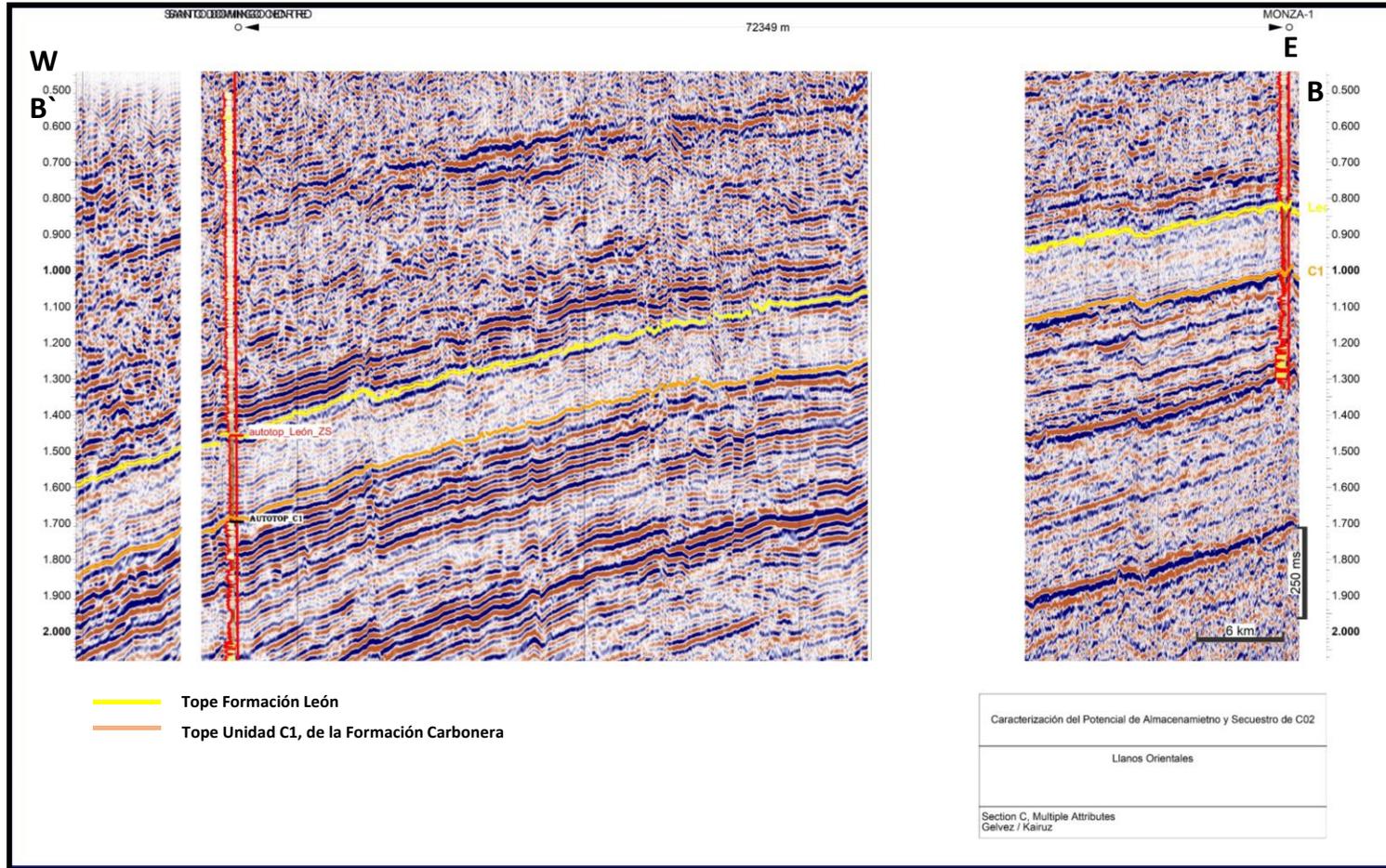
Línea sísmica regional A-A', de dirección W-E



Nota. Sección sísmica regional W-E en la parte norte para detallar el comportamiento de las unidades de interés.

Figura 60.

Línea sísmica regional B'-B, de dirección W-E



Nota. Sección sísmica regional W-E en la parte sur para detallar el comportamiento de las unidades de interés

3.4. Modelo Estático

A continuación, se hace una rápida descripción de la generación del modelo estático, del área en evaluación y los principales resultados logrados con él. Es importante recordar que los parámetros de entradas a este modelo son el producto de la interpretación estratigráfica, petrofísica y sísmica, generados en los capítulos anteriores.

3.4.1. Datos de entrada y control de calidad

Un aspecto importante para realizar el modelo estático es el control de calidad de la información, las unidades con las cuales se generó el proyecto (distancia, profundidad) y con las que fueron cargadas al momento de realizar el modelamiento, así mismo que las curvas de los registros eléctricos en los diferentes pozos tengan los mismos nombres (nemónicos), al igual que los topes. Aunque se tenga cuidado en esto, generalmente en el proceso hay algún error en un nombre de curva, unidades, aspectos que ocasionan retrasos en la fase de construcción del modelo. Los principales datos de entrada en este caso fueron:

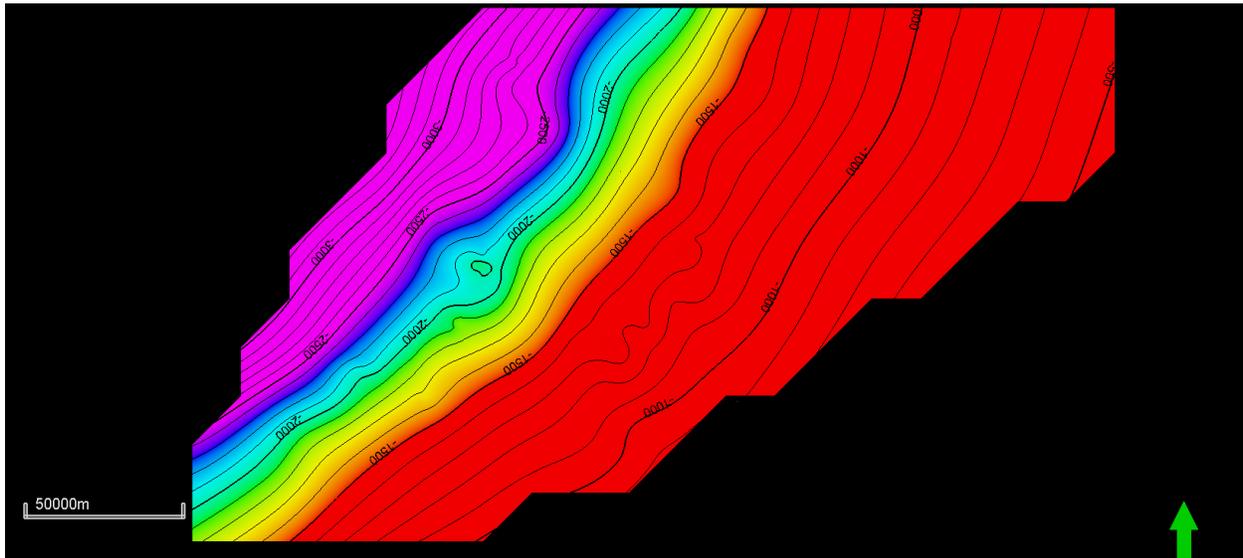
- Información de pozos: nombres de pozos, coordenadas, elevaciones de la mesa rotaria, desviaciones, topes de las unidades de interés y curvas básicas de los registros eléctricos.
- Información petrofísica: Curvas de porosidad efectiva, permeabilidad, volumen de arcilla y principales características de las facies a interpretarse.
- Información sísmica: líneas sísmicas en tiempo, interpretación sísmica de los horizontes de interés y mapas en profundidad de las unidades a modelar.

3.4.2. Modelamiento en profundidad

A partir de la interpretación de la sísmica al tope del intervalo C1 y C2 en tiempo, convertidas a profundidad, utilizando los datos de los 87 pozos involucrados en el proyecto, se generaron los mapas en profundidad de estos dos horizontes (figuras 61 y 62,). Estas dos unidades forman parte de un gran homoclinal con rumbo NNE y buzamiento SSE y corresponden a un área de 36,665 km².

Figura 61.

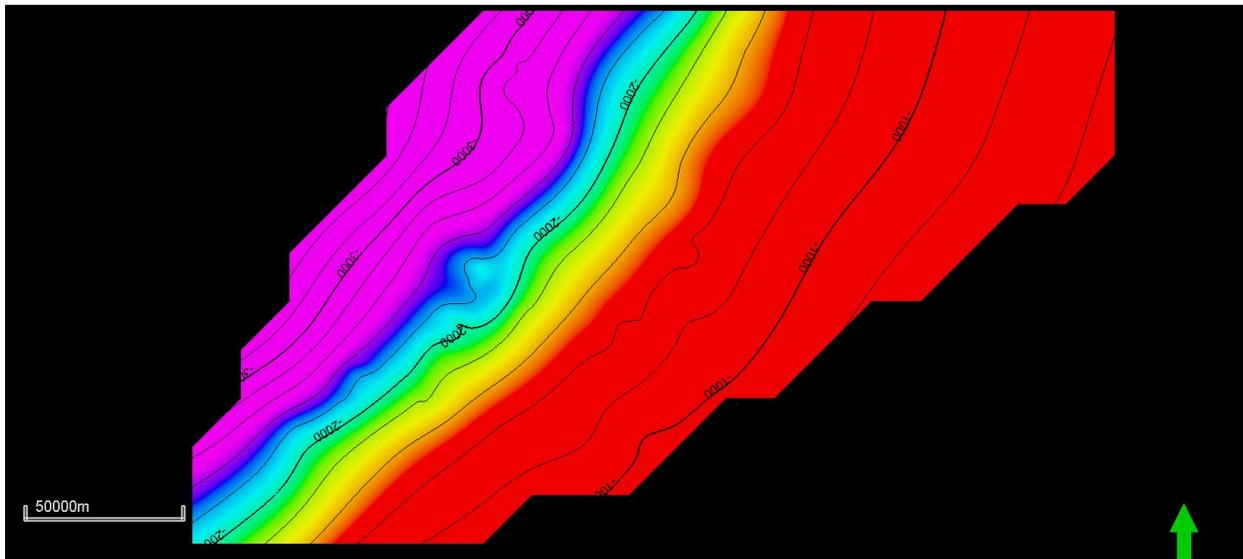
Mapa en profundidad al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. Corresponde al mapa en profundidad bajo el nivel del mar al tope del intervalo C1 de la Formación Carbonera, líneas de contornos cada 100 metros.

Figura 62.

Mapa en profundidad al tope del Intervalo C2 de la Formación Carbonera



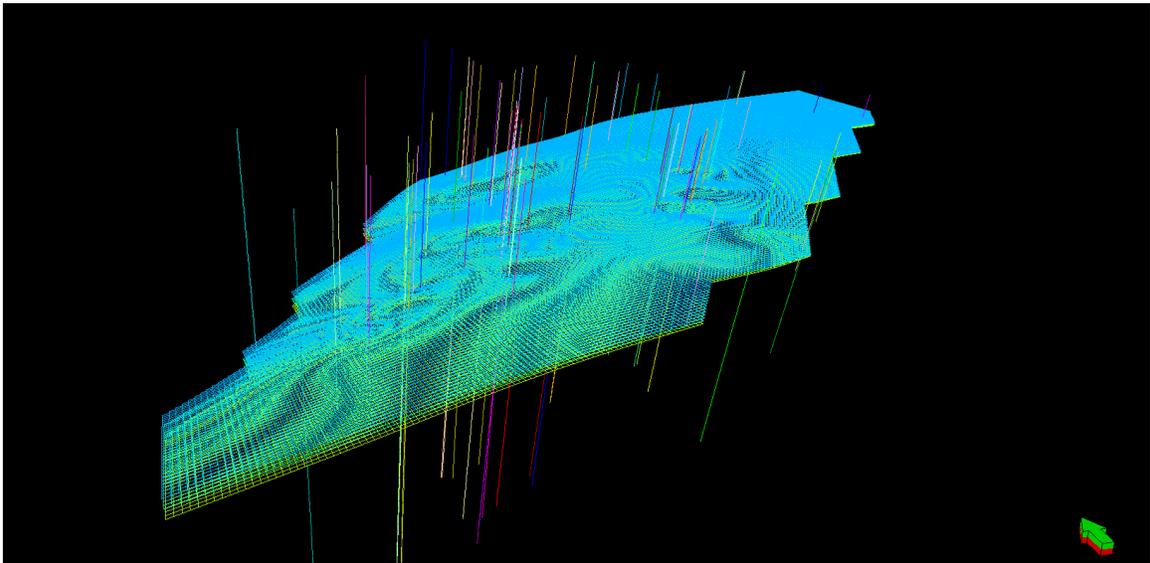
Nota. Corresponde al mapa en profundidad bajo el nivel del mar al tope del intervalo C2 de la Formación Carbonera, líneas de contornos cada 100 metros.

Para definir el tamaño de la malla se procedieron a realizar varios modelamientos con dimensión de la malla (grid) diferentes y después de un análisis del área involucrada, número de pozos

disponibles, distancia entre ellos y capacidad de procesamiento del equipo, se escogió al final una cuadrícula de 1 X 1 kilómetros; se observó que, al ser un modelo regional, no se localizaron dos pozos en la misma cuadrícula. Como resultado se obtiene un esqueleto de la malla (grid), por una base de tres mallas, La figura 63, es un ejemplo de esta malla, es la armazón para todo el modelamiento. El tamaño del grid fue de 4.346.820 celdas (Grid cell 285 * 164 *93). En esta grilla, es donde se realizará el poblamiento discreto de las facies.

Figura 63.

Mapa del esqueleto de la malla para realizar el modelamiento



Nota. En el mapa se presentan el esqueleto de la armazón para realizar el modelamiento, que comprende el tope de la Unidad C1, la base y una capa intermedia que genera el programa. El tamaño de la cuadrícula es de 1 X 1 kilómetros.

3.4.3. Escalamiento de facies

Como se pudo determinar en la interpretación petrofísica, en la identificación de electrofacies y generación de transectas estratigráficas, el registro de rayos gama define claramente las facies a generarse. Por estar en una secuencia siliciclásticas con tres tipos litológicos principales (arenas limpias, limos y arcillas), se seleccionaron los parámetros de la tabla 8 para definir estas facies en el software por pozo, de acuerdo con el comportamiento del registro de rayos gama y la figura 64, es un ejemplo en tres pozos de cómo se identifican estas facies.

Tabla 8.

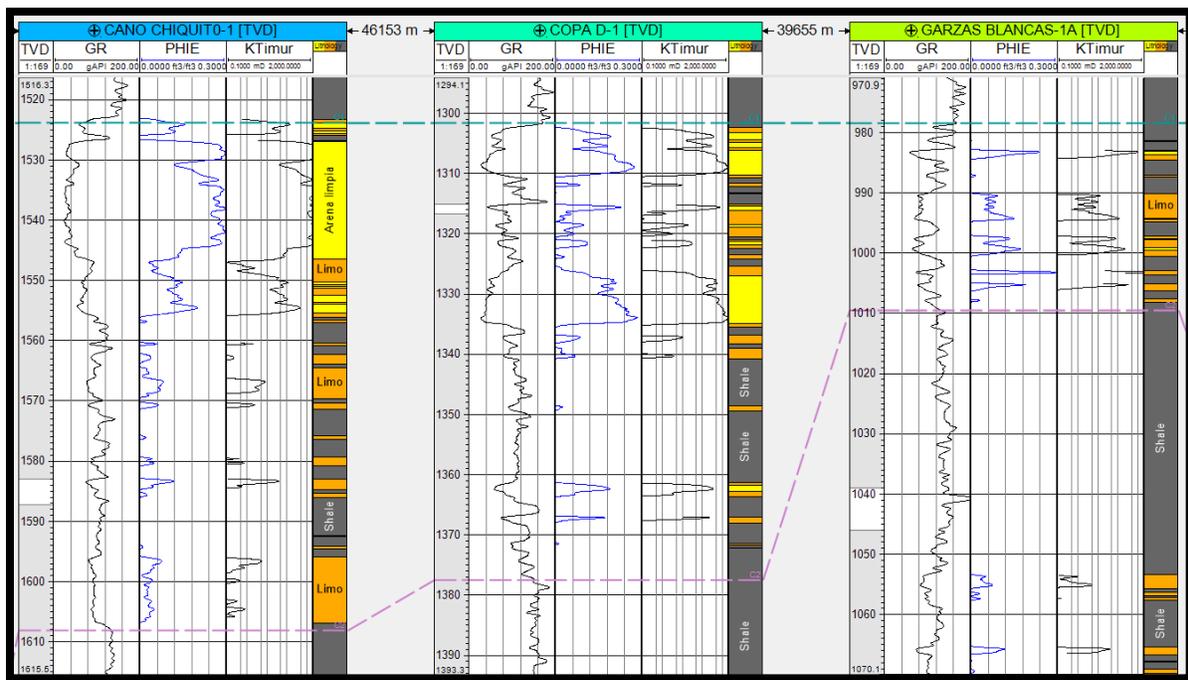
Litofacies identificadas y sus parámetros para definirlas en unidades de rayos gama

Litofacies	Nombre	Condicional
0	Areniscas porosas	$GR \leq 70^{\circ}API$
1	Limos	$70 < GR < 100^{\circ}API$
2	Arcillas	$GR \geq 100^{\circ}API$

Nota. Tabla de las electrofacies identificadas y sus parámetros según los registros eléctricos para la Unidad C1, potencial almacenador.

Figura 64.

Figura de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, con las litofacies determinadas



Nota. En esta figura se hace una correlación de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, donde se presentan las litofacies definidas a partir de comportamiento del registro de rayos gama para la unidad C1 de la Formación Carbonera.

3.4.4. Información petrofísica

Como resultado de la interpretación petrofísica, discutida y documentada en la sección correspondiente a ese tema, se generaron las curvas de porosidad efectiva corregidas por

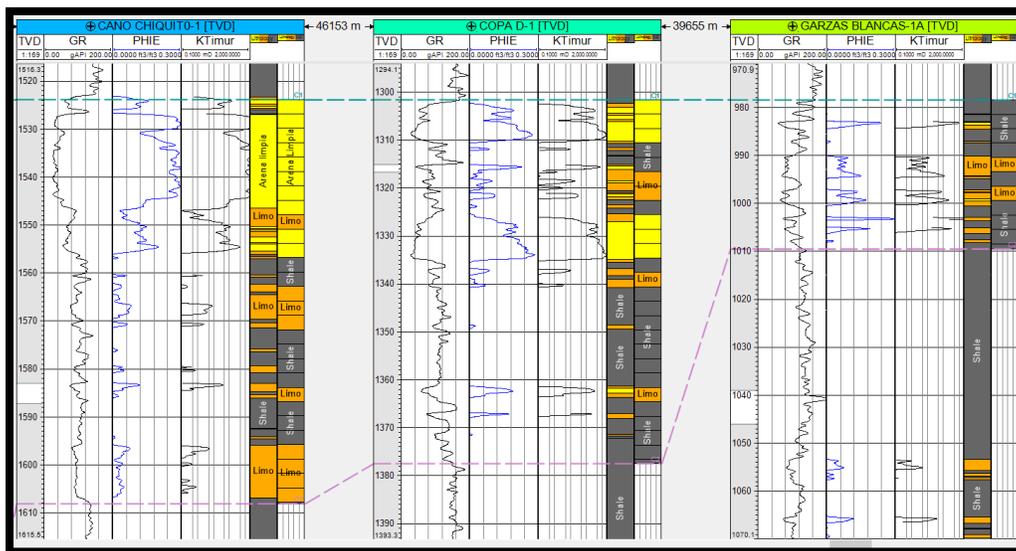
arcillosidad y las de permeabilidad, validadas con los datos, de laboratorio de muestras de pared y comportamiento de los mapas generados a partir de los mismos.

3.4.5. Poblamiento de facies

Para el reservorio, una vez definidas las facies, se procede al escalamiento de estas, que consiste en determinar el espesor óptimo al cual se quiere definir cada una de las facies en los registros y que estas queden reflejadas en el modelo para realizar el poblamiento. Este espesor no puede ser muy fino, porque no sólo implica un problema a nivel de máquina, se podrían definir detalles de las facies que en este nivel regional no se requiere identificar y por lo tanto no estarían aportando valor agregado al poblamiento; después de probar varios espesores, de 10, 5 y 3 metros, se evidenció que el espesor de **tres metros** reflejaba muy bien las facies definidas en el registro de rayos gama, el cual se empleó en el poblamiento. En la figura 65, se presenta las facies y el escalamiento de las mismas en los pozos de Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1.

Figura 65.

Figura de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, con las litofacies y el escalamiento realizado

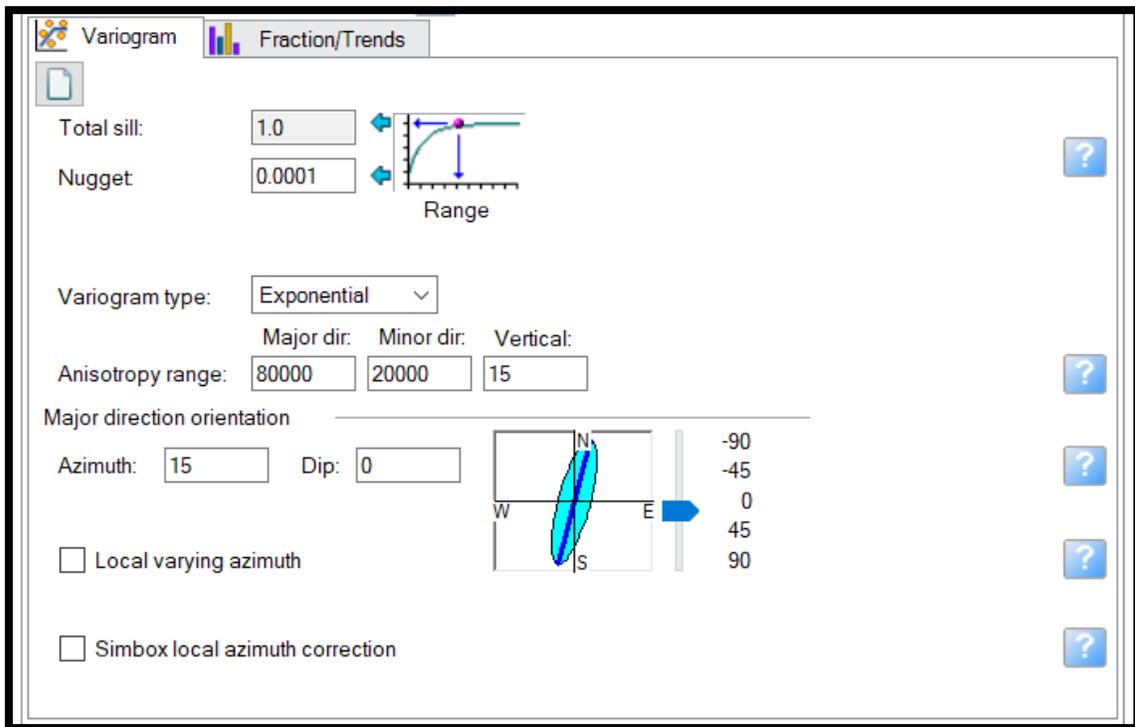


Nota. En esta figura se hace una correlación de los pozos Caño Chiquito-1, Copa D-1 y Garzas Blancas-1, donde se presentan la litofacies a partir de comportamiento del registro de rayos gama y el resultado del escalamiento empleado para la unidad C1 de la Formación Carbonera.

Para realizar el poblamiento se empleó el algoritmo estocástico *Sequential Indicator Simulation*, ISI. A partir de la información estratigráfica de los mapas generados en petrofísica, la interpretación regional y análisis de electrofacies; se estableció como dirección preferencial de los cuerpos arenosos de dirección NNE-SSW; esta misma tendencia se determinó para los limos y para el caso de la arcillas estas se consideraron como datos de fondo (background) sin dirección preferencial de depositación; las figuras 66, 67 y 68, son los parámetros utilizados para establecer los variogramas para las areniscas, limos y arcillas de acuerdo al comportamiento de cada facies generada, también otorgándose un peso específico para cada tipo de roca, respetando la distribución lateral y vertical de cada tipo de facies perforada en los pozos evaluados.

Figura 66.

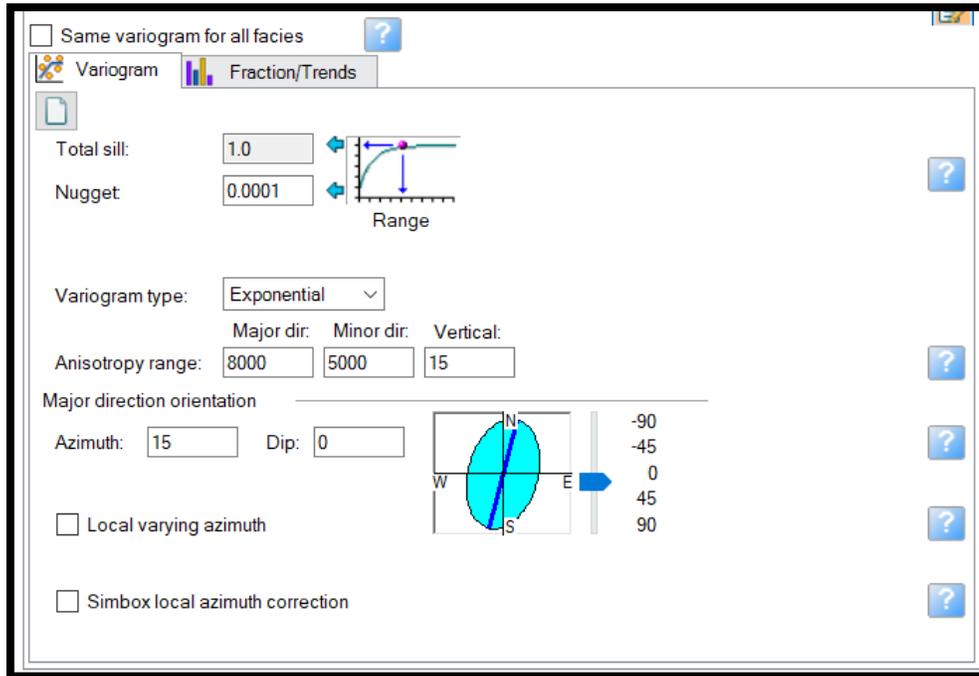
Variograma empleado para poblar las facies de areniscas



Nota. El variograma muestra las características empleadas para realizar el poblamiento de las facies areniscas.

Figura 67.

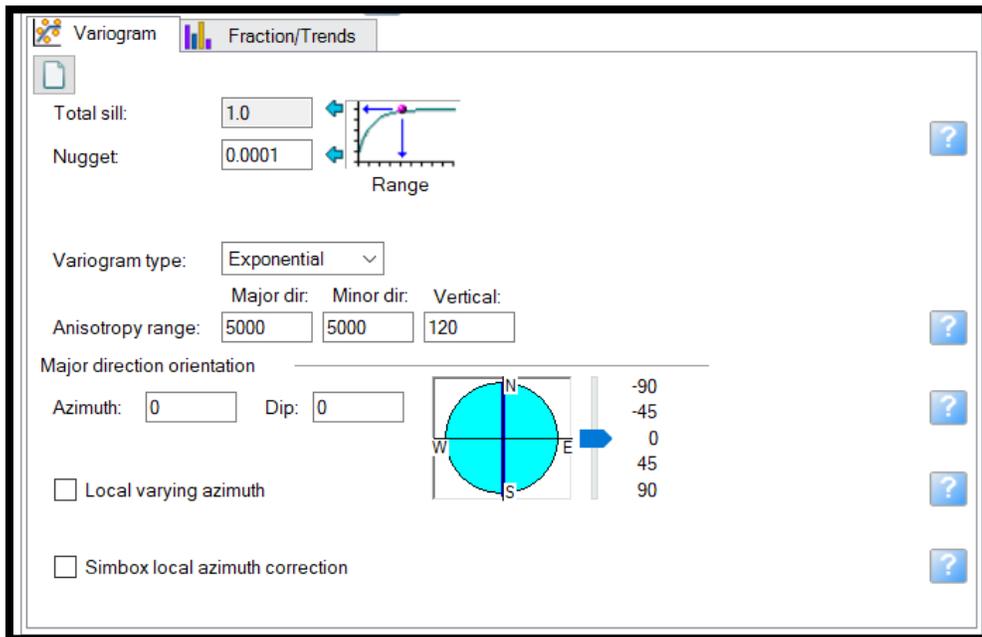
Variograma empleado para poblar las facies de limos



Nota. El variograma muestra las características empleadas para realizar el poblamiento de las facies limos.

Figura 68.

Variograma empleado para poblar las facies de arcillas



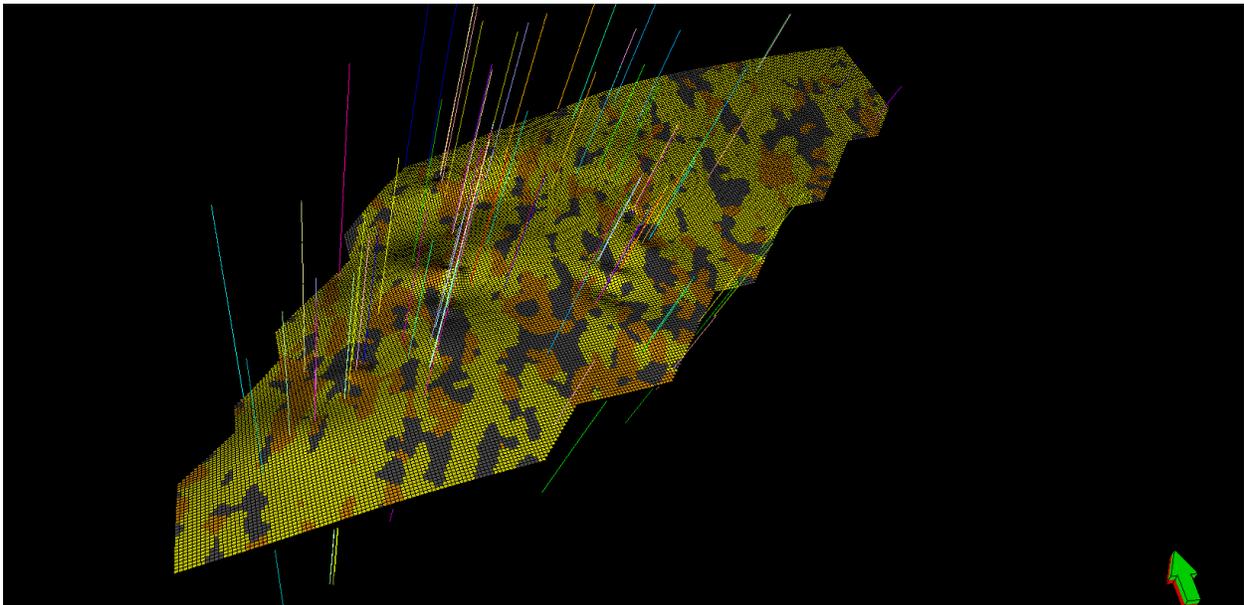
Nota. El variograma muestra las características empleadas para realizar el poblamiento de las facies arcillas.

Como resultado final de la aplicación del Método SIS, se generó la arquitectura del modelo de facies para el área de estudio, de color amarillo se representan las areniscas limpias, limos de color anaranjado y arcillas de color gris. Después de varias pruebas y correcciones se logra la versión final y se considera que este poblamiento está reflejando la distribución de las facies como se han manifestado a lo largo del trabajo realizado (figura 69).

Adicionalmente se realiza el poblamiento de las propiedades petrofísicas de porosidad efectiva y permeabilidad, generadas en la interpretación petrofísica (Figura 70 y 71). Para el caso de porosidad, esta propiedad está unida a la distribución de las facies de areniscas limpias, donde están los altos valores de porosidad (colores amarillos y rojos) y los bajos valores a las facies arcillosas, colores lila y azules. Estos valores concuerdan con las variaciones de porosidad para las areniscas limpias, donde se determinó la porosidad efectiva. La distribución de la permeabilidad, azules y lila corresponde a valores bajos de permeabilidad, milidarcies y las permeabilidades altas, mayores de 1000 milidarcies a los colores amarillos y rojos.

Figura 69.

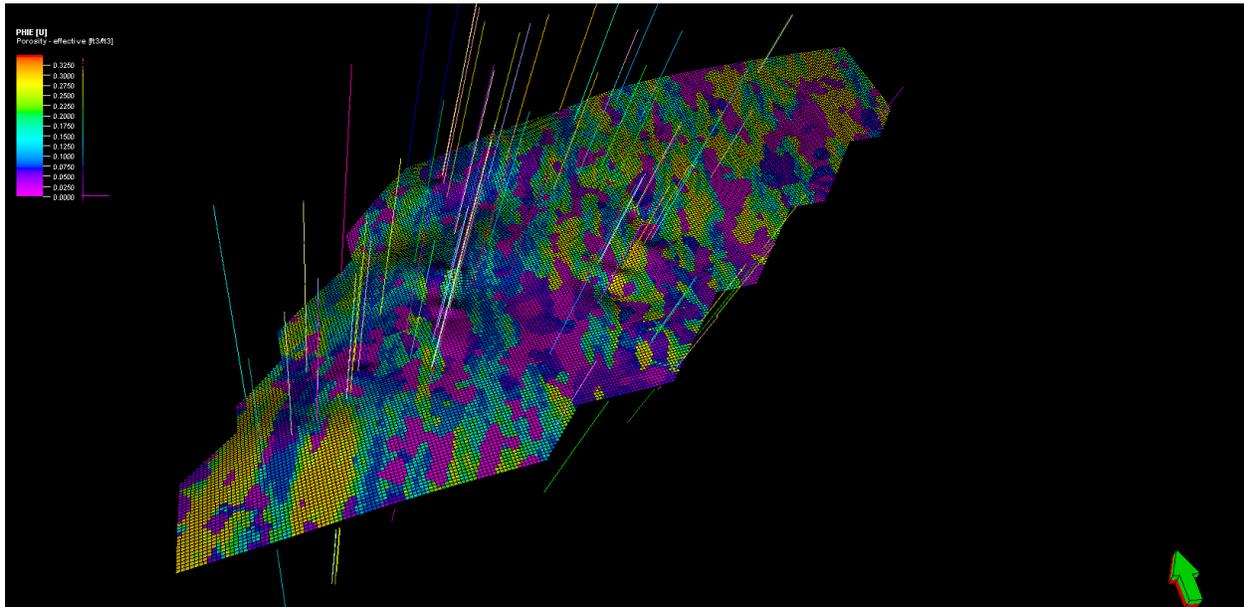
Arquitectura del modelo de facies del área de estudio



Nota. Arquitectura en 3D del modelo de facies arenisca limpia, limo y arcillas en el área de estudio.

Figura 70.

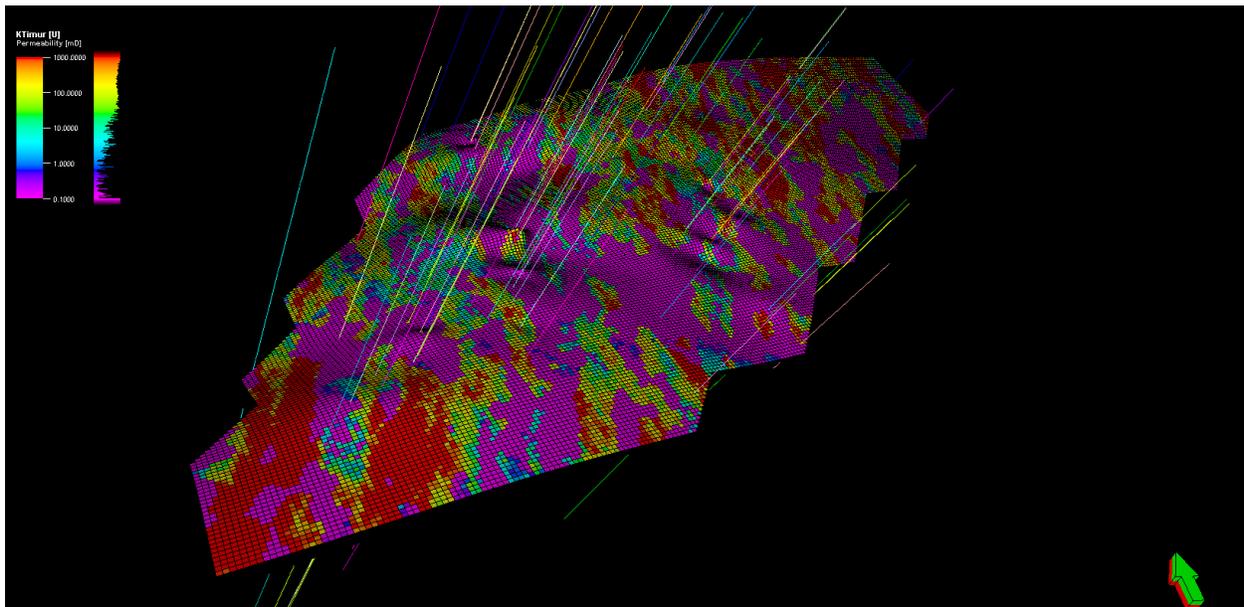
Arquitectura del modelo petrofísico de porosidad efectiva en el área de estudio



Nota. Arquitectura en 3D del modelo de porosidad efectiva que forma parte del modelo petrofísico en el área de estudio para la unidad C1 de la Formación Carbonera.

Figura 71.

Arquitectura del modelo petrofísico de permeabilidad en el área de estudio



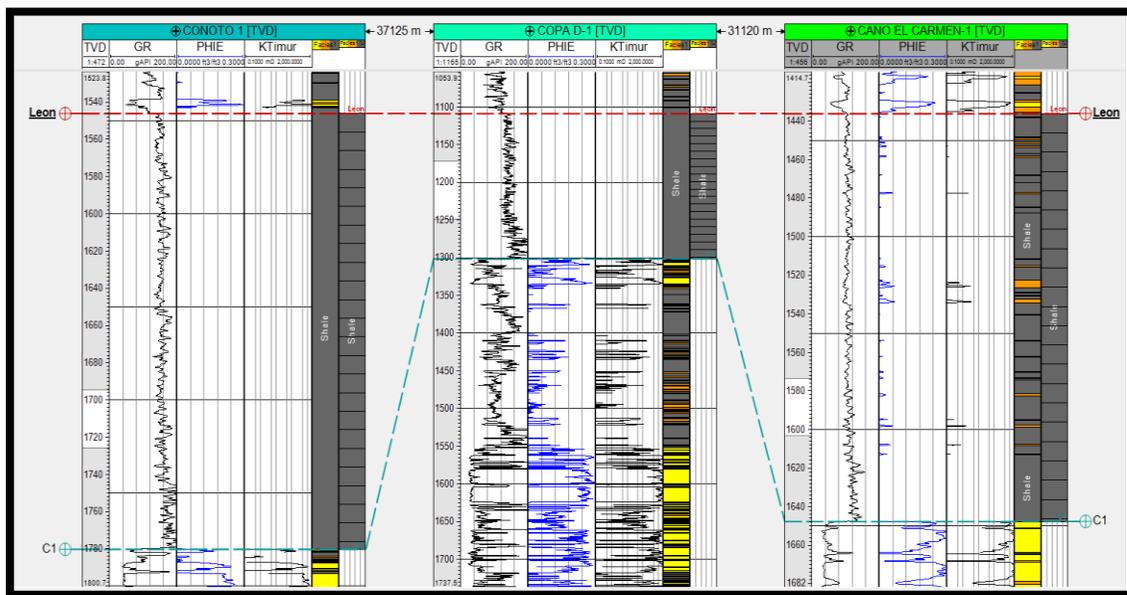
Nota. Arquitectura en 3D del modelo de permeabilidad que forma parte del modelo petrofísico en el área de estudio para la unidad C1 de la Formación Carbonera.

Para el caso del modelo estático del sello, constituido por la Formación León, que se caracteriza por ser una unidad muy homogénea desde el punto de vista litológico en toda el área de trabajo, sin mayores variaciones de facies, como se puede ver en las facies definidas en esta unidad, el mapa de electrofacies y correlaciones realizadas. También es importante resaltar los pocos análisis disponibles en esta unidad. Para generar el modelo estático se hizo el mismo procedimiento que para el almacenador, con el mapa estructural al tope del sello y de la base, se generó el grillado, se definieron las facies en los registros eléctricos a partir de la respuesta del registro de rayos gama (arcillolitas rayos gama mayor de 100° API y limolitas para valores menores a 100°API).

Posteriormente se realizó el escalado de facies, como se observa en la Figura 72, en el cual están como ejemplo los pozos Conoto-1, Copa D-1 y Caño el Carmen-1, los variogramas respectivos y por último el poblado de facies de esta unidad sello y en la figura 73, está el resultado final de la arquitectura del modelado de facies, donde predominan las facies arcillosas, con muy pocos desarrollos lutíficos, como se observó durante el desarrollo del trabajo. De este intervalo sello, no hay poblamiento de propiedades físicas, por ser una unidad sello de muy baja porosidad, permeabilidad y comportamiento muy constante y sin datos para calibrarlos.

Figura 72.

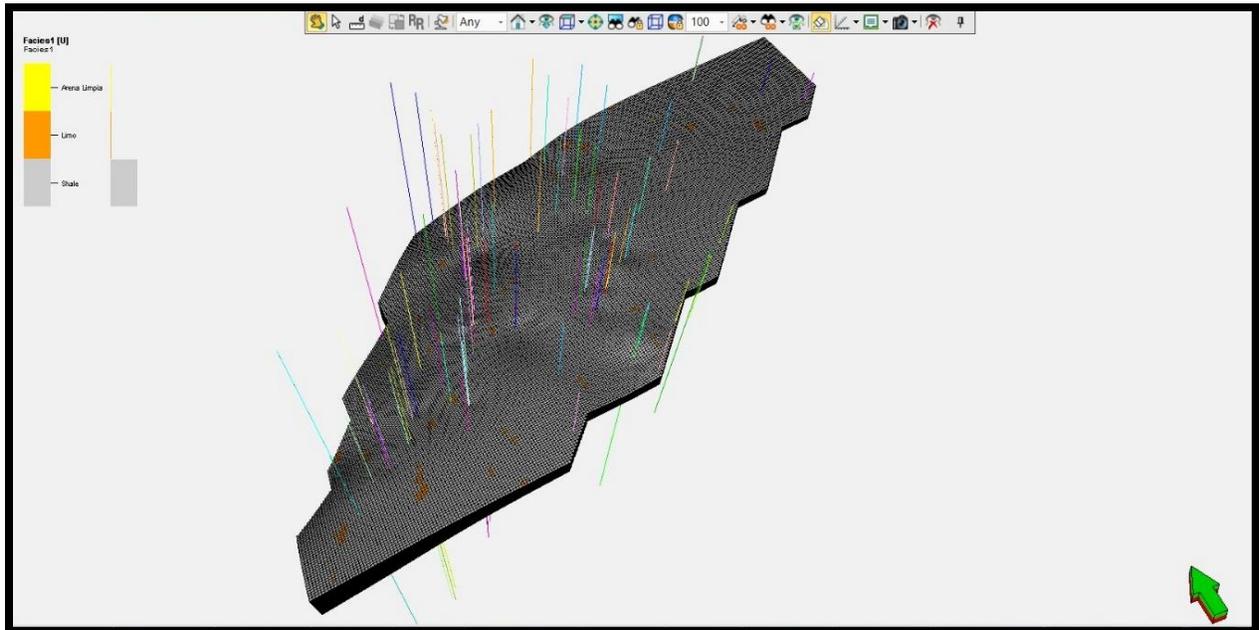
Correlación de los pozos Conoto-1, Copa D-1 y Caño el Carmen-1, con litofacies y escalamiento.



Nota. En esta correlación de los pozos Conoto-1, Copa D-1 y Caño el Carmen-1, se presentan la litofacies y el resultado del escalamiento para la unidad sello.

Figura 73.

Arquitectura del modelo de facies del área de estudio, para el sello



Nota. Arquitectura en 3D del modelo de facies arcillas y limolitas en el área de estudio para el sello.

Con este resultado se da por cumplido el tercer objetivo del trabajo, generando el modelo estático de la roca almacén y del sello, a partir de los modelos estratigráfico, estructural y petrofísico. Al momento de desarrollarse un proyecto para almacenamiento y secuestro de CO₂ en esta área, uno de los esfuerzos que se deben realizar es en generar información básica que permitan tener una mejor caracterización de la unidad sello (Formación León).

El próximo paso que se puede hacer con este producto, es simular condiciones de inyección de CO₂ en un programa de modelamiento estático con modulo para inyección de CO₂ y ver cuál puede ser su comportamiento en un rango de decenas a centenas de años.

3.5. Almacenamiento y secuestro de CO₂

A continuación, se determinarán los principales mecanismos de almacenamiento y secuestro de CO₂, en las secuencias sedimentarias, caracterizadas por una roca almacén (areniscas o calizas) porosas, continuas como la Unidad C1 de la Formación Carbonera y su sello al tope asociado a

una espesa secuencia lutítica, tal como es el caso de la Formación León, con características de ser un sello de carácter regional.

El almacenamiento se entiende en este caso, como la capacidad de poder contener en el espacio poroso una cierta cantidad de CO₂ (miles de toneladas de CO₂), que es inyectada al intervalo poroso, en este caso, sería la Unidad C1 de la Formación Carbonera y el secuestro, es que este CO₂ inyectado permanezca por cientos a miles de años en este intervalo, sin salir de nuevo a superficie y lograr de esta manera contribuir con la disminución del CO₂ presente en la atmosfera, que está causando parte de los efectos del incremento de la temperatura media de la superficie terrestre y sus efectos a mediano y largo plazo catastróficos para el ecosistema en que se desarrolla la vida sobre la corteza terrestre.

3.5.1. Mecanismos de almacenamiento y secuestro de CO₂

Son varios los mecanismos de almacenamiento de CO₂ que se pueden dar en las secuencias sedimentarias, tal como se discutió en el marco teórico y estos son:

- **Entrampamiento Estructural o Estratigráfico**
- **Entrampamiento Residual**
- **Entrampamiento por Disolución o Solubilidad**
- **Entrampamiento Mineral**

El que se evalúa en este trabajo, es el entrampamiento por disolución o solubilidad, que ocurre cuando el CO₂ se disuelve en los fluidos (agua) presente en el espacio poroso del almacenador, el fluido enriquecido con este gas es más denso que los no enriquecidos (agua connata) y se mueve lentamente hacia zonas más profundas evitando así una probabilidad de escape. Para que esto se dé, el CO₂ debe estar en condiciones supercríticas (temperaturas mayores a 31,1° centígrados o 88° F y presiones mayores de 7.38 Mpa), que generalmente se alcanzan cuando las formaciones se encuentren a profundidad mayores de los 800 metros (2625 pies), con el fin que el CO₂ se mantenga en condiciones supercríticas (como se ilustra en las figuras 1 y 2) y así se pueda realizar el almacenamiento y secuestro de este dióxido de carbono [7] [8] [9] [10] [11].

Cuando el CO₂ se inyecta a estas condiciones supercríticas, por ser más denso que el agua salobre en la cual se inyecta, se mueve hacia las zonas más profundas logrando que se desplace a través del reservorio permitiendo que se pueda inyectar durante largos periodos de tiempo, varias décadas. Para esto es necesario también contar con una buena capa sello, como es el caso de la Formación León, que es una roca lutítica, que en el área tiene valores de espesores entre de 350 en la parte oriental a superiores de 1800 pies en la parte occidental, y litológicamente está constituida por lutitas oscuras fisibles, continuas, depositadas en delgadas laminar, de comportamiento plástico que garantizan una buena efectividad del sello, y que no se pueda escapar el CO₂ inyectados y garantice su permanencia en el almacenador por varios siglos a milenios en el subsuelo.

3.5.1. Efectividad de la roca para almacenar y secuestrar CO₂

En el marco teórico se realizó una compilación de las principales características que debe contar la roca reservorio para almacenar y secuestrar el CO₂, y como resultados del análisis estratigráfico y petrofísico del almacenador correspondiente a la Unidad C1 de la Formación Carbonera y al sello la Formación León se tienen los siguientes resultados:

Almacenador: unidad C1 de la Formación Carbonera; unidad presente en toda el área evaluada, el espesor varía entre 100 pies al oriente hasta más de 800 pies al occidente. Las arenas netas en algunos sectores de la parte oriental, que cuenta con pocos pozos de control, pueden tener muy pocas arenas, llegando a ser cercanas a 0, pero en la parte sur occidental estas tienen más de 140 pies, al igual que hacia el sector noroccidental tiene más de 60 pies. La porosidad en las arenas netas esta entre buena a muy buena, valores en la parte occidental del 18% y al oriente por encima de 25%. El contenido de arcilla en los intervalos arenosos está en general por debajo del 25%. Los valores de permeabilidad en las arenas son buenos al occidente aumentan de 400 milidarcies a 1600 en la parte oriental. Estos datos de permeabilidad están calibrados con unos pocos datos de laboratorio de cinco pozos, la mayoría de ellos localizados en la parte oriental, faltaría información adicional, que los autores creen que arrojaría valores por el mismo orden de los definidos en el presente trabajo o un poco más altos. El espesor de arenas netas, aunque es bueno, es quizás el factor que se le debe prestar más atención al momento de seleccionar sitios para inyectar el CO₂

(una revisión de datos de pozos ubicados al oriente del área analizada, tiene buenos desarrollos de arenas en este intervalo, que seguramente podrían reflejar unas condiciones diferentes hacia este sector); la permeabilidad por encima de los 100 milidarcies y la porosidad por encima de 10%, indican que en cualquier lugar del área evaluada, si el espesor de las arenas cumple con las condiciones mínimas para almacenar CO₂, el resto de los parámetros son muy buenos o excelente. En el modelo estático se observa la continuidad de las facies arenosas de esta unidad, con predominio de ellas hacia el tope.

Sello: la Formación León, tiene unas excelentes características como unidad sello, por espesor, estos varían entre 350 pies al oriente a 1800 al occidente, el carácter laminar, fisible y continuo sugieren que debe ser un sello efectivo, que también es confirmado por la no presencia de acumulaciones de hidrocarburos por encima de esta unidad en la cuenca de los Llanos Orientales; aunque no se cuenta con datos medidos en laboratorios de su permeabilidad, esta aparentemente debe ser muy baja, con muy buenas características para ser sello. El hecho que muy pocas fallas afectan esta unidad y que el salto sea mucho menor que el espesor de esta unidad corrobora esta hipótesis. En un trabajo de detalle, sería recomendable poder tener algunos valores de la permeabilidad de esta unidad.

La unidad tiene una gran continuidad regional, está presente en los 36.665 km² del área estudiada, presente en todos los pozos, su continuidad se ve en las secciones sísmicas y mapas de distribución realizados integrando datos de pozos y sísmica.

Temperatura: un parámetro importante, es que la temperatura a la cual se realiza la inyección del CO₂, este por encima de los 31.1 °C o 88°F, en la unidad C1, y esto se determina a partir de la temperatura promedio de superficie y la temperatura de fondo de pozo y el gradiente geotérmico que hay en el pozo. Para determinar la temperatura a la cual está la formación, se multiplica el gradiente geotérmico por la profundidad del intervalo de interés.

Para determinar la temperatura al tope de la Unidad C1, se analizaron inicialmente 4 pozos en el sector oriental del área del proyecto; pozos Cabiona-1A, Nacleta-1, Nocomo-1 y Garzas Blancas-1, donde por lo someros de estos pozos, está más cerca de superficie el tope de la Unidad C1 y se

tendrían las menores temperaturas en ellos; en la siguiente tabla 9 se presentan los valores que se recolectaron y los valores de temperatura al tope de la unidad C1 calculados a partir del gradiente geotérmico, en ellos se observa que en todos los pozos están por encima de los 31.1° C o 89° F que es la temperatura límite para que el CO₂ que se inyecte permanezca en estado supercrítico. Con ello se puede concluir que, en toda el área, el tope de la unidad C1, está por encima de la temperatura requerida para que pueda inyectarse el CO₂ y este permanezca en estado supercrítico.

Tabla 9.

Cálculo de temperatura al tope del intervalo c1 de la formación carbonera

Pozo	Temperatura Superficie		Temperatura de fondo	Profundidad lectura T	Gradiente Geotermico	Produnidad tope C1	Temperatura tope C1	
	°F	° C					°F	° C
Cabiona 1A	21.8	71.24	155	4531	0.0185	3400	134.1	56.7
Nacleta	21.8	71.24	120	3234	0.0151	2109	103.0	39.5
Nocoma 1	21.8	71.24	130	3871	0.0152	2541	109.8	43.2
Garzas Blancas 1	21.8	71.24	145	4583	0.0161	3209	122.9	50.5

Nota. En esta tabla se muestran los valores de la temperatura al tope de la Unidad C1, en los pozos donde esta unidad se encuentra a menor profundidad.

Presión: el otro factor importante, al inyectarse el CO₂ en condiciones supercríticas es la presión sobre el potencial almacenador y este es la presión hidrostática, que es el peso de la columna de agua sobre el tope de esta unidad; se emplea la litostática porque es la presión que está conectada. Para ello se procedió a calcularlo en los 4 pozos someros localizados en el sector oriental, donde la unidad C1, está más cerca de superficie y para ello se procedió a determinar el espesor de las formaciones León y Guayabo, que suprayacen a este intervalo, en la tabla 10, se hace este cálculo en los pozos Cabiona-1A, Nacleta-1, Nocoma-1 y Garzas Blancas-1 y en ellos se observa que solo en el pozo Nacleta -1 que está a 2109 pies de profundidad, no se supera el valor de los 7,38 Mpa requeridos para inyectarse el CO₂ y este permanezca en condiciones supercríticas. En el resto de los pozos, si están por encima de esta presión requerida. También en la anterior tabla, se calculó la presión litostática al tope del Intervalo C1, en caso de que este llegase a estar confinado y se observa que por carga litostática se está a presiones mucho mayores que la hidrostática.

Tabla 10.*Determinación de la presión litostática e hidrostática al tope del intervalo C1*

Pozo	Tope C1 pies	Tope León pies	Densidad gr/cn3	Espesor pies	Peso gr/cn3	Tope Guayabo pies	Densidad	Arena espesor pies	Arcillolita espesor pies	Peso gr/cn3	Presión litostática Mpa	Presión hidrostática Mpa (N/m ²)
Cabiona 1A	3389	2828	2.2	561	37618.42	0	2.04	500		31089.60	22.05	10.123
								2.2		2328		
Nacleta 1	2109	1836	2.1	273	17474.18	0	2.02	350		21549.36	12.98	6.300
								2.06		1486		
Conoma 1	2541	2189	2.08	352	22316.24	0	2.04	250		15544.80	15.77	7.590
								2.08		1939		
Garzas Blancas 1	3209	2639	2.15	570	37353.24	0	2.04	420		26115.26	20.22	9.585
								2.11		2219		

Nota. En esta se muestran los valores de presión litostática e hidrostática al tope de la Unidad C1, en los pozos donde esta unidad se encuentra a menor profundidad.

3.5.2. Caracterización geoquímica de aguas y comportamiento de temperatura y presión

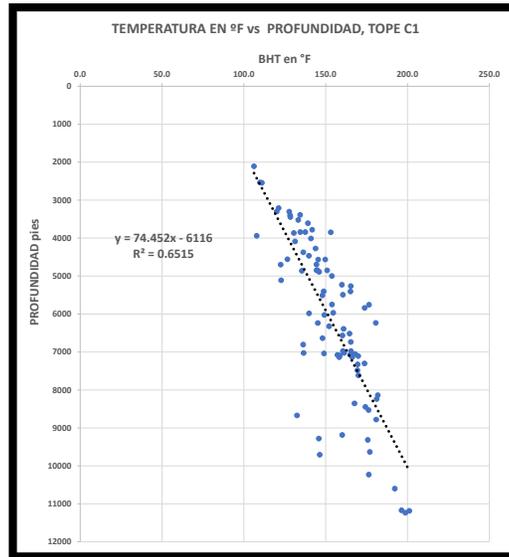
Como ya se observó, la temperatura y la presión en el área superan las condiciones supercríticas de inyección el CO₂, es importante ver en toda el área como varían estos parámetros, los cuales se tratan a continuación (la masa del CO₂ está en función de la presión y temperatura – Ley de los gases ideales):

Temperatura: con los valores de temperatura de fondo de los pozos, tomados de los registros eléctricos y la respectiva profundidad de la lectura de temperatura, con una corrección de 10% a la temperatura de fondo, que funciona muy bien según el trabajo de Kairuz et al, 2023, se procedió a calcular el gradiente geotérmico y con la información de la profundidad del tope de la Unidad C1, se procedió a determinar la temperatura en °F.

En la figura 74 se grafica temperatura al tope de la Unidad C1, contra profundidad en 98 pozos, en ella se observa que hay una tendencia lineal a aumentar la temperatura con la profundidad y esta varía entre 106 °F a una profundidad de 2000 pies hasta cerca de los 200°F, en el sector más occidental de la cuenca donde el tope de C1, puede estar a 11000 pies de profundidad, pero la mayor distribución esta entre los 130 a 170 °F.

Figura 74.

Diagrama de profundidad contra temperatura al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera

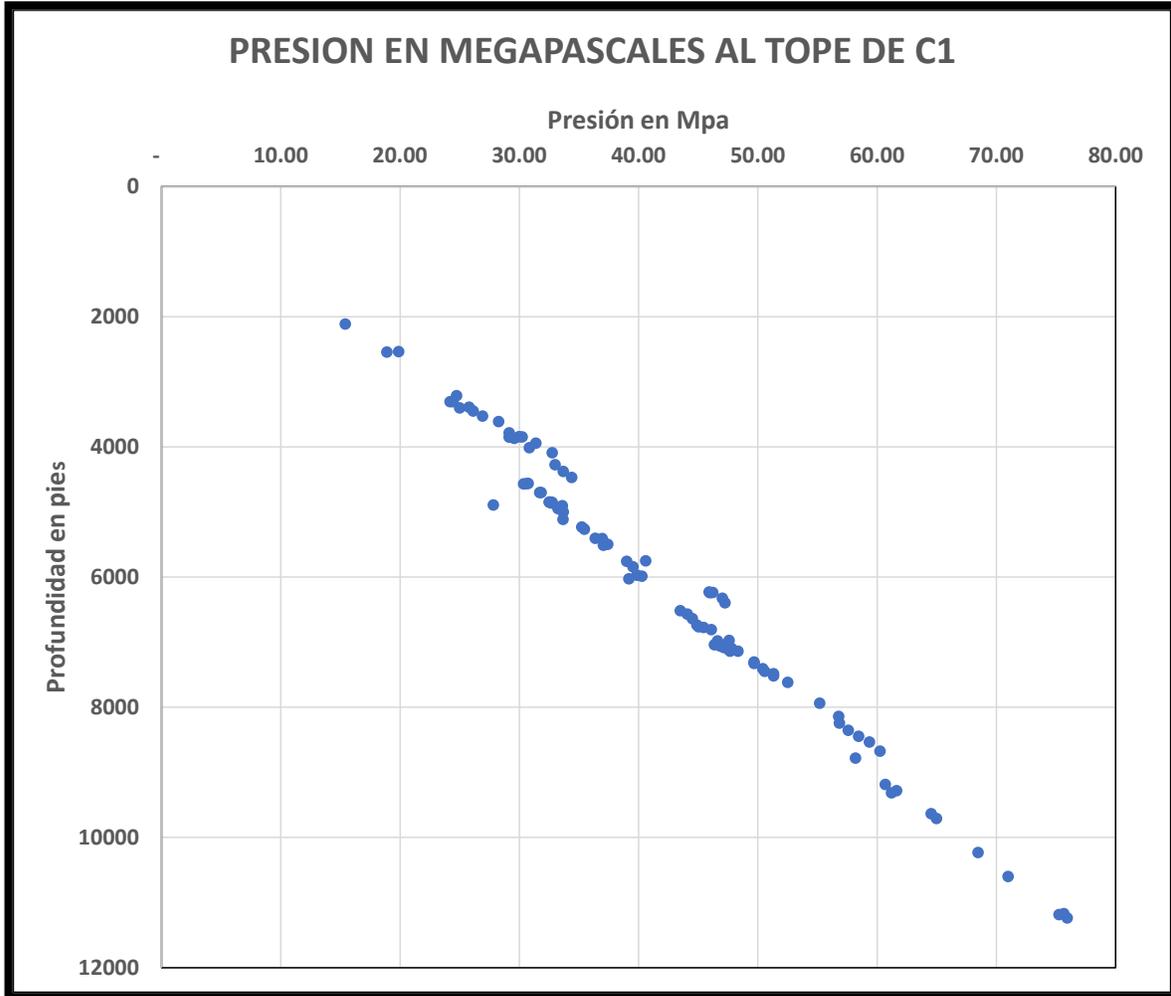


Nota. Diagrama de profundidad, contra la temperatura al tope de la Unidad C1, en el área evaluada.

Presión: para evaluar el comportamiento de la presión en Megapascales, al tope del intervalo C1 de la Formación Carbonera, se utilizó la información estratigráfica, de la cual se dispone los espesores de las formaciones Guayabo y León, y se determinaron las presiones hidrostáticas y litostática al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera. En la presión hidrostática esta es una función lineal por la densidad del agua contra la profundidad. En la presión litostática, esta está en función, de la proporción de intervalos arenosos y arcillosos, así como las densidades de estas unidades, las cuales se determinaron a partir del registro de densidad en los pozos donde este está disponibles y se extrapolaron los valores donde no se contaba con ellos. Como producto se presenta la Figura 73, de presión de la carga litostática al tope de la unidad C1 de la Formación Carbonera contra la profundidad, en ella se observa que la presión varía entre 14.51 Mpa, es las áreas más someras (2100 pies), hasta un valor de 76 Mpa a profundidades de 11200 pies de profundidad.

Figura 73.

Diagrama de profundidad contra presión litostática al tope del Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. Diagrama de profundidad, contra presión litostática en Mpa al tope de la Unidad C1, en el área evaluada.

Salinidad: el tema de salinidad es importante en el secuestro y almacenamiento en acuíferos salinos, porque no se debe realizar la inyección del CO₂ en un intervalo que sea potencialmente un acuífero y del cual en corto tiempo o actualmente se esté produciendo agua para consumo humano. Realmente el termino debería ser almacenamiento y secuestro en formaciones permeables profundas, cumpliendo la condición que el agua en el espacio porosos no sea apta o se considere en un futuro cercano apta para consumo humano.

Al revisar la información de los pozos evaluados, en ninguno de ellos se encontraron datos de pruebas de pozos con análisis químicos de las aguas para determinar la salinidad, pero, es muy

fácil determinar la salinidad del agua en los intervalos acuíferos con registros de resistividad, porosidad y conociendo el gradiente geotérmico, por el método del Rwa. A continuación, se muestran los resultados obtenidos (por el método del Rwa) en algunos pozos del área distribuidos arealmente, para tener una idea de la salinidad del agua en la Unidad C1, de la Formación Carbonera. La salinidad con estos valores entre 1350 a 5100 ppm de NaCl, se clasifica como salobre: en condiciones para desarrollar proyectos de almacenamiento y secuestro de CO₂.

La tabla 11 se aprecia que la salinidad varía entre 1350 a 5100 partes por millón de NaCl, al revisar el trabajo de Vargas y Gomes [25], donde hacen una integración y análisis de 43 proyectos de almacenamiento de CO₂ a nivel mundial, en la parte de salinidad hay proyectos con salinidades desde 40.000 a 100 ppm de NaCl.

Tabla 11.

Cálculo de salinidad (NaCl en ppm) en el intervalo c1 de la formación carbonera

POZO	TOPE C1 pies	RD ohm m	T °F	Salinidad ppm NaCl
CANO CHIQUITO	4999	1.287	153.8	2300
CANO DUYA-1	4468	2.060	139.8	1350
CANO EL CARMEN-1	5406	1.010	165.1	2500
CARACARA SUR 1	3844	0.732	134.4	4100
CASANARE-1	11170	0.825	196.4	2500
COLIRROJO-1	4890	1.170	146.0	2500
CONOMA-1	2543	1.621	111.0	2400
MARAGOGI NORTE 1	10230	0.883	176.4	2800
NACLETA	2111	2.600	106.2	1500
PORE-1	11235	0.394	198.7	5100

Nota. En esta tabla se muestran los valores de salinidad en la Unidad C1, en varios pozos distribuidos arealmente por la zona de trabajo.

3.5.3. Cuantificar el potencial de recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂

El cálculo del potencial de CO₂, que se pueda almacenar en una área, es aún un tema en desarrollo, debido a que son poco los proyectos en ejecución y los que hay, aun llevan pocos años en ejecución; se ha asimilado la metodología que se emplea en la industria de los hidrocarburos y hay una norma similar (SRMS) que se tiene para ello y es el *CO₂ Storage Resources Management*

System [19], pero la calidad de esta estimación va a depender de la información geológica que se disponga, de la experiencia que tenga los evaluadores de esta estimación. Esto hasta acá desde el punto de vista geológico, sin analizar la parte económica, que impactara fuertemente en que esas estimaciones realizadas sean realidad, adicionalmente hace falta tener información adicional de proyectos exitosos en ejecución con suficiente tiempo de monitoreo para validar las estimaciones realizadas previamente y hacer las correcciones de parámetros empleados teóricamente.

En el artículo de Frailey [26], donde mencionan que en estimaciones realizadas del potencial de CO₂ a almacenar, con los mismos datos geológicos, pero con diferentes metodologías para estimar el potencial de almacenamiento de CO₂, pueden presentarse diferencias entre 2 a 2,5 órdenes de magnitud. Esta incertidumbre se reducirá al tener información del rendimiento histórico del proyecto de la inyección del CO₂, igualmente recalcan que hay diferencias entre la estimación para los hidrocarburos y el CO₂, ya que este último se realiza de una manera regional al hacerse sobre la presencia de rocas con porosidad y permeabilidad en toda una cuenca sedimentaria que puede incluir estructuras favorables o un buzamiento regional; los hidrocarburos la estimación inicial, se hace sobre una estructura determinada con información sísmica detallada.

A continuación se determinan cada uno de los parámetros para realizar el cálculo del volumen de almacenamiento de recursos prospectivos de CO₂ en la Unidad C1 de la Formación Carbonera, estos recursos están a nivel de *play* (3U).

Área: determinada partir de los mapas de distribución de la unidad, el espesor de las arenas netas y características, según la interpretación sísmica, estratigráfica y petrofísica, se midió en km².

Espesor h: espesor de la distribución de la arena neta en la Unidad C1, determinadas en el aparte del modelo petrofísico. Medida en pies, pero en la fórmula se pasa a metros.

Porosidad ϕ : porosidad efectiva determinada en el modelo petrofísico, en fracción.

Densidad (ρ) del CO₂: calculado según las condiciones de presión y temperatura al tope del almacenador, en kg/m³.

Eficiencia del almacenamiento: datos teóricos según artículos donde se hace esta estimación.

Este puede ser el parámetro con mayor incertidumbre de los evaluados, no hay una buena base de datos de este comportamiento, por la poca cantidad de proyectos desarrollados aun es teórico.

La tabla 12 corresponde a los datos de entrada utilizados y resultados obtenidos, al realizar el modelo en el programa de *Crystall Ball*, según la metodología de Montecarlo, realizando 1000 iteraciones utilizando la fórmula para acuíferos salinos [7].

Tabla 12.

Datos de entrada y resultado de la estimación de recursos prospectivos de almacenamiento para el intervalo C1 de la formación carbonera

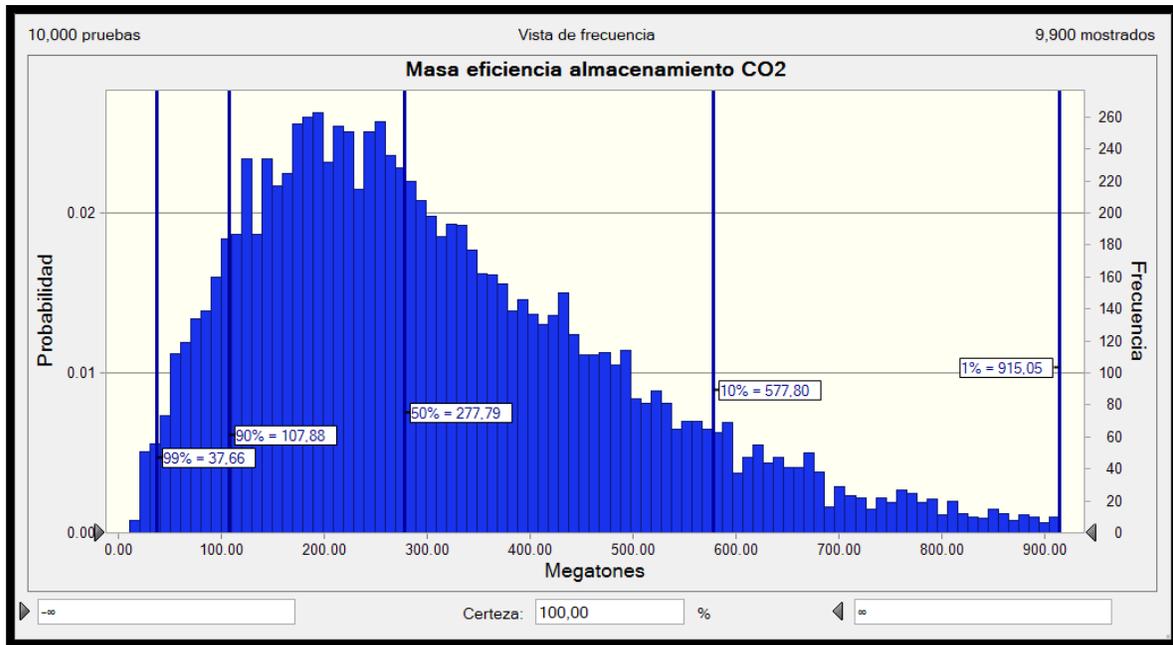
PARAMETRO	P99	P90	P50	P10	P1	Distribución
Area Km ²	10000	14119	16611	19545	55000	Lognormal
Espesor h (pies)	35	60	90	120	150	Normal
Porosidad (fracción)	0.16	0.2	0.24	0.28	0.31	Normal
Densidad CO ₂ (kg/m ³)	110	170	290	410	485	Normal
Eficiencia (fracción)	0.01	0.04	0.1	0.16	0.18	Normal
Masa de CO ₂ en megatón	37.66	107.88	277.79	577.8	915.05	

Nota. En esta tabla se presentan muestran los valores de entrada de los diversos parámetros para realizar el modelamiento probabilístico de los recursos prospectivos de almacenamiento de CO₂ y el rango de distribución de los resultados.

El área tiene un potencial de recursos prospectivos de almacenamiento (prospective storage resources) de CO₂, del orden de P90 107.8 Mt, P50 277.79 Mt y P10 de 577.8 Mt (Mt son megatonnes), a nivel de *play* (3U), en un acuífero salino, la estructura está conformada por un gran homoclinal buzando suavemente al occidente: la figura 74 es la distribución de estos recursos prospectivos de almacenamiento en Megatonnes. Con esto se cumple con el cuarto y último objetivo planteado para el actual proyecto.

Figura 74.

Distribución del potencial de recursos prospectivos de almacenamiento en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera



Nota. Corresponde la distribución probabilística del potencial de recursos prospectivos de CO₂, en megatones, que teóricamente se podrían almacenar y secuestrar en el área de estudio, en el Intervalo C1 de la Formación Carbonera.

3.5.4. Evaluación de la probabilidad y efectividad de la roca almacén y sello para almacenar y secuestrar CO₂

Para determinar la probabilidad y efectividad de la roca almacén y sello para almacenar y secuestrar CO₂, de forma cualitativa, se realizó según la metodología de mapas de Segmento de Riesgo Común en donde se visualizará las mejores zonas para almacenar y secuestrar CO₂ [17]: Esta evaluación se hace de forma cualitativa, según la metodología de colores del semáforo, donde el rojo es cuando la condición no se cumple (probabilidad de ocurrencia menor al 30%), amarillo que es cuestionable (probabilidad de ocurrencia entre el 30 al 70%) y verde cuando las condiciones se dan de una manera clara y contundentes (probabilidad de ocurrencia es mayor al 70%), se presenta en la tabla 13 los criterios y sectores donde se identificaron estos segmentos de riesgo común y la figura 75 es el mapa de estos segmentos.

Tabla 13.

Tabla de características de los segmentos con riesgo común para almacenar y secuestrar CO₂ en la unidad C1 de la formación carbonera

	PARAMETRO	CARACTERISTICAS	VERDE	AMARILLO	ROJO
SELLO Formación León	Calidad y continuidad	Presente en toda el área, continúa, espesor mínimo de 300 pies que se incrementa hasta 1800 pies al occidente, por litología debe ser de bajas porosidades y permeabilidades	Presente en toda el área y espesor mayor de 300 pies		
	Distribución	La unidad esta presente en toda el área, continua, espesores mayores de 100 pies hasta alcanzar los 800 pies	Presente en toda el área		
ALMACENADOR Unidad C1	Porosidad y permeabilidad	Valores de porosidad mayores al 18% y permeabilidades mayores a 300 md	Excelentes calidades como reservorio		
	Espesor arena neta	Aunque la unidad esta presente en toda el área, hay sectores donde por mapeo, llega a valores de 0 pies, en amplias áreas tiene espesores mayores de 60 pies, alcanzado hasta los 140 pies	Valores de arenas netas mayores a los 60 pies	Área donde el espesor neto esta entre los 40 a 60 pies de espesor	Área donde el espesor neto es menor de 40 pies
CO₂ Condiciones supercríticas	Temperatura	En toda el área esta por encima de los 89°F, que es el limite a partir del cual se dan estas condiciones	Toda el área con temperaturas por encima del valor mínimo para que se den las condiciones supercríticas		
	Presión	La presión hidrostática en el reservorio en el cual se realizaria la inyección del CO2 debe tener una presión mayor de 7,31 Mpa	Área por encima de 7.31 Mpa de presión hidrostática		Sector nororiental donde se localiza el poco Nacleta 1, esta por debajo de esta presión, el tope de la Unidad C1 a menos de 800 metros de profundidad MD.

Nota. Tabla de parámetros se los segmentos de riesgo común para la Unidad C1 de la Formación Carbonera, el potencial almacenador.

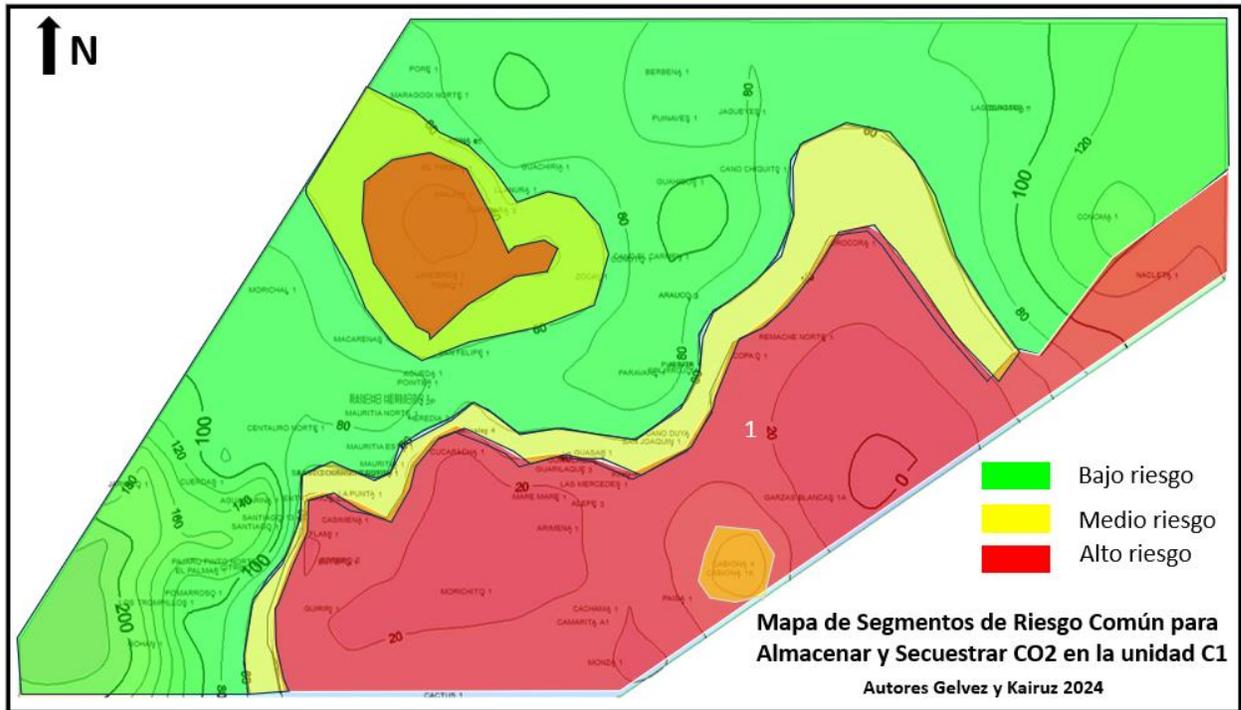
El mayor riesgo para el almacenamiento y secuestro de CO₂, se asocia con el espesor de las arenas netas y cuando no se alcancen las condiciones de presión críticas para el comportamiento del CO₂ al inyectarse como fluido supercrítico, estos son las dos condiciones que definen los sectores de alto riesgo (color rojo) y medio riesgo (color amarillo). Donde la arena neta tiene más de 60 pies de espesor se tienen valores óptimos para este almacenamiento y secuestro. Por las condiciones a las cuales se encuentra en profundidad la Unidad C1, se tiene las características ideales de temperatura y presión para que el CO₂ al inyectarse, conserve y se comporte en condiciones supercríticas y por diferencia de densidad se mueva buzamiento abajo al tope del intervalo C1; la única excepción es un sector al extremo nor-oriental del área de evaluación, donde se localiza el pozo Nacleta-1.

El sello cumple con todas las condiciones para ser efectivo, por su continuidad, espesor, facies y litología y seguramente debe tener condiciones muy bajas de porosidad y permeabilidad. Al hacer una evaluación de área más detalladas a nivel de *lead* o prospecto, este parámetro se debe estudiar

en detalle y realizar análisis de laboratorio especializados relacionados con determinación de litología (tipo de arcillas, porosidad y permeabilidad).

Figura 75.

Mapa de Segmentos de Riesgo común para el almacenamiento y secuestro de CO₂ en la Unidad C1 de la Formación Carbonera



Nota. En el mapa se identifican los segmentos con riesgo común para almacenar y secuestrar CO₂, en la Unidad C1 de la Formación Carbonera. En color verde segmentos de bajo riesgo, amarillo riesgo medio y rojo alto riesgo.

4. CONCLUSIONES

La secuencia sedimentaria de las unidades cretácicas y terciarias de la zona de plataforma de la cuenca de los Llano Orientales posee varios pares con potencial almacenador y sello para almacenar y secuestrar CO₂, entre sus características tienen más de 65 pies de espesor de arenas netas, porosidad mayor al 10% y permeabilidades superiores a 100 milidarcies y para el sello espesores mayores a 65 pies y bajos valores de porosidad y permeabilidad, además de su amplia continuidad areal además de estar por encima de los valores mínimos de temperatura (88°F) y de presión (7,38 Mpa).

El intervalo C1 de la Formación Carbonera cumple con estas condiciones como almacenador y la Formación León como sello. Estas fueron las unidades seleccionadas para enfocarse en el proyecto actual, ya que cumplen con todas las condiciones para ello en términos de espesor, continuidad, porosidad y permeabilidad. Adicionalmente al ser una unidad relativamente somera, podría impactar positivamente en términos económicos en el desarrollo de un proyecto piloto.

La determinación de topes de los intervalos de interés por medio de la aplicación de Aprendizaje Automático fue exitosamente aplicada con el uso de los registros de rayos gama y resistividad. Se logró determinar los topes de la Formación León y Unidades C1 y C2 de la Formación Carbonera en el 90% de los 42 pozos destinados para este fin. Estos resultados permiten validar la utilidad de esta herramienta en proyectos que involucren una gran cantidad de datos, permitiendo el ahorro de tiempo y la subjetividad aplicada en determinadas situaciones.

La Unidad C1 de la Formación Carbonera, en una buena unidad para ser considerada como roca almacén ya que está presente en toda el área evaluada, el espesor varía entre 100 pies al oriente hasta más de 800 pies al occidente. Las arenas netas en la parte sur occidental tienen más de 140 pies, al igual que hacia el sector noroccidental tiene más de 60 pies. La porosidad en las arenas netas es clasificada entre buena a muy buena, con valores en la parte occidental del 18% y al oriente por encima de 25%. El contenido de arcilla en los intervalos arenosos está en general por debajo del 25%. Los valores de permeabilidad en las arenas son buenos, al occidente aumentan de 400 miliDarcys a 1600 en la parte oriental.

La Formación León es un excelente sello para el reservorio conformado por la Unidad C1, para almacenar y secuestrar CO₂, con muy buenas características de continuidad (presente en toda el área evaluada) y espesor (mayor de 300 pies).

La Formación León en el área de estudio presenta unas facies muy continuas, depositada en un ambiente sedimentario de centro de lago profundo con aguas marinas a margen de lago, con condiciones de muy baja energía que presentan pocas variaciones durante un prolongado periodo de tiempo.

Al hacer una evaluación de un área más detalladas a nivel de lead o prospecto, el sello se debería estudiar en detalle y realizar análisis de laboratorio especializados relacionados con determinación de litología (tipo de arcillas, porosidad y permeabilidad).

El modelo estático generado para el sello (Formación León) y el almacenador (Unidad C1), muestran que el poblamiento de facies y propiedades petrofísicas están presentes en toda el área evaluada, reforzando sus características como roca almacén y sello efectivos y regionales, lo cual es garantía de la presencia de condiciones ideales que permitirán continuar con el estudio del potencial por medio de la simulación de condiciones de inyección de CO₂.

El área evaluada tiene un potencial de recursos prospectivos de almacenamiento (prospective storage resources) de CO₂, en el orden de P90 107.8 Mt, P50 277.79 Mt y P10 de 577.8 Mt, a nivel de play (3U).

5. RECOMENDACIONES

Como principal recomendación del presente proyecto, es continuar con esta investigación, por medio del modelamiento dinámico, la simulación de condiciones de inyección de CO₂ y así estudiar su comportamiento en un rango de centenas a miles de años para confirmar las características de la Unidad C1 como almacenador y la Formación León como Sello.

Como la secuencia sedimentaria de las unidades cretácicas y terciarias de la zona de plataforma de la cuenca de los Llanos Orientales posee varios pares con potencial almacenador y sello para almacenar y secuestrar CO₂, se debe realizar un análisis detallado de estas unidades y estimar el potencial de recursos prospectivos de almacenamiento para CO₂ en toda la cuenca.

En la cuenca de los Llanos Orientales con la información generada de la industria de los hidrocarburos, se debería generar una primera versión del Atlas de potencial de almacenamiento y secuestro de CO₂.

Realizar un proyecto alternativo, desde el punto conceptual de ingeniería, del costo de un proyecto de inyección de CO₂, evaluado los impactos ambientales, sociales y económicos.

Adquirir información adicional para caracterizar a la Formación León como sello, al igual que el resto de las unidades con estas potenciales aplicaciones en la secuencia sedimentaria terciaria y cretácica de la cuenca.

Compartir el conocimiento adquirido en este proyecto de grado en un evento de geología o ingeniería, para motivar estudios similares y que esta metodología se aplique en otras cuencas colombianas.

Extender en otro proyecto el Aprendizaje Automático de topes de toda la secuencia sedimentaria en a la cuenca de los Llanos Orientales, para seguir evaluando su aplicabilidad y se pueda volver una rutina en proyectos que involucren varias decenas o miles de pozos.

Analizar diversas opciones de disponibilidad de CO₂, para realizar un proyecto de CO₂, a partir de fuentes industriales o Captura Directa del Aire.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] United States Environmental Protection Agency (EPA), “Overview of Greenhouse Gases”. United States Environmental Protection Agency, [En línea]. Disponible: <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>. [Acceso: dic. 8, 2022].
- [2] M.L. Olivo y A. Soto-Olivo, “Comportamiento de los gases de efecto invernadero y las temperaturas atmosféricas con sus escenarios de incremento potencial”, *Universidad, Ciencia y Tecnología*, vol. 14, no. 57, dic, 2010. [En línea]. Disponible: http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212010000400002 [Acceso: dic. 8, 2022].
- [3] S.J. Baines y R.H. Worden, “Geological Storage of Carbon Dioxide”, *Geological Society London Special Publications*, vol. 233, pp. 1-6, en, 2004. [En línea]. Disponible: https://www.researchgate.net/publication/237639247_Geological_Storage_of_Carbon_Dioxide [Acceso: dic. 9, 2022].
- [4] Institute for 21st Century Energy, “CO₂ Enhanced Oil Recovery”. Institute for 21st Century Energy. Chamber of Commerce, [En línea]. Disponible: https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/020174_EI21_EnhancedOilRecovery_final.pdf [Acceso: dic. 8, 2022].
- [5] A. Peter, D. Yang, K.I-I.I. Eshiet y Y. Sheng, “A Review of the Studies on CO₂–Brine–Rock Interaction in Geological Storage Process”, *Geosciences*, vol. 12, no. 4, pp. 168, abr, 2022, DOI: <https://doi.org/10.3390/geosciences12040168>. [Acceso: dic. 9, 2022].
- [6] D. Téllez, L. Silva, V. Gomes, R. Salinas, S. Camacho, J. Leão y E. Dutra, “Tecnologías de captura, transporte, secuestro y almacenamiento de CO₂: implicaciones para el uso sostenible de la energía”, *Revista Fuentes, el reventón energético*, vol. 20, no. 1, pp. 31-44, jun, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13411>
- [7] J. H. Paredes-Ángeles, “Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú”, *Boletín de Geología*, vol. 43, no. 3, sep – dic, 2020.
- [8] CO₂ Storage Resources and their Development. International Energy Agency (IEA). Francia, 2022. [En línea]. Disponible: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42d294af-ce07->

- [44c7-9c96-166f855088e8/CO2storageresourcesandtheirdevelopment-AnIEACCUSHandbook.pdf](https://www.iaea.org/publications/44c7-9c96-166f855088e8/CO2storageresourcesandtheirdevelopment-AnIEACCUSHandbook.pdf) [Acceso: dic. 9, 2022].
- [9] M. Benthon, T. Mallows, J. Lowndes y A. Green, IEA, “CO₂ STORAGE Evaluation Database (CO₂ Stored). The UK’s online storage atlas”. *Energy Procedia*, 63, pp. 5103-5113, 2014.
- [10] F. Riss y E. Halland, “CO₂ Atlas for the Norwegian Continental Shelf”. Norwegian Petroleum Directorate. [En línea] <https://www.npd.no/en/facts/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/> [Acceso: dic. 8, 2022].
- [11] W.A. Peck, K.A. Glazenwski, R.C. Klenner, C.D. Gorecki, E.N. Steadman y J.A. Harju, “A workflow to determine CO₂ storage potential in deep saline formations”, *Energy Procedia*, vol. 63, pp. 5231-5238, dec, 2014, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.554>. [Acceso: dic. 8, 2022].
- [12] A. I. Levorsen, “Geology of Petroleum”, 2nd Edition, San Francisco, CA, USA: W. H. Freeman and Company, 1967.
- [13] A. P. Bump, S. D. Hovorka y T. A. Meckel, “Common risk segment mapping: Streamlining exploration for carbon storage sites, with application to coastal Texas and Louisiana”, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol 111, oct, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103457>. [Acceso: dic. 9, 2022]
- [14] S. Flude y J. Alcade, “Captura y almacenamiento de CO₂: por qué no debemos temer a las fugas”. theconversation.com. [En línea]. Disponible: <https://theconversation.com/captura-y-almacenamiento-de-co-sub-2-sub-por-que-no-debemos-temer-a-las-fugas-133274> [Acceso: jul. 20, 2023].
- [15] E. Kairuz, R. Arismendy, J. Jaramillo y otros, “Identificación de nuevas oportunidades exploratorias a partir de la caracterización estratigráfica y estructural de la secuencia cretácica en la zona de plataforma de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia”, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, Contrato 148-21, mar, 2023. [Pendiente de publicación].
- [16] S. Grataloup, D. Bonijoly, E. Brosse, R. Dreux, D. García, V. Hasanov, M. Lescane, P. Renoux y A. Thoraval, “A site selection methodology for CO₂ underground storage in deep saline aquifers: case of the Paris Basin”, *Energy Procedia*, vol 1, iss 1, pp. 2929-2936, feb, 2009, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.068>. [Acceso: dic. 8, 2022].

- [17] J. Smitt, J. Jennings y T. Butt, “Identify CO₂ Storage Potential with on-demand screening”, Estados Unidos: Halliburton & Landmark, 2023.
- [18] B. A. Afolayan, E. Mackay y M. Opuwari, “3D Static Modeling and CO₂ Static Storage Estimation of the Hydrocarbon-Depleted Charis Reservoir, Bredasdorp Basin, South Africa”, *Nat Resour Res* 32, 1021–1045 (2023), DOI: <https://doi.org/10.1007/s11053-023-10180-wh>. [Acceso: dic. 8, 2022].
- [19] Society of Petroleum Engineers and the Oil and Gas Reserves Committee, “CO₂ Storage Resources Management System”, Versión 1.02 ISBN 978-1-61399-955-4, SPE, jul, 2017. [En línea]. Disponible: https://www.spe.org/media/filer_public/0d/3e/0d3efcb5-57a8-4db2-ac94-6a1be0de61df/srms_sep2022_w_errata.pdf. [Acceso: dic. 9, 2022].
- [20] M. Cooper, F. Addison, R. Alvarez, M. Coral, R. Graham, A. Hayward, S. Howe, J. Martinez, J. Naar, R. Peñas, A. Pulham y A. Taborda, “Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia”. *AAPG Bulletin*, vol. 79, no. 10, pp. 1421-1443, oct, 1995.
- [21] E. Castro, C. Hernández, E. Hernández y L. Rojas, “Proyecto Nell Fase 2 Arauca-Casanare”. Ecopetrol, informe final, dic, 1994.
- [22] L. Sarmiento, “Llanos Basin”. *Petroleum Geology of Colombia*, vol. 9, 2011.
- [23] V. Caballero, G. Rodríguez, J. Naranjo, A. Mora y F. de la Parra, “From Facies Analysis, Stratigraphic Surfaces, and Depositional Sequences Stratigraphic Traps in the Eocene – Oligocene Record of the Southern Llanos Basin and Northern Magdalena Basin”. En: J. Gómez y D. Mateus–Zabala, D. (ed.). *The Geology of Colombia, Volume 3 Paleogene – Neogene*. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 37, p. 283–330. Bogotá. DOI: <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.10>.
- [24] E. Duarte, G. Bayona, C. Jaramillo, M. Parra, I. Romero, J. Mora, “Identificación de los máximos eventos de inundación marina Miocenos y su uso en la correlación y análisis de la cuenca de antepaís de los Llanos Orientales, Colombia”. *Boletín de Geología*, vol 39, no. 1, pp. 19-40, 2017
- [25] E. Vargas, L. Gomes, “Integrated assessment of global carbon capture, utilization, and storage projects, International Journal of Greenhouse Gas Control”, *International Journal of*

Greenhouse Gas Control, vol. 131, en, 2024, DOI:
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.104031>.

- [26] S. Frailey, O. Tucker, G. Koperna, “The Genesis of the CO₂ Storage Resources Management System (SRMS)”. *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 4262-4269, jul, 2017, DOI:
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1566>.